

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2001, 2000 Y 1999

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

1. Modificaciones a la Normativa Económica de la República Argentina y Bases de Presentación de los Estados Contables

Modificaciones a la normativa económica de la República Argentina

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

Bases de presentación de los estados contables

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


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

Reexpresión en moneda constante

Los estados contables reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda en forma integral hasta el 31 de agosto de 1995, mediante la aplicación del método de reexpresión en moneda constante establecido por la Resolución Técnica N° 6 de la FACPCE. A partir del 1° de septiembre de 1995, de acuerdo con lo requerido por la Resolución General N° 272 de la CNV, la Sociedad discontinuó la aplicación del método, manteniendo las reexpresiones registradas hasta dicha fecha.

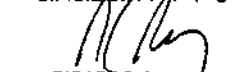
Este criterio es aceptado por las normas contables profesionales vigentes en Argentina en la medida que la variación en el índice de precios aplicable para la reexpresión no supere el 8% anual. La variación de dicho índice en cada uno de los ejercicios cerrados a partir del 1° de septiembre de 1995 ha sido inferior al porcentaje mencionado.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° - F° 8


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

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

La Sociedad utiliza instrumentos financieros derivados que tienen por objeto establecer una protección frente a la exposición del tipo de cambio de monedas extranjeras (distintas de dólares estadounidenses). YPF no establece usualmente protecciones para cubrir los efectos de la variación de otros precios de mercado, sin embargo, ha acordado ciertos contratos de cobertura que se detallan a continuación.

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

El detalle de los instrumentos financieros derivados utilizados por la Sociedad al 31 de diciembre de 2001 es el siguiente:

a) Contrato de cobertura de tipo de cambio:

Swap financiero con el objeto de establecer una protección frente al préstamo en yenes mencionado en Nota 3.g.2), a través del cambio de dólares estadounidenses por yenes a un tipo de cambio fijo de 105,65 yenes/U\$. El monto de la deuda al 31 de diciembre de 2001, considerando el efecto del swap financiero mencionado y del interés adicional devengado, asciende a 55.

Esta operación no implica la sustitución del acreedor original ni la generación de un nuevo pasivo.

b) Opciones de precio del crudo:

YPF ha acordado opciones que tienen por objeto establecer una protección sobre el precio bajo el contrato de venta de crudo a largo plazo con ENAP (compañía petrolera estatal chilena) dado que la Sociedad ha garantizado las emisiones de las Obligaciones Negociables por U\$S 400 millones correspondientes a los programas globales de U\$S 500 y U\$S 700 millones, respectivamente, mencionados en la Nota 3.g.1), con los ingresos provenientes de las exportaciones relacionadas con este contrato. Dichas opciones pueden ser ejercidas en el caso de que el precio de mercado sea inferior a U\$S 14 por barril de crudo. Al 31 de diciembre de 2001, aproximadamente 6 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichas opciones.

c) Contratos de swap de precio del crudo:

En noviembre de 1996, junio de 1998 y diciembre de 2001, la Sociedad acordó contratos de swap de precio sobre ciertos compromisos correspondientes a entregas de petróleo crudo por aproximadamente 27,8 millones, 23,9 millones y 24,1 millones de barriles a ser entregados durante el término de siete, diez y siete años, respectivamente, de acuerdo con los contratos de venta de petróleo crudo a futuro mencionados en la Nota 10.b). Bajo estos contratos de swap de precio, la Sociedad recibirá precios variables que dependerán de los precios de mercado. Al 31 de diciembre de 2001, aproximadamente 47 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichos contratos.

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

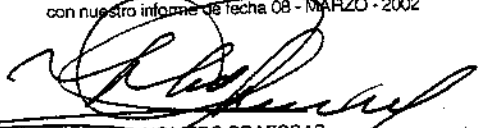
Fondos

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

Desbalanceos en la producción de gas


La Sociedad aplica el método de la propiedad para contabilizar los desbalanceos en la producción de gas. De acuerdo con el método de la propiedad, el gas de un campo es considerado como propiedad conjunta de los socios. La Sociedad reconoce en el rubro otros créditos su parte proporcional del gas producido no retirado.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



NOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.F. Tº 14 - Pº 111

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Pº 8



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

criterio de reconocimiento de ingresos

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

Participación en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios

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

Concesiones de explotación y permisos de exploración

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

Utilidades por acción

Las utilidades por acción han sido calculadas en base a las 393.312.793 acciones de la Sociedad en circulación por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001 y a las 353.000.000 acciones de la Sociedad en circulación por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000 y 1999 (Nota 4).

2. Criterios de Valuación

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

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


- En moneda nacional: a su valor nominal, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación.
- En moneda extranjera: se convirtieron a los tipos de cambio vigentes al cierre de cada ejercicio para la liquidación de estas operaciones, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados a la fecha de cierre de los mismos según las cláusulas específicas de cada operación. Los activos y pasivos en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2001 fueron valuados al tipo de cambio de 1 peso por cada dólar estadounidense vigente a la fecha de suspensión del mercado de cambios, de acuerdo con lo establecido por la Resolución MD N° 1/02 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y por la Resolución N° 392 de la CNV (Nota 13). Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo G.

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

b) Bienes de cambio:


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 11 - F° 8



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.F. T° 166 - F° 159

c) **Inversiones no corrientes:**

Inversiones en acciones y participación en otras sociedades

Las mismas comprenden participaciones en sociedades controladas y vinculadas (Artículo 33 de la Ley Nº 19.550) e inversiones en otras sociedades en las cuales YPF posee menos de un 10% de participación. Estas inversiones se detallan en el Anexo C y han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional, excepto Mercobank S.A. que ha sido valuada al costo debido a que YPF no ejerce influencia significativa en las decisiones de dicha sociedad. Las participaciones en sociedades extranjeras han sido convertidas a pesos utilizando las cotizaciones vigentes al cierre de cada ejercicio (Nota 13). En caso de corresponder, se han adecuado los estados contables de las sociedades controladas y vinculadas para adaptarlos a los criterios contables aplicados en la confección de los estados contables de YPF.

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

Para la determinación de la participación en sociedades controladas y vinculadas se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio (Anexo C), considerando los hechos significativos subsecuentes.

La Sociedad presenta estados contables consolidados como información complementaria a los presentes estados contables por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999 (Cuadro I).

A partir de la vigencia de la Ley Nº 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.

Títulos públicos

La Compañía ha decidido mantener estos títulos hasta su vencimiento, por lo tanto, estas inversiones han sido valuadas al costo, incorporando los intereses devengados al cierre del ejercicio.

d) **Bienes de uso:**


Al costo de adquisición reexpresado de acuerdo con lo indicado en 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. Para aquellos bienes cuya construcción requiere un período prolongado de tiempo, se han activado los costos financieros. Dichos costos se encuentran netos del efecto de la inflación acumulada hasta el 31 de agosto de 1995, de acuerdo con lo indicado en Nota 1.

