

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005, 2004 Y 2003

(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").

A partir del 1 de enero de 2006, entrarán en vigencia modificaciones a las normas contables profesionales actuales según fueran adoptadas por la Resolución CD N° 93/2005 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina y por las Resoluciones N° 485 y 487 de la CNV. La Gerencia de la Sociedad estima que la adopción de dichas modificaciones no tendrán un efecto significativo en los resultados y en el patrimonio neto de la Sociedad. En relación con la opción prevista en las mencionadas normas respecto del carácter de transitorio o permanente de la diferencia originada en la reexpresión en moneda constante de los activos no monetarios a los fines del impuesto diferido, la Sociedad optará por mantener el criterio de considerar dicha diferencia como permanente, exponiendo en nota a los estados contables el efecto que resultaría de considerarse como una diferencia temporal.

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.

Criterio de reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de petróleo crudo, productos destilados y gas natural se reconocen al momento en que la propiedad y los riesgos son transferidos al cliente.

Participación en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios

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

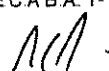
Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

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, estimado considerando tasas de interés ofrecidas a la Sociedad al cierre del ejercicio en relación con inversiones de iguales términos, se aproxima a su valor registrado. El valor corriente de los préstamos recibidos estimado, considerando precios de mercado o tasas de interés ofrecidas a la Sociedad al cierre de cada ejercicio ascendió a 1.497, 1.469 y 2.080, al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente.

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 profesionales vigentes requiere que la Dirección y la Gerencia de la Sociedad efectúen 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 y la Gerencia de la Sociedad.

Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción ha sido calculada en base a las 393.312.793 acciones de la Sociedad en circulación por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

2. CRITERIOS DE VALUACION

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

a) Caja y bancos:

- 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 vigentes, 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, productos en proceso 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, el cual no difiere significativamente de su costo de reposición al cierre de cada ejercicio.

El valor de los bienes de cambio no supera su valor de realización estimado.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B
C P C E C A B A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

d) Otros activos:

Al 31 de diciembre de 2004, corresponde a la participación en Petroken Petroquímica Ensenada S.A. ("Petroken") y en PBBPolisur S.A., las cuales fueron valuadas al menor entre su valor patrimonial proporcional y su valor de mercado menos costos directos de venta (Nota 10). Las ventas de las mencionadas sociedades no fueron calificadas como operaciones discontinuadas, ya que la Sociedad mantiene otras actividades petroquímicas en la Argentina.

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 Trasadino (Argentina) S.A., A&C Pipeline Holding Company y Petróleos Trasadinos 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.


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 a las inversiones del exterior y a la eliminación de los revalúos técnicos de bienes de uso de ciertas sociedades locales.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C P C E C A B A Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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 de cada 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.

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 aún 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 el costo del mismo es imputado a resultados.
- Los costos de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.
- Los costos activados relacionados con actividades productivas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

- Los costos activados relacionados con compras de propiedades con reservas probadas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas totales.
- Las depreciaciones se adecuan por los cambios en las estimaciones de la reservas probadas de petróleo crudo y gas, con posterioridad a la fecha de exteriorización de dichos cambios. La Sociedad efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas al menos una vez al año.
- Los costos futuros por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, son activados, a valores descontados, 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 mismo 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 y/o incrementan la capacidad productiva de los bienes son activadas. A medida que los bienes de uso son reemplazados, sus costos relacionados y sus depreciaciones acumuladas, son dados 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 estimado.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


 JUAN A. GELLY Y OBES
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

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

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 2005, 2004 y 2003, el importe determinado 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 de cada 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. Al 31 de diciembre de 2005, 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 N° 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 2005 ascienden a 20% para el gas natural y gas licuado de petróleo, 5% para las naftas, gasoil, gasolinas y otros productos derivados y entre 25% y 45% para el petróleo crudo en función del precio del West Texas Intermediate.

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 medida en que sean probables y puedan ser cuantificadas razonablemente, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C P C E C A B A Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

i) Obligaciones ambientales:

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

YPF no establece usualmente protecciones para cubrir los efectos de la variación de precios de mercado, sin embargo, al 31 de diciembre de 2005, mantiene un contrato de swap con el objeto de cubrir el cambio en el valor corriente de las entregas de petróleo crudo, de acuerdo con el contrato de venta anticipada mencionado en la Nota 9.c ("ítem protegido"). Bajo este contrato 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 2005, aproximadamente 6 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dicho contrato.

Este instrumento derivado de cobertura de riesgos a los cambios en el valor corriente del ítem protegido, se valúa a valor corriente en el rubro "Anticipos de clientes, netos" del balance general y se carga 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 del instrumento derivado y del ítem protegido no tiene efecto neto en resultados.

k) Cuentas del patrimonio neto:

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

l) Cuentas del estado de resultados:

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

- Las cuentas que acumulan operaciones monetarias 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C P C E C A B A Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

- Los cargos por consumos de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se calcularon en función de los importes ajustados de tales activos de acuerdo a lo mencionado en la Nota 1.
- 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".

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 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005, 2004 Y 2003

Activo

a) Inversiones:

	2005		2004		2003	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias y títulos públicos	176 ⁽¹⁾⁽²⁾	-	180 ⁽¹⁾	-	673 ⁽¹⁾	-
Participación en sociedades (Anexo C)	-	2.544	-	2.669	-	2.826
Previsión para desvalorización de participaciones en sociedades (Anexo E)	-	(185)	-	(325)	-	(293)
	176	2.359	180	2.344	673	2.533

(1) Incluye 161, 167 y 631 al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

(2) Devengan interés a tasas fijas anuales entre 3,5% y 8,28%.

b) Créditos por ventas:

	2005		2004		2003	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	2.008	51	1.779	71	1.554	80
Sociedades relacionadas (Nota 7)	447	-	510	-	491	-
	2.455 ⁽¹⁾	51	2.289	71	2.045	80
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(370)	-	(347)	-	(358)	-
	2.085	51	1.942	71	1.687	80

(1) Incluye 286 en gestión judicial, 138 de plazo vencido a menos de tres meses, 160 de plazo vencido a más de tres meses, 1.828 a vencer dentro de los próximos tres meses y 43 a vencer a más de tres meses.


Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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:	2005		2004		2003	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Impuesto diferido (Nota 3.I)	-	443	-	405	-	166
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	496	16	299	17	254	18
Deudores por servicios	31	-	20	-	39	-
Gastos pagados por adelantado	54	90	42	128	35	156
Cánones y derechos	17	96	19	105	18	125
Sociedades relacionadas (Nota 7)	2.830 ⁽³⁾	267	2.516	617	5.235	603
Préstamos a clientes	11	90	10	87	9	87
Por reconversión de contratos	-	17	-	21	-	25
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	1	-	6	-	29	-
Aporte fideicomiso Decreto N° 1.882/04	273	-	66	-	-	-
Diversos	201	120	220	103	130	84
	<u>3.914⁽¹⁾</u>	<u>1.139⁽²⁾</u>	<u>3.198</u>	<u>1.483</u>	<u>5.749</u>	<u>1.264</u>
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(119)	-	(122)	-	(122)	-
Previsión para valuar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(54)	-	(70)	-	(80)
	<u>3.795</u>	<u>1.085</u>	<u>3.076</u>	<u>1.413</u>	<u>5.627</u>	<u>1.184</u>

(1) Incluye 131 de plazo vencido a más de tres meses y 3.783 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 2.412 de uno a tres meses, 92 de tres a seis meses, 736 de seis a nueve meses y 543 de nueve a doce meses.

(2) Incluye 1.000 a vencer de uno a dos años, 58 a vencer de dos a tres años y 81 a vencer a más de tres años.

(3) Incluye 1.404 con Repsol YPF S.A., los cuales devengan interés a una tasa de 3% más un spread variable, y 1.252 con Repsol Internacional Finance B.V. que devengan interés a tasa fija anual de 4,59%.


d) Bienes de cambio:

	2005	2004	2003
Productos destilados	660	558	352
Petróleo crudo	394	346	262
Productos en proceso	18	9	14
Materias primas y envases	92	92	47
	<u>1.164</u>	<u>1.005</u>	<u>675</u>


e) Bienes de uso:

	2005	2004	2003
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	20.546	19.141	18.788
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(3)	(16)	(39)
Previsión para bienes de uso obsoletos y a desafectar (Anexo E)	(48)	(47)	(47)
	<u>20.495</u>	<u>19.078</u>	<u>18.702</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


 JUAN A. GELLY Y OBES
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

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

Pasivo**f) Cuentas por pagar:**

	2005		2004		2003	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	1.792	20	1.417	22	1.237	27
Obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	-	1.419	-	648	-	347
Sociedades relacionadas (Nota 7)	417	-	330	-	240	-
Inversión en sociedad controlada - YPF Holdings Inc.	275	-	102	-	-	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	200	-	136	-	104	-
Diversas	169	200	50	98	37	62
	2.853⁽¹⁾	1.639⁽²⁾	2.035	768	1.618	436

(1) Incluye 2.823 a vencer dentro de los próximos tres meses, 11 a vencer de tres a seis meses y 19 a vencer a más de seis meses.

(2) Incluye 368 a vencer de uno a dos años y 1.271 a vencer a más de dos años.

g) Préstamos:

	Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento del Capital	2005		2004		2003	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones Negociables ⁽²⁾	7,75-10,00%	2007-2028	27	1.031	29	1.078	574	1.075
Pasivo subordinado con accionistas (Nota 4)	-	-	-	-	13	-	-	-
Otras deudas bancarias y otros acreedores ⁽³⁾	5,66-7,25%	2006-2007	270	76	85	154	76	220
			297	1.107	127	1.232	650	1.295

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2005


(2) Se exponen netas de 864, 784 y 1.253 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente

(3) Incluye 155 que devenga interés a tasa anual variable LIBO más 1,60% y 185 que devengan una tasa anual fija entre 6% y 7,25%

Al 31 de diciembre de 2005, los vencimientos de los préstamos corrientes y no corrientes, son los siguientes:


	De 1 a 3 meses	De 3 a 6 meses	De 6 a 9 meses	Total
Préstamos corrientes	252	5	40	297
	De 1 a 2 años	De 3 a 4 años	A más de 5 años	Total
Préstamos no corrientes	603	307	197	1.107

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


JUAN A. GELLY Y OBES
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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


RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 CPCECABA T° 156 - F° 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)				2005		2004		2003	
	Año	Valor nominal			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
U\$S 1.000	1997	U\$S 300	7,75%	2007	14	527	14	518	15	517
U\$S 1.000	1998	U\$S 100	10,00%	2028	3	197	3	194	3	190
U\$S 1.000	1999	U\$S 225	9,13%	2009	10	307	12	366	12	368
-	-	1994	U\$S 350	-	-	-	-	-	544	-
					27	1.031	29	1.078	574	1.075

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.

La Asamblea General de Accionistas del 19 de abril de 2005 aprobó un programa de emisión de obligaciones negociables por un monto de hasta U\$S 700 millones. Los fondos se utilizarán para realizar inversiones en activos físicos dentro de la República Argentina, para la refinanciación de pasivos, para la integración de capital de trabajo en el país o para la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a YPF cuyo producido se aplique a los destinos antes especificados. Las obligaciones podrán emitirse con o sin garantía, delegándose en el Directorio la determinación de los términos, condiciones y características de cada emisión.

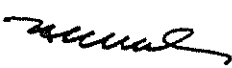
h) Anticipos de clientes, netos:	2005		2004		2003	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos de clientes	398	527	644	1.466	432	1.276
Instrumentos financieros derivados de cobertura - Swaps de precio de hidrocarburos	(303)	(426)	(380)	(832)	(172)	(395)
	95	101 ⁽¹⁾	264	634	260	881

(1) Incluye 93 a vencer de uno a dos años y 8 a vencer de dos a tres años.

Diferencias transitorias


i) Conversión de participaciones en sociedades del exterior:	2005	2004	2003
Saldo al inicio del ejercicio	(107)	(115)	-
(Disminuciones) aumentos	(5)	8	(115)
Saldo al cierre del ejercicio	(112)	(107)	(115)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


JUAN A. GELLY Y OBES
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.
 C P C E C A B A Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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


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

ESTADOS DE RESULTADOS POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005, 2004 Y 2003

	Ingresos (Egresos)		
	2005	2004	2003
j) Ventas netas:			
Ventas	22.356	19.350	17.242
Impuesto sobre los ingresos brutos	(355)	(286)	(245)
Retención a las exportaciones	(693)	(616)	(541)
	<u>21.308</u>	<u>18.448</u>	<u>16.456</u>
k) Otros egresos, netos:			
Previsión para juicios pendientes y otros reclamos	(180)	(534)	(140)
Remediación medioambiental	(128)	(69)	(34)
Diversos	(15)	(62)	13
	<u>(323)</u>	<u>(665)</u>	<u>(161)</u>
l) Impuesto a las ganancias:			
Impuesto a las ganancias corriente	(3.190)	(3.091)	(2.993)
Impuesto diferido	38	239	(248)
	<u>(3.152)</u>	<u>(2.852)</u>	<u>(3.241)</u>

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003 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:

	2005	2004	2003
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	8.489	7.728	7.869
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(2.971)	(2.705)	(2.754)
Diferencias permanentes:			
Reexpresión en moneda constante	(346)	(353)	(485)
Resultado de inversiones no corrientes	59	71	136
Diferencia de cambio no gravada (no deducible)	14	5	(18)
Diversas	92	130	(120)
	<u>(3.152)</u>	<u>(2.852)</u>	<u>(3.241)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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 2005, 2004 y 2003, es la siguiente:

	2005	2004	2003
Activos impositivos diferidos			
Diferencias de cambio generadas por la devaluación inicial del peso - Ley N° 25.561	49	99	151
Previsiones y otros pasivos no deducibles	624	425	250
Quebrantos específicos	42	174	-
Diversos	93	84	51
Total activo impositivo diferido	<u>808</u>	<u>782</u>	<u>452</u>
Pasivos impositivos diferidos			
Bienes de uso	(345)	(258)	(235)
Diversos	(20)	(119)	(51)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(365)</u>	<u>(377)</u>	<u>(286)</u>
Total impuesto diferido	<u>443</u>	<u>405</u>	<u>166</u>

4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2005, 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 2005, 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 2005, 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 copamiento 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.

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. Con fecha 29 de abril de 2005, dicho pasivo fue cancelado con la totalidad de los accionistas de la Sociedad en proporción a sus respectivas tenencias accionarias.


Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C P C E C A B A T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

5. ACTIVOS DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 2005, 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 43 millones y U\$S 91 millones, respectivamente. Los préstamos relacionados tienen vencimiento final en 2011 y 2013, respectivamente.