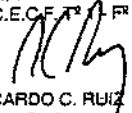
Actividades de producción de petróleo y gas

- La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En consecuencia, los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, han sido imputados a resultados del ejercicio en que se incurrieron. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se capitalizan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. En tal sentido, los costos de perforación de un pozo exploratorio también son imputados a resultados si el proceso de determinación de reservas probadas excede a un año desde la fecha de finalización de la perforación.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8


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


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

- Los costos intangibles de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos tangibles de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.
- Los costos activados relacionados con actividades productivas, incluidos los costos tangibles e intangibles, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.
- 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.
- La propiedad minera en áreas con reservas no probadas ha sido valuada al costo reexpresado de acuerdo con lo indicado en la Nota 1. Respecto de las áreas con reservas no probadas se establece, de ser necesario, una previsión con cargo a resultados, que refleja el valor no recuperable de las áreas con reservas no probadas. Las propiedades mineras en áreas con reservas no probadas que no están produciendo son examinadas periódicamente por la gerencia de la Sociedad para asegurar que el valor de la inversión registrada sea recuperable en base a las estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas posibles y probables totales que se espera agregar a lo largo del resto del plazo de cada concesión.
- Los costos futuros estimados de abandono y taponamiento de pozos se tienen en cuenta al determinar las depreciaciones.

Otros bienes de uso

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

El mantenimiento y las reparaciones de las instalaciones de producción que se realizan con una periodicidad mayor a la anual, han sido provisionados de manera tal de distribuir adecuadamente su costo entre los ejercicios pertinentes. El mantenimiento y las reparaciones normales de todos los demás bienes de uso se imputan a resultados a medida que se realizan.

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

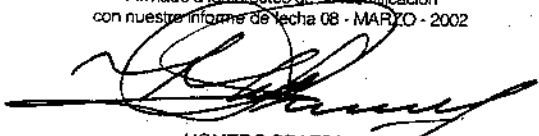
Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (b) se previene o limita la contaminación ambiental;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

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

e) Activos intangibles:

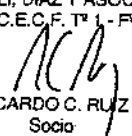
Llave de negocio: corresponde a la diferencia entre el costo de adquisición de ciertas inversiones no corrientes y su respectivo valor patrimonial proporcional, el cual era similar al valor de mercado de los activos y pasivos netos de estas sociedades a la fecha de adquisición de los mismos, reexpresado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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8


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

f) **Impuestos y regalías:**

Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

La Sociedad determina el impuesto a las ganancias aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva estimada del ejercicio, sin considerar el efecto de las diferencias temporarias entre el resultado contable y el impositivo. Adicionalmente, determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal de la Sociedad en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, el importe estimado en concepto del impuesto a las ganancias fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta estimado y se imputó al resultado de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias".

Regalías e impuesto sobre los ingresos brutos

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

Las ventas, excepto las exportaciones, están alcanzadas por el impuesto sobre los ingresos brutos, cuya alícuota efectiva promedio fue de aproximadamente 1,80%, 1,78% y 1,66% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente.

g) **Previsiones:**

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

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

h) **Cuentas del patrimonio neto:**

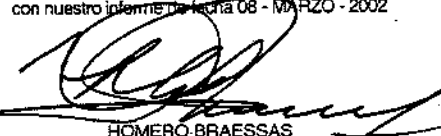
Se reexpresaron de acuerdo con lo indicado en Nota 1, excepto la cuenta "Capital suscripto", la cual se ha mantenido por su valor de origen. El ajuste derivado de su reexpresión al 31 de agosto de 1995 se expone en la cuenta "Ajuste de los aportes".

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

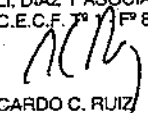
Las cuentas del estado de resultados han sido registradas mediante la aplicación de los siguientes criterios:

- El costo de ventas ha sido calculado computando las unidades vendidas en cada mes al costo de reproducción de dicho mes.
- Los cargos por consumos de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se registraron en función de los importes ajustados de tales activos, de acuerdo con lo indicado en la Nota 1.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1º Fº 8


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

- El resultado por tenencia correspondiente a los bienes de cambio valuados a su valor corriente se incluyó en el rubro "Resultado por tenencia de bienes de cambio".
- Los resultados de inversiones permanentes en sociedades controladas y vinculadas se computaron sobre la base de los resultados de dichas sociedades y se incluyeron en el rubro "Resultados de inversiones permanentes".
- En los casos en que fueron significativos, la Sociedad segregó los componentes financieros implícitos devengados en cada ejercicio, los cuales se incluyeron en el rubro "Resultados financieros y por tenencia".

A partir del 1° de enero de 2000, a los efectos de los estados contables básicos, los resultados de inversiones permanentes en sociedades controladas y en aquellas sociedades vinculadas en las cuales se posee una participación del 50% o se ejerce control conjunto, dejaron de ser consolidados línea por línea, netos de las operaciones entre dichas sociedades, en base a la participación proporcional en las cuentas de los estados de resultados de las mismas. Dicha información se incluye en los estados contables consolidados (Cuadro I - Nota 1.b). El estado de resultados de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999 ha sido modificado para dar efecto a dicho cambio.

j) Obligaciones ambientales:

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

3. Detalle de los Principales Rubros de los Estados Contables

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

Balances Generales

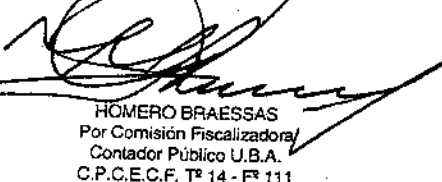
Activo

a) Inversiones:

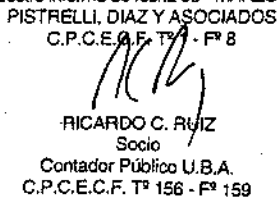
	<u>2001</u>		<u>2000</u>		<u>1999</u>	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias y títulos públicos	6 ⁽¹⁾	20 ⁽²⁾	15 ⁽¹⁾	-	20 ⁽¹⁾	-
Sociedades controladas, vinculadas y otras (Anexo C)	-	2.224	-	2.775	-	2.836
Previsión para desvalorización de las participaciones en sociedades vinculadas y otras sociedades (Anexo E)	-	(141)	-	(6)	-	(4)
	<u>6</u>	<u>2.103</u>	<u>15</u>	<u>2.769</u>	<u>20</u>	<u>2.832</u>

- (1) Incluye 2, 11 y 4 al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.
- (2) Corresponde a bonos del Tesoro "Letras Externas de la República Argentina" e incluye 12 a vencer de uno a dos años y 8 a vencer de dos a tres años, los cuales devengan una tasa de interés anual de aproximadamente 17,73%.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

b) Créditos por ventas:

	<u>2001</u>		<u>2000</u>		<u>1999</u>	
	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>
Deudores comunes	1.092	78	1.140	16	979	14
Documentos a cobrar	9	-	-	-	14	2
Sociedades relacionadas (Nota 7)	236	-	200	-	103	-
	<u>1.337⁽¹⁾</u>	<u>78</u>	<u>1.340</u>	<u>16</u>	<u>1.096</u>	<u>16</u>
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(467)	-	(255)	-	(179)	-
	<u>870</u>	<u>78</u>	<u>1.085</u>	<u>16</u>	<u>917</u>	<u>16</u>

(1) Incluye 237 en gestión judicial, 249 de plazo vencido a menos de tres meses, 363 de plazo vencido a más de tres meses, 443 a vencer dentro de los próximos tres meses y 45 a vencer a más de tres meses.

c) Otros créditos:

	<u>2001</u>		<u>2000</u>		<u>1999</u>	
	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>
Créditos y anticipos de impuestos y reembolsos por exportaciones	112	70	133	-	110	-
Deudores por servicios	36	-	35	-	34	-
Gastos pagados por adelantado	15	114	14	146	19	174
Cánones y derechos	7	74	6	80	4	92
Sociedades relacionadas (Nota 7)	208	188	192	96	26	15
Préstamos a clientes	22	102	35	104	38	90
Por reconversión de contratos	-	32	-	42	-	44
Por desbalanceo de producción de gas	-	31	-	33	-	30
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	44	-	32	-	27	-
Por venta de activos no corrientes	11	7	-	-	-	3
Diversos	93	47	88	30	84	35
	<u>548⁽¹⁾</u>	<u>665⁽²⁾</u>	<u>535</u>	<u>531</u>	<u>342</u>	<u>483</u>
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(104)	-	(111)	-	(104)	-
Previsión para valuar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(36)	-	(5)	-	(4)
	<u>444</u>	<u>629</u>	<u>424</u>	<u>526</u>	<u>238</u>	<u>479</u>

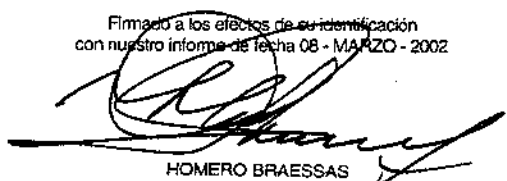
(1) Incluye 19 de plazo vencido a menos de tres meses, 122 de plazo vencido a más de tres meses y 407 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 236 de uno a tres meses, 62 de tres a seis meses, 65 de seis a nueve meses y 44 de nueve a doce meses.

(2) Incluye 188 a vencer de uno a dos años, 106 a vencer de dos a tres años y 371 a vencer a más de tres años.

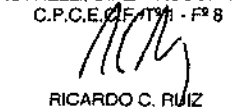
d) Bienes de cambio:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Productos destilados para la venta	141	192	148
Petróleo crudo	87	96	84
Productos en proceso de destilación	6	6	5
Materias primas y envases	17	13	12
	<u>251</u>	<u>307</u>	<u>249</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
 C.P.C.E.C.F. Tº 171 - Fº 8


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

e) Bienes de uso:	2001	2000	1999
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	8.365	7.443	7.165
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(2)	(21)	(38)
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(12)	(13)	(16)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(26)	(26)	(4)
	-----	-----	-----
	8.325	7.383	7.107
	=====	=====	=====

Pasivo

f) Cuentas por pagar:	2001		2000		1999	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	673	15	602	12	413	6
Concesiones de explotación (Nota 10.b)	120	100	80	220	-	-
Sociedades relacionadas (Nota 7)	103	-	61	-	52	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	65	-	74	-	47	-
Diversas	15	30	4	14	29	11
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	976 ⁽¹⁾	145 ⁽²⁾	821	246	541	17
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

(1) Incluye 963 a vencer dentro de los próximos tres meses, 4 a vencer de tres a seis meses y 9 a vencer a más de seis meses.

(2) Incluye 130 a vencer de uno a dos años y 15 a vencer a más de dos años.


g) Préstamos:	Tasa de interés (1)	Vencimiento del capital	2001		2000		1999	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
The Export Import Bank of Japan (Nota 3.g.2)	5,25%	2002-2003	30	15	34	49	39	91
Swaps financieros y forwards - Diferencias de cambio e interés adicional	7,28%	-	7	3	60	4	-	44
Obligaciones Negociables (Nota 3.g.1)	-	-	91	981	333	1.238	390	1.828
Sociedades relacionadas (Nota 7)	6,10-6,16%	2002	487	-	149	-	370	-
Prefinanciación de exportaciones	4,42%	2002	100	-	-	-	182	25
Otras deudas bancarias y otros acreedores	3,13-7,27%	2002-2007	276	125	3	-	86	3
			-----	-----	-----	-----	-----	-----
			991	1.124	579	1.291	1.067	1.991
			=====	=====	=====	=====	=====	=====

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2001.

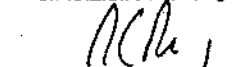
Al 31 de diciembre de 2001, los vencimientos de los préstamos corrientes y no corrientes, son los siguientes:

	De 1 a 3 meses	De 3 a 6 meses	De 6 a 9 meses	De 9 a 12 meses	Total	
Préstamos corrientes	245	24	35	687	991	
	=====	=====	=====	=====	=====	
	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	Total
Préstamos no corrientes	315	328	25	25	431	1.124
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
 C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8


RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.F. T° 158 - F° 159

Al 31 de diciembre de 2001, los principales préstamos que incluyen cláusulas restrictivas son los siguientes:

1) Obligaciones Negociables:

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

Programa Global	Emisión		Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento del Capital	Valor Registrado					
	(en millones)				2001		2000		1999	
	Año	Valor nominal			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	1994	U\$S 350	8,00%	2004	9	303	11	350	11	350
U\$S 500	1995	U\$S 400 ⁽²⁾	8,95%	2002	12	-	71	12	65	83
U\$S 500	1997	U\$S 100 ⁽²⁾	7,00%	2002	12	-	20	12	18	32
U\$S 700	1995	U\$S 400 ⁽²⁾	7,50%	2002	41	-	67	41	62	107
U\$S 700	1996	Liras 300.000	-	-	-	-	144	-	-	156
U\$S 1.200	1997	U\$S 200	-	-	-	-	-	-	208	-
U\$S 1.000	1997	U\$S 300	7,75%	2007	6	211	7	270	8	300
U\$S 1.000	1998	U\$S 350	7,25%	2003	6	272	7	311	8	350
U\$S 1.000	1998	U\$S 125	-	-	-	-	-	-	1	125
U\$S 1.000	1998	U\$S 100	10,00%	2028	1	65	1	87	2	100
U\$S 1.000	1999	U\$S 225	9,13%	2009	4	130	5	155	7	225
					91	981	333	1.238	390	1.828

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2001.

(2) Los pagos de capital e intereses correspondientes a estas emisiones son garantizados con los ingresos provenientes de las exportaciones relacionadas con el contrato de venta de crudo a largo plazo con ENAP (Nota 10.b).

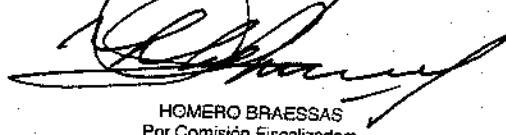
Los fondos provenientes de estas emisiones se aplicaron a la refinanciación de pasivos y deudas bancarias, a la provisión de capital de trabajo y a la realización de inversiones en activos fijos.

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.