6. PARTICIPACION EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS

Al 31 de diciembre de 2005, 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	30/09/05	Exploración y producción
Aguada Pichana Neuquén	27,27%	Total Austral S.A.	30/09/05	Producción
Aguaragüe Salta	30,00%	Tecpetrol S.A.	30/11/05	Exploración y producción
Bandurria Neuquén	27,27%	YPF S.A.	31/12/04	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.	31/12/04	Exploración y producción
CAM-3 Santa Cruz	50,00%	Sipetrol S.A.	31/12/04	Exploración y producción
Campamento Central / Cañadón Perdido Chubut	50,00%	YPF S.A.	31/12/04	Producción
CCA-1 GAN GAN Chubut	50,00%	Wintershall Energía S.A.	31/12/04	Exploración
CGSJ - V/A Chubut	50,00%	Wintershall Energía S.A.	31/12/04	Exploración
Corralera Neuquén	40,00%	Chevron San Jorge S.R.L.	-	Exploración
El Tordillo Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/05	Producción
Filo Morado Neuquén	50,00%	YPF S.A.	31/12/04	Generación de energía eléctrica
La Tapera y Puesto Quiroga Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/05	Exploración
Llancanelo Mendoza	51,00%	YPF S.A.	31/12/04	Exploración y producción


Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

Nombre y Ubicación	Participación	Operador	Ultimos Estados Contables Emitidos	Actividad
Magallanes "A" Santa Cruz	50,00%	Sipetrol S.A.	31/12/04	Producción
Palmar Largo Formosa	30,00%	Pluspetrol S.A.	30/09/05	Producción
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	61,55%	Petrobas Energia S.A.	30/09/05	Producción
Ramos Salta	15,00% ⁽¹⁾	Pluspetrol Energy S.A.	31/12/04	Producción
San Roque Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/05	Exploración y producción
Tierra del Fuego Tierra del Fuego	30,00%	Pan American Fuegoína S.R.L.	31/12/05	Producción
Zampal Oeste Mendoza	70,00%	YPF S.A.	-	Exploración y producción

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

Hasta el 31 de diciembre de 2005, la Sociedad licitó y resultó adjudicataria en forma total o asociada con terceros de permisos de exploración en varias áreas.

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003 y los costos de producción por los ejercicios finalizados en dichas fechas de las UTEs y consorcios que se incluyen en cada rubro de los estados contables son los siguientes:

	2005	2004	2003
Activo corriente	75	84	79
Activo no corriente	2.109	1.912	1.792
Total del activo	2.184	1.996	1.871
Pasivo corriente	279	197	152
Pasivo no corriente	186	137	133
Total del pasivo	465	334	285
Costos de producción	894	775	665

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

7. SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES RELACIONADAS


Al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, 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:

	2005			2004				2003				
	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Otros créditos		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	
	Corriente	Otros créditos	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	Otros créditos	No Corriente	Corriente	
Sociedades controladas:												
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	17	-	-	9	16	-	-	10	9	-	-	5
A - Evangelista S.A.	-	3	-	58	-	7	-	41	-	1	-	18
YPF Holdings Inc	-	130	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Argentina Private Development Company Limited	-	-	-	44	-	-	-	44	-	-	-	44
	17	133	-	113	16	7	-	95	9	1	-	67
Sociedades bajo control conjunto:												
Profertil S.A.	9	-	-	8	6	1	-	34	11	37	-	14
Compañía Mega S.A. ("Mega")	178	-	-	-	157	2	-	-	112	30	-	21
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	77	-	-	25	72	-	-	26	57	-	-	43
Petroken	-	-	-	-	38	-	-	1	35	-	-	-
	264	-	-	33	273	3	-	61	215	67	-	78
Sociedades bajo influencia significativa:	38	4	-	45	114	1	-	46	73	22	-	28
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:												
Repsol YPF	-	1 404	-	83	-	1 305	-	26	-	1 385	-	33
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	29	-	-	30	30	-	-	28	132	-	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	18	1	-	1	16	21	32	-	10	22	48	2
Repsol YPF Gas Chile Ltda.	-	-	-	-	-	4	323	-	-	8	299	-
Repsol YPF Brasil S.A.	15	18	267	19	11	18	262	18	21	25	256	14
Repsol International Finance B.V.	-	1 252	-	-	-	1 137	-	-	-	3 699	-	-
Repsol YPF E&P de Bolivia S.A.	-	2	-	69	-	-	-	36	-	-	-	-
Otras	66	16	-	24	50	20	-	20	31	6	-	18
	128	2.693	267	226	107	2.505	617	128	194	5.145	603	67
	447	2.830	267	417	510	2.516	617	330	491	5.235	603	240

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


JUAN A. GELLY Y OBES
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


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

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 2005, 2004 y 2003, son las siguientes:

	2005				2004				2003			
	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)
Sociedades controladas:												
Operadora de Estaciones de Servicios S A												
	18	131	-	-	15	96	-	-	9	80	-	-
A - Evangelista S A												
	2	243	-	-	-	131	-	-	1	117	-	-
YPF Holdings, Inc.												
	-	2	(126)	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	20	376	(126)	1	15	227	-	-	10	197	-	-
Sociedades bajo control conjunto:												
Profertil S A.												
	65	70	-	-	67	130	35	-	48	72	50	5
Mega												
	829	-	-	-	611	-	25	(1)	413	-	-	1
Refinor												
	313	175	-	-	266	140	-	-	263	126	-	-
Petroken⁽¹⁾												
	87	3	-	-	181	5	-	-	143	1	-	-
	1.294	248	-	-	1.125	275	60	(1)	867	199	50	6
Sociedades bajo influencia significativa:												
	245	262	-	-	564	244	-	-	310	230	-	-
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:												
Repsol YPF												
	-	16	-	56	-	20	185	51	-	19	(134)	49
Repsol YPF Transporte y Trading S A												
	546	508	-	-	636	155	-	-	1 225	34	-	-
Repsol YPF Brasil S A												
	72	-	-	11	70	5	-	14	64	2	-	16
Repsol YPF Gas S A												
	192	4	53	5	193	2	17	7	170	1	27	5
Repsol International Finance B V												
	-	-	(100)	46	-	-	2 602	31	-	-	(2 644)	28
Repsol YPF E&P de Bolivia S A												
	2	323	-	-	-	160	-	-	-	-	-	-
Repsol YPF Gas Chile Ltda												
	-	-	306	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras												
	205	1	-	-	185	10	-	18	291	10	25	11
	1.017	852	259	138	1.084	352	2.804	121	1.750	66	(2.726)	109
	2.576	1.738	133	139	2.788	1.098	2.864	120	2.937	692	(2.676)	115

(1) Se exponen las operaciones hasta el momento de su venta (Nota 10)

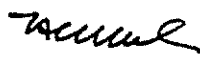
8. BENEFICIOS SOCIALES Y OTROS BENEFICIOS PARA EL PERSONAL

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


Estos programas 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 32, 29 y 23 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006


JUAN A. GELLY Y OBES
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B
 CPCECABA Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

DELOITTE & Co. S.R.L.
 CPCECABA Tº 1 - Fº 3

RICARDO O. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 CPCECABA Tº 156 - Fº 159

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 aproximadamente a 9, 5 y 5 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente.

9. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

a) Juicios pendientes y contingencias:

Al 31 de diciembre de 2005, la Sociedad ha registrado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

- *Juicios pendientes:* En el curso normal de sus negocios, la Sociedad ha sido demandada en numerosos procesos judiciales en el fuero laboral, civil y comercial. La Gerencia de la Sociedad, en consulta con sus asesores legales externos, ha constituido una previsión considerando a tales fines la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables, incluyendo honorarios y costas judiciales.

Adicionalmente, existen 84 causas, individualmente no significativas por su naturaleza, con perspectiva probable 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 externos, no ha podido determinar razonablemente el monto de las mismas.

- *Mercado del gas licuado de petróleo:* Con fecha 22 de marzo de 1999, YPF fue notificada de la Resolución Nº 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 de Justicia de la Nación confirmó la multa e YPF efectivizó el pago reclamado.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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 Resolución N° 189/99 ordenó iniciar una investigación para comprobar si la conducta de abuso de posición dominante sancionada por 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.

El planteo de nulidad por defectos en la forma de la imputación antes mencionado, fue rechazado por la CNDC. Dicha resolución de la CNDC fue confirmada por la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico, y quedó firme, con fecha 27 de septiembre de 2005, ante la desestimación por parte de la Corte Suprema de Justicia de la Nación de la queja presentada por YPF ante la denegación del recurso extraordinario.

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 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.

- *Reclamos fiscales:* Con fecha 31 de enero de 2003, la Sociedad recibió una notificación de la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"), manifestando que las ventas correspondientes a los compromisos futuros de entregas de petróleo crudo en los que la Sociedad es parte, deberían estar sujetos a una retención por impuesto a las ganancias. Con fecha 8 de marzo de 2004, la AFIP reclamó formalmente a la Sociedad por un monto de 45 más intereses y multas. Adicionalmente, el 24 de junio de 2004, YPF recibió un nuevo reclamo formal de la AFIP argumentando que los servicios relativos a estos contratos deberían estar gravados por el impuesto al valor agregado. Consecuentemente, durante el ejercicio 2004, YPF presentó su defensa, rechazando las demandas y argumentando la posición de la Sociedad. Sin embargo, el 28 de diciembre de 2004 la Sociedad fue notificada de la resolución de la AFIP que confirma los reclamos originales en ambas causas. La Sociedad ha apelado dicha resolución ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Adicionalmente, la Sociedad ha recibido diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales.
- *Arbitraje con CMS Ensenada S.A. ("CMS"):* En abril de 2004, la Sociedad recibió una demanda arbitral interpuesta por CMS, planteada en el marco del contrato de suministro de energía eléctrica y vapor a la Refinería La Plata. CMS plantea la inconstitucionalidad de la "pesificación" de las obligaciones denominadas en moneda extranjera derivadas del mencionado contrato, dispuesta por la Ley de Emergencia Económica, reclamando que las mismas debieran ser canceladas en la moneda originalmente pactada (dólares estadounidenses). YPF ha contestado la demanda, sosteniendo la constitucionalidad de la pesificación de las mencionadas obligaciones. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, el Tribunal Arbitral no ha emitido su laudo por esta causa.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

- *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 requerida 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 2005, todos los reclamos relacionados con la sociedad predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional Argentino.
- *Exportaciones de gas natural:* A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazada por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el "Programa") aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía.