2) The Export Import Bank of Japan ("Eximbank"):

El acuerdo de préstamos en yenes firmado con el Eximbank en 1993, contiene causales de incumplimiento que pueden materializarse mediante notificación del prestamista, en caso de que el Gobierno Argentino como garante de los préstamos incumpla alguna de las cláusulas acordadas. La Sociedad no ha sido notificada de ningún incumplimiento relacionado con este acuerdo. En caso de ocurrir ciertas situaciones fijadas en el acuerdo de préstamos, este banco podrá, a su opción, declarar vencido y pagadero inmediatamente todo el capital pendiente de cancelación junto con los intereses y demás cargos correspondientes. Adicionalmente, en relación con dicho préstamo, la Sociedad se ha comprometido a mantener al menos un 30% de participación en Refinería del Norte S.A. y a evitar que esta sociedad disponga de sus principales activos operativos durante la vigencia del plazo del préstamo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 7 - Fº 8



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.F. Tº 158 - Fº 159

Estados de Resultados

h) Otros ingresos (egresos), netos:

	Ingresos (Egresos)		
	2001	2000	1999
Impuesto sobre los débitos y créditos de cuentas bancarias	(26)	-	-
Previsión para juicios pendientes	(45)	(39)	(26)
Baja de bienes de uso y materiales obsoletos	(3)	(57)	(31)
Donaciones	(15)	(30)	-
Costos incurridos - Año 2000	-	-	(10)
Recupero de impuestos	-	-	19
Indemnizaciones y otros gastos de personal por reestructuración	-	-	(4)
Multa GLP (Nota 10.b)	-	(109)	-
Diversos	(12)	(32)	(45)
	-----	-----	-----
	(101)	(267)	(97)
	=====	=====	=====

i) Resultados financieros y por tenencia:

	Ganancia (Pérdida)		
	2001	2000	1999
Generados por activos:			
Intereses	60	55	36
Diferencia de cambio ⁽¹⁾	(30)	(18)	(19)
Resultado por tenencia de bienes de cambio (Anexo F)	(40)	39	20
	-----	-----	-----
	(10)	76	37
	-----	-----	-----
Generados por pasivos:			
Intereses	(251)	(235)	(293)
	-----	-----	-----
	(261)	(159)	(256)
	=====	=====	=====

(1) Incluye (27), (15) y (16) correspondientes al efecto traslación de las inversiones en el exterior por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente.

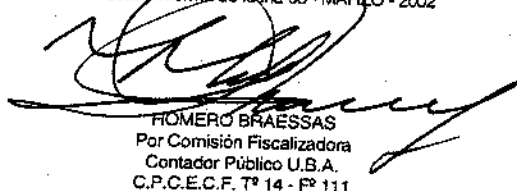
4. Capital Social

Al 31 de diciembre de 2001, el capital 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 suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública. Al 1 de enero de 2001, YPF aumentó su capital en 403 representado por 40.312.793 acciones ordinarias escriturales Clase D, de valor nominal \$ 10 cada una y 1 voto por acción, como consecuencia de la fusión entre YPF, Astra y Repsol Argentina S.A. (Nota 12).

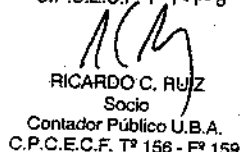
Al 31 de diciembre de 2001, Repsol YPF, S.A. ("Repsol YPF") controla la Sociedad, directa e indirectamente, mediante una participación del 99,03%. El domicilio legal de Repsol YPF es Paseo de la Castellana 278, 28046 Madrid, España.

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.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8


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

Al 31 de diciembre de 2001, el Estado Nacional Argentino posee 1.000 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente su voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de copiamiento accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

5. Activos de Disponibilidad Restringida y Garantías Otorgadas

Al 31 de diciembre de 2001, YPF ha garantizado acuerdos de comercialización suscriptos por ciertas subsidiarias por un monto de U\$S 113 millones. Adicionalmente, como consecuencia de la fusión con Astra C.A.P.S.A. y Repsol Argentina S.A., mencionada en la Nota 12, ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Pluspetrol Energy S.A. y de Central Dock Sud S.A. por un monto de aproximadamente U\$S 68 millones y de U\$S 85 millones, respectivamente.

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

En relación con los préstamos obtenidos para la adquisición de las acciones ordinarias de Maxus (sociedad controlada indirectamente a través de YPF Holdings Inc.), la Sociedad ha garantizado el pago de dichos préstamos, los cuales ascenderían a U\$S 29 millones al 31 de diciembre de 2001.

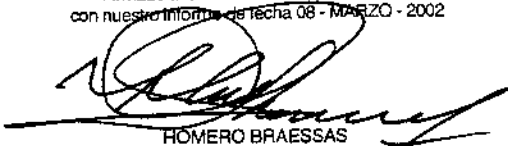
Adicionalmente, en relación con la transferencia de ciertas subsidiarias de YPF, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001, la Sociedad garantizó el efecto de la devaluación del peso argentino sobre el dólar estadounidense por el período de doce meses a partir del mes de diciembre de 2001, sobre un monto de capital de trabajo de U\$S 80 millones. Al 31 de diciembre de 2001, la Sociedad reconoció una pérdida neta de U\$S 32 millones en relación con dicha garantía, la cual se imputó en el rubro "Resultado por la venta de inversiones no corrientes" del estado de resultados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001.

6. Participación en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios

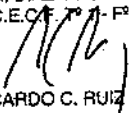
Al 31 de diciembre de 2001, las principales Uniones Transitorias de Empresas ("UTES") y Consorcios de exploración y explotación en las que la Sociedad participa son las siguientes:

<u>Nombre y ubicación</u>	<u>Participación</u>	<u>Operador</u>	<u>Ultimos Estados Contables emitidos</u>	<u>Duración hasta</u>	<u>Actividad</u>
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	61,55%	Pecom Energía S.A.	30/09/01	2016	Producción
El Tordillo Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/01	2016	Producción
Magallanes "A" Santa Cruz	50%	Sipetrol S.A.	31/12/00	2016	Producción

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 11 - F° 8


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

<u>Nombre y ubicación</u>	<u>Participación</u>	<u>Operador</u>	<u>Últimos Estados Contables emitidos</u>	<u>Duración hasta</u>	<u>Actividad</u>
Tierra del Fuego Tierra del Fuego	30%	Pan American Fuegoina S.R.L.	30/09/01	2017	Producción
Palmar Largo Formosa	30%	Pluspetrol S.A.	30/09/01	2017	Producción
Aguaragüe Salta	30%	Tecpetrol S.A.	30/11/01	2017	Exploración y producción
Aguada Pichana Neuquén	27,28%	Total Austral S.A.	30/09/01	2017	Producción
San Roque Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/01	2017	Exploración y producción
Acambuco Salta	22,50%	Pan American Energy LLC	30/09/01	2016	Exploración y producción
La Tapera y Puesto Quiroga Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/01	2017	Exploración
Llancanelo Mendoza	51%	YPF S.A.	-	2018	Exploración y producción
Ramos ⁽¹⁾ Salta	15%	Pluspetrol Energy S.A.	31/03/01	2026	Producción
Filo Morado Neuquén	50%	YPF S.A.	-	2006	Generación de energía eléctrica

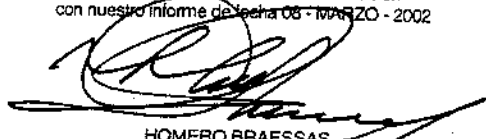
(1) Adicionalmente, YPF posee un 27% de participación indirecta a través de Pluspetrol Energy S.A.

Hasta el 31 de diciembre de 2001, la Sociedad licitó y resultó adjudicataria en forma total o asociada con terceros de permisos de exploración en varias áreas, oscilando su participación entre el 18% y el 100%. La Sociedad también firmó acuerdos con otras compañías petroleras para realizar trabajos exploratorios en ciertas áreas de las cuencas Neuquina y del Golfo de San Jorge.

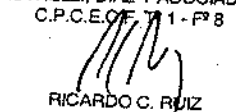
Los activos, pasivos y los costos de producción de las UTEs y consorcios que se incluyen en cada rubro de los estados contables son los siguientes:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Activo corriente	57	83	77
Activo no corriente	674	639	545
Total del activo	731	722	622
Pasivo corriente	61	116	61
Pasivo no corriente	1	-	-
Total del pasivo	62	116	61
Costos de producción	243	266	231

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
 C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8


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

7. Saldos y Operaciones con Sociedades Relacionadas

Al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, los principales saldos pendientes por operaciones con sociedades controladas y vinculadas, sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común son los siguientes:

	2001			2000			1999		
	Créditos por Ventas	Otros Créditos		Créditos por Ventas	Otros Créditos		Créditos por Ventas	Otros Créditos	
	Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	Corriente	No corriente
Sociedades controladas:									
YPF Chile S.A.	-	22	97	-	88	94	-	-	15
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	12	-	-	-	1	-	12	-	-
Petróleos Transandinos YPF S.A. (1)	3	-	-	7	-	-	7	-	-
Otras	4	3	-	-	-	-	2	1	-
	19	25	97	7	89	94	21	1	15
Sociedades vinculadas:									
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	6	1	-	5	1	-	5	2	-
Profertil S.A.	-	12	24	1	-	-	-	-	-
Compañía Mega S.A.	62	-	-	4	-	-	-	-	-
Empresa Petrolera Andina S.A. (1)	-	46	-	-	-	-	-	-	-
Otras	18	10	8	15	1	2	25	6	-
	86	69	32	25	2	2	30	8	-
Otras Sociedades Relacionadas bajo control común:									
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	112	-	-	106	-	-	-	-	-
Repsol YPF Brasil S.A.	5	95	-	23	6	-	22	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	11	16	59	17	56	-	11	-	-
Repsol Exploración Venezuela B.V.	-	-	-	-	39	-	-	-	-
Otras	3	3	-	22	-	-	19	17	-
	131	114	59	168	101	-	52	17	-
	236	208	188	200	192	96	103	26	15

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8

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

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

Sociedades controladas:

Operadora de Estaciones de Servicios S.A.
A - Evangelista S.A.
Otras

Sociedades vinculadas:

Oleoductos del Valle S.A.
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.
Otras

Sociedad Controlante y Otras Sociedades Relacionadas bajo control común:

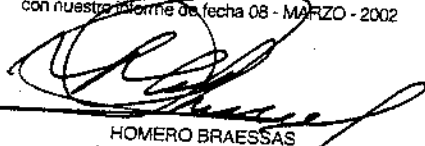
Repsol Netherlands Finance B.V. - Reino de Holanda
Repsol YPF, S.A.
Otras

	2001		2000		1999	
	Cuentas por Pagar Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por Pagar Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por Pagar Corriente	Préstamos Corriente
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	9	-	8	1	4	-
A - Evangelista S.A.	12	-	-	-	-	-
Otras	44	-	-	-	-	-
	65	-	8	1	4	-
Oleoductos del Valle S.A.	11	-	9	-	10	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2	-	3	-	2	-
Otras	21	-	14	-	12	-
	34	-	26	-	24	-
Repsol Netherlands Finance B.V. - Reino de Holanda	-	487	-	-	-	-
Repsol YPF, S.A.	3	-	-	148	-	370
Otras	1	-	27	-	24	-
	4	487	27	148	24	370
	103	487	61	149	52	370

La Sociedad efectúa operaciones de compra, de venta y financieras con sociedades controladas y vinculadas, con la sociedad controlante y con otras sociedades relacionadas bajo control común. Los precios de estas transacciones se aproximan a los correspondientes a transacciones con terceros. Adicionalmente, las operaciones de venta de participaciones en sociedades controladas y vinculadas de YPF a otras sociedades relacionadas se detallan en la Nota 12. Las principales operaciones de compra, de venta y financieras con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, son las siguientes:

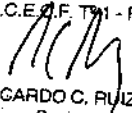
	2001				2000				1999				
	Ventas	Anticipos de clientes	Compras y Servicios	Operaciones de préstamos (Débitos) Créditos	Intereses Ganancia (Pérdida)	Ventas	Compras y Servicios	Operaciones de préstamos (Débitos) Créditos	Intereses Ganancia (Pérdida)	Ventas	Compras y Servicios	Operaciones de préstamos (Débitos) Créditos	Intereses Ganancia (Pérdida)
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	7	-	57	-	-	7	56	-	(1)	7	57	(29)	-
Petróleos Transandinos YPF S.A. (1)	47	-	-	-	-	25	-	-	-	28	-	-	-
A-Evangelista S.A.	-	-	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras	-	-	5	63	14	-	-	(166)	2	9	1	(15)	-
	54	-	118	63	14	32	56	(166)	1	44	58	(44)	-

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8


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

	2001					2000					1999				
	Ventas	Anticipos de clientes	Compras y Servicios	Operaciones de préstamos (Débitos) Créditos	Intereses Ganancia (Pérdida)	Ventas	Compras y Servicios	Operaciones de préstamos (Débitos) Créditos	Intereses Ganancia (Pérdida)	Ventas	Compras y Servicios	Operaciones de préstamos (Débitos) Créditos	Intereses Ganancia (Pérdida)		
Sociedades vinculadas:															
Refinería del Norte S.A.	93	-	75	-	-	111	96	-	-	72	44	-	-		
Petroken Petroquímica															
Ensenada S.A.	48	-	1	-	-	48	-	-	-	25	-	-	-		
Profertil S.A.	17	-	10	(36)	1	6	-	-	-	-	-	-	-		
Compañía Mega S.A.	143	-	10	-	-	4	-	-	-	-	-	20	-		
Oleoductos de Valle S.A.	-	-	44	-	-	1	44	-	-	1	49	-	-		
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	25	-	-	-	30	-	-	-	28	-	-		
Otras	55	-	60	(46)	1	32	30	-	-	28	29	-	-		
	356	-	225	(82)	2	202	200	-	-	126	150	20	-		
Sociedad Controlante y Otras Sociedades Relacionadas bajo control común:															
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	1.020	-	40	-	-	1.005	-	-	-	-	-	-	-		
Repsol YPF Gas S.A.	62	-	-	(19)	6	65	1	(56)	1	50	-	-	-		
Repsol YPF Brasil S.A.	19	-	-	(89)	3	15	-	(6)	-	13	-	-	-		
Repsol YPF, S.A.	-	383	-	(148)	-	-	-	(222)	(34)	-	-	370	-		
Repsol International Finance B.V. - Reino de Holanda	-	-	-	-	(42)	-	-	-	-	-	-	-	-		
Repsol Netherlands Finance B.V. - Reino de Holanda	-	-	-	487	(63)	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otras	176	-	43	-	-	127	108	-	-	33	37	-	-		
	1.277	383	83	231	(96)	1.212	109	(284)	(33)	96	37	370	-		
	1.687	383	426	212	(80)	1.446	365	(450)	(32)	266	245	346	-		

(1) Participación indirecta.