Mediante el Programa, el Gobierno Argentino, requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de gas natural al mercado interno para satisfacer la demanda de gas natural de ciertos consumidores del mercado argentino ("Requerimientos de Inyección Adicional"). Dichos volúmenes adicionales, no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada por el Programa.


Como consecuencia del Programa, en reiteradas ocasiones, durante los años 2004 y 2005, la Sociedad se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes de largo plazo para la entrega de volúmenes de gas natural.

La Sociedad ha impugnado el Programa y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que tales medidas del Gobierno Argentino constituyen un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por la Sociedad, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto.

Asimismo, la Sociedad posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible:

- *Arbitraje con Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("ENDESA"):* En enero de 2005, 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. El contrato establece que la compensación por no entrega de gas natural no podrá superar los U\$S 9 millones por año, aunque, dadas ciertas circunstancias, dicho límite podría elevarse a U\$S 9 millones adicionales por año. A la fecha el tribunal arbitral no se ha constituido.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

- *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.

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.

Adicionalmente, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que YPF es demandada por aproximadamente 512, 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 externos ha considerado que constituyen contingencias posibles.

b) Pasivos ambientales:

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B
C P C E C A B A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



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

No obstante, periódicamente se realizan 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 2005, en adición a las obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos mencionadas en la Nota 3.f, se han provisionado 248, correspondientes a 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 revaluación 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 las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Adicionalmente, ciertos pasivos ambientales relacionados con operaciones de Chemicals en Estados Unidos de América 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 ciertos compromisos ambientales asumidos y a sus costos y gastos operativos (Nota 3 a los estados contables consolidados).

c) Otros compromisos:

- *Compromisos contractuales:* En junio de 1998, YPF recibió un pago anticipado por el compromiso futuro de entregas de petróleo por aproximadamente U\$S 315 millones. Bajo los términos del contrato, la Sociedad acordó vender y entregar al comprador aproximadamente 23,9 millones de barriles de petróleo crudo durante el término de diez años. La Sociedad podrá utilizar crudos de diferentes orígenes para satisfacer sus entregas contractuales, incluyendo crudo de producción propia y crudo adquirido a terceros. Este anticipo por ventas de crudo ha sido expuesto como "Anticipos de clientes, netos" en el balance general y será aplicado a las entregas realizadas al comprador durante el término del contrato. Al 31 de diciembre de 2005, aproximadamente 6 millones de barriles de crudo se encuentran pendientes de entrega.

Durante el mes de septiembre de 2005, YPF canceló anticipadamente el compromiso futuro de entregas de petróleo de 11 millones de barriles de crudo, por el cual había recibido un anticipo de U\$S 400 millones en 2001, mediante el pago de U\$S 191 millones por todo concepto, que incluyen 71 de costos de precancelación.

Adicionalmente, la Sociedad ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir o entregar el bien objeto del contrato.


Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

- *Arrendamientos operativos:* Al 31 de diciembre de 2005, los principales contratos de arrendamiento corresponden principalmente a alquileres de equipamiento de instalaciones de producción en yacimientos, equipamientos para compresión de gas natural y de terrenos para la instalación de estaciones de servicio. Los cargos por estos contratos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003 ascendieron a 242, 222 y 141, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2005, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años
Pagos futuros estimados	291	190	139	111	103	198

- *Acuerdo con el Estado Nacional y la Provincia de Neuquén:* Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto Nº 1.252, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa de la cual YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF se comprometió, entre otras cosas, a abonar al Estado Nacional U\$S 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada en tres cuotas anuales, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general; a definir un programa de inversiones de U\$S 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.

d) **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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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

10. PRINCIPALES CAMBIOS EN EL CONJUNTO ECONOMICO

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2005:

- En enero de 2005, YPF vendió por un valor de U\$S 97,5 millones su participación en PBBPolisur S.A., sociedad con operaciones en el segmento de Química en Argentina, registrando una ganancia de 75.
- En marzo de 2005, YPF acordó la venta de su participación en Petroken, sociedad con operaciones en el segmento de Química en Argentina, por un valor de U\$S 58 millones (equivalente a su valor patrimonial proporcional). Dicha operación fue aprobada por la CNDC en julio de 2005.
- En octubre de 2005, YPF transfirió su participación en Gas Argentino S.A. a YPF Inversora Energética S.A., sociedad controlada por YPF.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2004:

- En julio de 2004, YPF Holdings Inc., sociedad controlada por YPF, vendió por un valor de U\$S 43 millones su participación en 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 International S.A., sociedad controlada por YPF, 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.

11. RESTRICCIONES A LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS

De acuerdo con las disposiciones de la Ley Nº 19.550, el 5% de la utilidad neta del ejercicio debe ser apropiada a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social (capital suscripto y ajuste de los aportes). En consecuencia, los resultados no asignados están restringidos en 267.