8. Información sobre Segmentos de Negocio

La Sociedad organiza su estructura de negocio en cinco segmentos, los cuales comprenden: la exploración, producción, incluyendo las compras contractuales de gas y compras de petróleo crudo derivados de contratos de servicios y concesiones, y venta de petróleo crudo y gas natural ("Exploración y Producción"), la refinación y comercialización de productos derivados del petróleo ("Refino y Marketing"), las operaciones petroquímicas ("Química"), la comercialización del gas natural y generación eléctrica ("Gas Natural y Electricidad") y las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de "Administración Central y Otros", que comprende principalmente los gastos y activos de la administración central y las operaciones de Chemical Land Holdings, Inc. (Nota 10.b). La información sobre segmentos de negocio correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999 fue modificada parcialmente con el fin de dar efecto a la estructura de negocios mencionada anteriormente, establecida a partir del 1° de enero de 2000.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8

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

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

	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas Natural y Electricidad	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001							
Ventas netas a terceros	818	3.251	174	23	-	-	4.266
Ventas netas a sociedades relacionadas	1.203	484	-	-	-	-	1.687
Ventas netas y comisiones por servicios intersegmentos	2.196	257	173	7	-	(2.633)	-
Ventas netas e ingresos por servicios totales	4.217	3.992	347	30⁽¹⁾	-	(2.633)	5.953
Utilidad (pérdida) operativa	1.889	138	(4)	14	(145)	51	1.943
Resultado de inversiones permanentes	(198)	35	(50)	(110)	(19)	-	(342)
Depreciación de bienes de uso	683	166	14	4	12	-	879
Inversión en bienes de uso	892	112	73	5	21	-	1.103
Activos identificables	7.469	4.024	647	417	265	(69)	12.753
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000							
Ventas netas a terceros	1.024	3.529	210	10	-	-	4.773
Ventas netas a sociedades relacionadas	1.056	390	-	-	-	-	1.446
Ventas netas y comisiones por servicios intersegmentos	2.692	343	208	7	-	(3.250)	-
Ventas netas e ingresos por servicios totales	4.772	4.262	418	17⁽¹⁾	-	(3.250)	6.219
Utilidad (pérdida) operativa	2.599	3	(4)	11	(138)	-	2.471
Resultado de inversiones permanentes	(2)	33	(6)	-	(13)	-	12
Depreciación de bienes de uso	568	167	13	-	9	-	757
Inversión en bienes de uso	956	147	71	3	31	-	1.208
Activos identificables	7.292	4.482	609	97	393	(280)	12.593

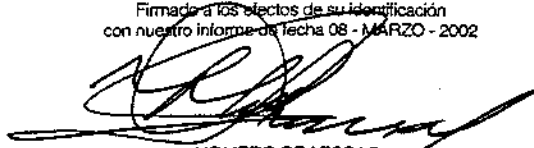
	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999					
Ventas netas a terceros	777	3.618	-	-	4.395
Ventas netas a sociedades relacionadas	40	226	-	-	266
Ventas netas intersegmentos	2.334	5	-	(2.339)	-
Ventas netas totales	3.151	3.849⁽²⁾	-	(2.339)⁽²⁾	4.661
Utilidad (pérdida) operativa	1.222	177	(106)	23	1.316
Resultado de inversiones permanentes	(228)	20	27	-	(181)
Depreciación de bienes de uso	601	177	8	-	786
Inversión en bienes de uso	451	164	8	-	623
Activos identificables	7.213	4.737	319	(299)	11.970

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

(2) A partir del 1° de enero de 2000, las ventas de crudo son llevadas a cabo por el segmento Exploración y Producción. Si esta nueva política de comercialización hubiera sido aplicada retroactivamente, las ventas netas totales del segmento Refino y Marketing y los Ajustes de Consolidación, hubieran sido aproximadamente 3.083 y (1.573), respectivamente, por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999.

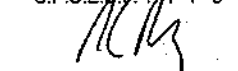
Las ventas por exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001 y de 2000 fueron 2.125 y 2.322, respectivamente, que incluyen 1.020 y 1.005, respectivamente, correspondientes a las ventas a Repsol YPF Transporte y Trading S.A. Las ventas por exportaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999 fueron 1.523. Estas exportaciones se realizan principalmente a Brasil, Chile y Estados Unidos de América.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
 C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8


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

9. Beneficios Sociales y Otros Beneficios para el Personal

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

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

El cargo a resultados relacionado con el programa de bonificación descripto fue 16, 18 y 25, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente.

b) Plan de retiro:

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

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 cargo totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden a aproximadamente 3 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999.

c) Plan selectivo de compensación diferida:

Alcanza a los empleados que ocupaban cargos de alta jerarquía en la Sociedad y sus sociedades controladas al momento de la adquisición del control de la Sociedad por parte de Repsol YPF, y que continúan trabajando en dichas sociedades. Los beneficiarios básicamente tienen derecho al cobro de 40 sueldos mensuales en caso de: (i) su alejamiento definitivo por decisión propia, a la edad de 65 años, o entre los 55 y 65 años con expresa autorización del Directorio, (ii) disminución de la remuneración anual en más de un 20% sin consentimiento o notoria disminución de la jerarquía y responsabilidad de su función, (iii) despido sin justa causa o, (iv) muerte o incapacidad. Los beneficios son totalmente devengados cuando los eventos (ii) a (iv) ocurren, de lo contrario, se devengan en función a los meses restantes de cada beneficiario para alcanzar la edad de 65 años al momento de su incorporación al plan. La Dirección de la Sociedad estima que el cargo anual de YPF, asumiendo que ocurra la condición (i) antes mencionada, no será superior a aproximadamente 1.

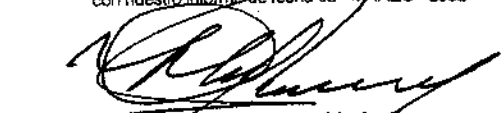
10. Compromisos y Contingencias

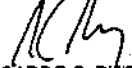
a) Previsión para juicios pendientes:

Se ha constituido una previsión para esta contingencia y en opinión de la Dirección de la Sociedad y en la de sus asesores legales externos, no se espera que en el futuro estos juicios tengan efectos materiales adversos en los resultados de las operaciones o en la posición financiera de la Sociedad (Anexo E).

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8


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


RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.F. T° 756 - F° 159

b) Otros compromisos y contingencias:

Compromisos contractuales diversos:

En 1994, la Sociedad firmó un contrato de venta a largo plazo con ENAP (compañía petrolera estatal chilena), vigente hasta octubre de 2002, para la provisión de 40.000 a 60.000 barriles diarios de petróleo de la Cuenca Neuquina a Chile.

En noviembre de 1996, junio de 1998 y diciembre de 2001, la Sociedad recibió aproximadamente U\$S 381 millones, U\$S 300 millones y U\$S 383 millones, respectivamente, de compradores de petróleo crudo, en concepto de anticipos por entregas futuras de petróleo crudo bajo contratos de venta a futuro por montos totales de U\$S 399 millones, U\$S 315 millones y U\$S 400 millones, respectivamente. Bajo los términos de estos contratos la Sociedad acordó vender y entregar a los compradores aproximadamente 27,8 millones, 23,9 millones y 24,1 millones de barriles de petróleo crudo durante el término de siete, diez y siete años, respectivamente. La Sociedad podrá utilizar crudos de diferentes orígenes para satisfacer sus entregas contractuales, incluyendo crudo de producción propia y crudo adquirido a terceros. Estos anticipos por ventas de crudo han sido expuestos como anticipos de clientes en el balance general y los mismos serán aplicados a las entregas realizadas a los compradores durante el término de los contratos. El monto de los anticipos asciende a 660, 365 y 454 al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente. Las entregas de crudo a los compradores son registradas como ventas netas al precio utilizado para calcular el monto total de los contratos.

La Dirección de la Sociedad estima que no se generarán efectos materiales adversos en los resultados de las operaciones o en la posición financiera de la Sociedad como resultado de los compromisos descriptos más arriba.

Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino:

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

Hasta el 31 de diciembre de 2001, todos los reclamos relacionados con la Sociedad Predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional Argentino. Teniendo en cuenta lo estipulado por la Ley de Privatización de YPF, la Sociedad considera que no deberá responder por ningún importe significativo en relación con estos reclamos.

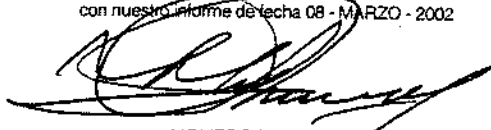
Pasivos ambientales de YPF:

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

Los gastos requeridos para subsanar daños ya causados han sido provisionados al 31 de diciembre de 2001.

Estas estimaciones se basan en el programa de remediación actual efectuado por la Dirección de la Sociedad. Cambios legislativos y tecnológicos futuros podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. Sobre la base de la evidencia actualmente disponible, la Dirección de la Sociedad cree que estos cambios no producirían un impacto significativo adverso en la situación financiera y en el resultado de las operaciones de YPF, pero los posibles cambios en los gastos proyectados como resultado de modificaciones en las leyes o regulaciones argentinas podrían afectar los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8



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

Pasivos ambientales de Maxus:

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

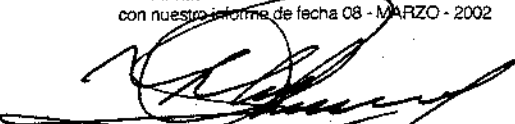
Mercado del gas licuado de petróleo:

Con fecha 22 de marzo de 1999, YPF fue notificada de la Resolución N° 189 de la Secretaría de Industria, Comercio y Minería (la "Secretaría"), dictada el 19 de marzo de 1999, por la cual se dispone imponer a la Sociedad una multa de 109 por interpretar que se habría incurrido en abuso de posición dominante en el mercado 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. YPF, con fecha 29 de marzo de 1999, interpuso contra dicha resolución recursos de apelación y nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de la Capital Federal (la "Cámara"). Con fecha 24 de noviembre de 2000, la Cámara en un fallo dividido (dos jueces a favor y uno en contra) decidió confirmar la resolución de la Secretaría. Cabe destacar, que el Juez de Cámara en disidencia, en su dictamen propuso revocar íntegramente la Resolución N° 189 de la Secretaría, por considerar que no se ha afectado el correcto funcionamiento del mercado ni se produjeron prácticas anticompetitivas y, que por ende, no ha existido infracción a la Ley N° 22.262 de defensa de la competencia (Considerando 20°). Contra aquella sentencia judicial, YPF interpuso recurso extraordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (la "Corte Suprema") el día 13 de diciembre de 2000. El recurso fue denegado por la Cámara el 29 de diciembre de 2000. Con fecha 5 de enero de 2001, YPF presentó ante el Secretario de Defensa de la Competencia y del Consumidor, una solicitud de suspensión de la ejecución de la sanción mencionada anteriormente. Con fecha 8 de febrero de 2001, YPF interpuso un recurso extraordinario de queja ante la Corte Suprema contra la denegación del recurso extraordinario, con el objetivo de que éste sea concedido y se revoque la sentencia apelada. A la fecha, la solicitud de suspensión y el recurso mencionados anteriormente se encuentran pendientes de resolución. A pesar de que el Directorio de la Sociedad, en base a la opinión de sus asesores legales y a los elementos de juicio disponibles, considera que no ha existido infracción alguna a la Ley N° 22.262, y que la Resolución N° 189 de la Secretaría carece de fundamento legal, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000, la Sociedad provisionó el importe de la multa de 109 como una contingencia probable, para reflejar el contenido de la resolución judicial dictada a la fecha.

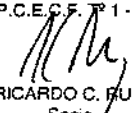
Acuerdo con el Estado Nacional y la Provincia de Neuquén:

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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8


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

11. Restricciones a los Resultados no Asignados

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550, el 5% de la utilidad neta del ejercicio debe ser apropiada a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del Capital Social (Capital Suscripto y Ajuste de los Aportes). Consecuentemente, los resultados no asignados están restringidos en 41.

El Directorio, en su reunión del 29 de noviembre de 2001, aprobó la distribución de un dividendo anticipado de 787, el cual fue abonado el 5 de diciembre de 2001.

De acuerdo con la Ley N° 25.063, sancionada en diciembre de 1998, los dividendos que se distribuyan, en dinero o en especie, en exceso de las utilidades impositivas acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de pago o distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo. 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.

Los efectos de la devaluación del peso argentino y ciertas restricciones sobre el pago de dividendos, relacionados con las nuevas medidas económicas, se exponen en la Nota 13.