De acuerdo con la Ley Nº 25.063, sancionada en diciembre de 1998, los dividendos que se distribuyan, en dinero o en especie, en exceso de las utilidades impositivas acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de pago o distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo, excepto los que se distribuyan a accionistas radicados en países con los cuales existan convenios para evitar la doble imposición, los cuales estarán sujetos a una alícuota menor. Se consideran utilidades impositivas acumuladas a los efectos de este impuesto al saldo de utilidades contables acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la vigencia de la referida ley menos los dividendos pagados más las utilidades impositivas determinadas a partir de dicho ejercicio y los dividendos o utilidades provenientes de otras sociedades en Argentina.


Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006



JUAN A. GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B
C P C E C A B A Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2006

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



RICARDO C. RUIZ
Socio

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

12. EXPOSICIONES SOBRE PETRÓLEO Y GAS (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 2005, 2004 y 2003:

	2005			2004			2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Propiedades de petróleo y gas probadas									
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	43.785	23	43.808	41.239	23	41.262	39.013	46	39.059
Equipos e instalaciones auxiliares	1.000	-	1.000	863	-	863	782	-	782
Perforaciones, equipos e instalaciones en curso	1.561	101	1.662	901	60	961	987	93	1.080
Propiedades de petróleo y gas no probadas	136	56	192	65	45	110	-	50	50
Total costos activados	46.482	180	46.662	43.068	128	43.196	40.782	189	40.971
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(30.859)	(19)	(30.878)	(28.696)	(16)	(28.712)	(26.767)	(14)	(26.781)
Costos netos activados	15.623	161	15.784	14.372	112	14.484	14.015	175 ⁽¹⁾	14.190
Costos netos activados de sociedades vinculadas	108	-	108	104	-	104	102	-	102

(1) Incluye costos activados en propiedades que fueron vendidas durante el ejercicio 2004, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 10

Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

	2005			2004			2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Adquisición de reservas									
No probadas	-	15	15	-	6	6	-	20	20
Costos de exploración	371	54	425	297	108	405	215	208	423
Costos de desarrollo	3.236	37	3.273	2.235	12	2.247	1.900	2	1.902
Total de costos incurridos	3.607	106	3.713	2.532	126 ⁽¹⁾	2.658	2.115	230 ⁽¹⁾	2.345
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	12	-	12	11	-	11	6	-	6

(1) Incluye costos incurridos en propiedades que fueron vendidas durante el ejercicio 2004, de acuerdo con lo mencionado en Nota 10

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.

	2005			2004			2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo ⁽¹⁾	Consolidado	Argentina	Resto del mundo ⁽¹⁾	Consolidado
Ventas netas a terceros	2.366	14	2.380	2.234	10	2.244	1.411	21	1.432
Ventas netas intersegmentos	11.467	-	11.467	10.790	-	10.790	10.092	-	10.092
Total ventas netas	13.833	14	13.847	13.024	10	13.034	11.503	21	11.524
Costos de producción	(4.247)	(6)	(4.253)	(3.618)	(10)	(3.628)	(3.190)	(10)	(3.200)
Gastos de exploración	(231)	(49)	(280)	(246)	(136)	(382)	(154)	(123)	(277)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(2.190)	(7)	(2.197)	(1.952)	(5)	(1.957)	(1.806)	(6)	(1.812)
Otros	(44)	-	(44)	(9)	-	(9)	-	(3)	(3)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	7.121	(48)	7.073	7.199	(141)	7.058	6.353	(121)	6.232
Impuesto a las ganancias	(2.740)	(2)	(2.742)	(2.786)	(1)	(2.787)	(2.520)	(4)	(2.524)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	4.381	(50)	4.331	4.413	(142)	4.271	3.833	(125)	3.708
Resultados netos de las operaciones de sociedades vinculadas	51	-	51	35	-	35	20	-	20

(1) Incluye los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas relacionadas con las propiedades vendidas durante el ejercicio 2004, de acuerdo con lo mencionado en Nota 10

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 2005, 2004 y 2003 y los cambios correspondientes:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)								
	2005			2004			2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas									
Saldos al inicio del ejercicio	1.108	6	1.114	1.264	5	1.269	1.381	6	1.387
Revisiones de estimaciones anteriores	(226)	-	(226)	(38)	-	(38)	(18)	(1)	(19)
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	23	-	23	28	6	34	58	-	58
Venta de reservas <i>in situ</i> (Nota 10)	-	-	-	-	(5)	(5)	-	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(134)	-	(134)	(146)	-	(146)	(157)	-	(157)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>771⁽¹⁾</u>	<u>6</u>	<u>777</u>	<u>1.108⁽¹⁾</u>	<u>6</u>	<u>1.114</u>	<u>1.264⁽¹⁾</u>	<u>5</u>	<u>1.269</u>
Reservas probadas y desarrolladas									
Comienzo del ejercicio	908	-	908	1.047	-	1.047	1.135	1	1.136
Cierre del ejercicio	604 ⁽²⁾	-	604	908 ⁽²⁾	-	908	1.047 ⁽²⁾	-	1.047
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	3 ⁽³⁾	-	3	7	-	7	10	-	10

(1) Incluye líquidos de gas natural por 150, 236 y 275 al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente

(2) Incluye líquidos de gas natural por 108, 186 y 222 al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente

(3) En diciembre de 2005 se realizó una revisión a la baja de estimaciones anteriores de reservas probadas de 2

Gas natural (miles de millones de pies cúbicos)

	2005			2004			2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
	Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas								
Saldos al inicio del ejercicio	6.812	8	6.820	7.930	50	7.980	8.919	55	8.974
Revisiones de estimaciones anteriores	(1.500)	-	(1.500)	(524)	-	(524)	(362)	(4)	(366)
Extensiones y descubrimientos	30	-	30	111	4	115	16	-	16
Venta de reservas <i>in situ</i> (Nota 10)	-	-	-	-	(46)	(46)	-	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(667)	-	(667)	(705)	-	(705)	(643)	(1)	(644)
Saldos al cierre del ejercicio	4.675	8	4.683	6.812	8	6.820	7.930	50	7.980
Reservas probadas y desarrolladas									
Comienzo del ejercicio	5.037	4	5.041	5.602	7	5.609	6.793	8	6.801
Cierre del ejercicio	3.197	4	3.201	5.037	4	5.041	5.602	7	5.609
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	97 ⁽²⁾	-	97	200	-	200	297	-	297

(1) Excluye las cantidades venteadas.

(2) En diciembre de 2005 se realizó una revisión a la baja de estimaciones anteriores de reservas probadas de 77

En diciembre de 2005 se revisaron a la baja 509 millones de barriles equivalentes de reservas probadas de petróleo y gas en Argentina. La revisión más significativa corresponde a reservas del área Loma La Lata, debido a que una baja de presión observada en este yacimiento ha evidenciado que, bajo las condiciones técnicas, económicas y operativas actuales, una parte de las reservas *in situ* podría no ser extraíble con una certeza razonable.

La Comisión de Auditoría y Control de Repsol YPF ("la Comisión") ha iniciado una revisión independiente sobre los hechos y circunstancias de esta revisión a la baja en las reservas probadas.

Los presentes estados contables contemplan todos los efectos significativos conocidos a la fecha de emisión de los mismos. Los efectos de la implementación de las recomendaciones que la Comisión eventualmente realice serán reconocidos en el momento y el modo en que la Dirección de la Sociedad tome conocimiento de las mismas.

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 3,03, 2,98 y 2,93 pesos argentinos por dólar estadounidense, al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente.

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

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


	2005			2004			2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	123.963	109	124.072	126.217	67	126.284	109.099	998	110.097
Costos futuros de producción	(28.701)	(12)	(28.713)	(30.070)	(8)	(30.078)	(27.141)	(289)	(27.430)
Costos futuros de desarrollo	(9.054)	-	(9.054)	(7.101)	-	(7.101)	(2.944)	(168)	(3.112)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	86.208	97	86.305	89.046	59	89.105	79.014	541	79.555
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(28.082)	(42)	(28.124)	(36.388)	(26)	(36.414)	(31.915)	(273)	(32.188)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% ⁽¹⁾	(18.757)	(19)	(18.776)	(17.065)	(12)	(17.077)	(15.354)	(98)	(15.452)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	<u>39.369</u>	<u>36</u>	<u>39.405</u>	<u>35.593</u>	<u>21</u>	<u>35.614</u>	<u>31.745</u>	<u>170⁽²⁾</u>	<u>31.915</u>
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	215	-	215	323	-	323	374	-	374

- (1) El impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 27.280 (27.245 en Argentina y 35 en Resto del mundo), 28.143 (28.121 en Argentina y 22 en Resto del mundo) y 25.599 (25.408 en Argentina y 191 en Resto del mundo) al 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003, respectivamente.
- (2) Incluye los flujos de fondos relacionados con las propiedades vendidas en el ejercicio 2004, de acuerdo a lo mencionado en la Nota 10.

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

La tabla siguiente refleja los cambios en la medición estándar de los flujos netos de fondos futuros descontados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005, 2004 y 2003:

	2005	2004	2003
Saldos al inicio del ejercicio	35.614	31.915	38.919
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(10.753)	(8.921)	(9.405)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción	20.505	12.445	839
Cambios en las reservas y en los perfiles de producción	(11.355)	(2.641)	(5.725)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación secundaria	1.776	1.796	4.728
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo y abandono	(2.269)	(3.244)	56
Costos de desarrollo del ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	1.485	634	1.059
Efecto financiero	3.105	2.689	2.901
Cambio neto de impuesto a las ganancias	678	(181)	3.099
Ventas de reservas <i>in situ</i>	-	(146)	-
Otros	619	1.268	(4.556)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>39.405</u>	<u>35.614</u>	<u>31.915</u>



ENRIQUE LOCUTURA RUPEREZ
Vicepresidente Ejecutivo