12. Principales Cambios en el Conjunto Económico

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999:

- La Sociedad vendió su participación accionaria del 30,40% en Concecuvo S.A. por aproximadamente U\$S 3 millones.
- La Sociedad adquirió el 99,99% de las acciones de Maleic S.A. en U\$S 23 millones, cuya actividad es la producción de anhídrido maleico y se encuentra ubicada en el Polo Petroquímico de Ensenada integrada a la Refinería La Plata. Por otra parte, YPF debería realizar un pago adicional de hasta U\$S 5 millones sujeto a que Maleic S.A. alcance cierto margen de contribución anual en un plazo de cinco años.
- La Sociedad vendió a Repsol YPF la totalidad de su participación accionaria en YPF Perú S.A. y Refinadores del Perú S.A. por aproximadamente U\$S 31 y U\$S 44 millones, respectivamente, registrando una ganancia neta de U\$S 6 millones.
- El Directorio en su reunión del 9 de diciembre de 1999, aprobó la iniciación de las gestiones de venta a valores de mercado de las inversiones de YPF International Ltd. en Bolivia a sociedades relacionadas. Al 31 de diciembre de 2000, el valor de dichas inversiones no supera su valor recuperable.
- La Sociedad, a través de YPF International Ltd., celebró un acuerdo para la venta a terceros de aproximadamente el 99% de su participación en las propiedades de Crescendo Resources L.P., cuya actividad es la producción de gas natural en el estado de Texas, Estados Unidos de América. Dicha transacción fue estructurada en dos tramos, siendo perfeccionado el primero en diciembre de 1999 por un valor de aproximadamente U\$S 405 millones y el segundo en enero de 2000 por un valor de aproximadamente U\$S 219 millones. YPF International Ltd. registró, al 31 de diciembre de 1999, una pérdida neta antes de impuesto a las ganancias de aproximadamente U\$S 121 millones, correspondiente al resultado de la citada transacción.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000:

- El Directorio, en su reunión del 2 de febrero de 2000, aprobó la iniciación de las gestiones de venta de las inversiones de YPF International Ltd. en Indonesia. Al 31 de diciembre de 1999 y de 2000, YPF International Ltd. registró una pérdida de U\$S 175 y U\$S 195 millones, respectivamente, para valorar dichas inversiones a su valor estimado de realización a dichas fechas.


Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - P° 8



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

- El Directorio, en su reunión del 29 de febrero de 2000, aprobó la fusión de YPF con Maleic S.A. con fecha efectiva 1° de enero de 2000, la cual fue ratificada por la Asamblea General de Accionistas de fecha 27 de abril de 2000.
- Al 31 de diciembre de 2000, YPF International Ltd. vendió sus inversiones en Colombia a Repsol Exploración Colombia S.A., por aproximadamente U\$S 6 millones, registrando un resultado neto de U\$S 2 millones.
- El Directorio, en su reunión del 2 de agosto de 2000, autorizó la iniciación de las gestiones de venta a través de YPF International Ltd., de su participación en Global Companies LLC, Montello Group LLC y Chelsea Sandwich LLC (conjuntamente "Global").
- La Sociedad, a través de YPF Chile S.A., adquirió el 45% del grupo Empresas Lipigas S.A., por aproximadamente U\$S 171 millones. YPF Chile S.A. tiene la opción de incrementar su participación en un 10% a partir de 2001 y, simultáneamente, también se obliga a adquirir el resto del paquete accionario de Empresas Lipigas S.A., en el caso de que éstas decidan venderlo, ajustándose a las cláusulas establecidas en el contrato de compraventa.
- Con fecha 13 de diciembre de 2000, Astra vendió su 21% de participación en Inversora en Distribución de Entre Ríos S.A. ("IDERSA") a PSEG Américas Ltd. por U\$S 42 millones. Dicha transacción fue estructurada en dos tramos. El primero se perfeccionó en diciembre de 2000 y el segundo tramo se perfeccionó en junio de 2001.
- La Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, en su reunión del 27 de diciembre de 2000, aprobó la fusión de YPF, Astra y Repsol Argentina S.A., compañías controladas de Repsol YPF, mediante la absorción de Astra y Repsol Argentina S.A. por parte de YPF, que tuvo efectos a partir del 1° de enero de 2001. Consecuentemente, los activos y pasivos de Astra y de Repsol Argentina S.A., se fusionaron con los de YPF a partir del 1° de enero de 2001 a su valor de libros. Al 31 de diciembre de 2000, los activos corrientes de Astra y de Repsol Argentina S.A. ascendían a 174, sus activos no corrientes a 1.917, sus pasivos corrientes a 904 y sus pasivos no corrientes a 167.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001:

- YPF vendió participaciones en inversiones permanentes y uniones transitorias de empresas y aprobó la venta de ciertas subsidiarias, registrando una pérdida consolidada neta de (125) al 31 de diciembre de 2001, incluyendo una ganancia neta de 213 en la línea "Resultado por la venta de inversiones no corrientes" y una pérdida de (338) en la línea "Resultados de inversiones no corrientes" del estado de resultados:
 - En enero de 2001, la Sociedad vendió, a valores de mercado, su 99,99% de participación en YPF Brasil S.A. a Repsol YPF, por aproximadamente U\$S 140 millones, registrando una ganancia neta de aproximadamente U\$S 17 millones.
 - En enero de 2001, YPF e YPF International Ltd. vendieron, a valores de mercado, sus inversiones en Ecuador a Repsol YPF Ecuador S.A. por un monto de U\$S 6 y U\$S 307 millones, respectivamente, registrando una pérdida neta de U\$S 1 millón y U\$S 1 millón, respectivamente.
 - La Sociedad, en febrero de 2001, vendió, por un valor de U\$S 66 millones, el 36% de su participación en Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. y A & C Pipeline Holding Company, registrando una ganancia neta de U\$S 6 millones, y a través de YPF Chile S.A. el 36% de su participación en Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., registrando una ganancia neta de U\$S 13 millones.
 - En febrero de 2001, YPF estableció un acuerdo con Pecom Energía S.A. ("Pecom") por el cual adquirió un 20,25% de participación adicional en Empresa Petrolera Andina S.A. ("Andina") a través de YPF International Ltd. y un 50% de participación en las áreas Manantiales Behr y Restinga Alí y vendió a Pecom su participación en las áreas Santa Cruz I (30%), Santa Cruz II (62,2%) y otros activos menores. Asimismo, YPF a través de YPF International Ltd. adquirió a Pluspetrol Resources un 9,5% adicional en Andina. El valor total de mercado de los activos netos objeto de las operaciones mencionadas ascendía a U\$S 435 millones. Como consecuencia de dicha transacción, la participación indirecta de YPF en Andina se incrementó a un 50%. La ganancia neta registrada por la operación de venta mencionada anteriormente ascendió a U\$S 96 millones.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8


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

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

- En abril de 2001, YPF vendió su participación en Electricidad Argentina S.A., sociedad controlante de Edenor S.A., a EDF International S.A., por un monto de U\$S 195 millones. La ganancia neta registrada por esta transacción ascendió a U\$S 125 millones.
 - En junio de 2001, YPF completó el segundo tramo de la venta de su participación del 21% en IDERSA a PSEG América Ltd., registrando una ganancia neta de U\$S 3 millones.
 - En julio de 2001, YPF International Ltd. vendió, a valores de mercado, su participación del 100% en Repsol YPF Venezuela S.A. a Repsol Exploración S.A., por un monto de U\$S 26 millones. Adicionalmente, en septiembre de 2001, YPF International Ltd. vendió, a valores de mercado, su participación del 100% en Maxus Venezuela (C.I.) Ltd. y Maxus Guarapiche Ltd. a Repsol Exploración Venezuela B.V. por un monto total de U\$S 47 millones. Como consecuencia de estas transacciones, YPF International Ltd. registró una pérdida de U\$S 94 millones.
 - En julio de 2001, la Sociedad vendió, a valores de mercado, su participación en Astra Producción Petroliera S.A. a Repsol Exploración Venezuela B.V. por U\$S 3 millones, registrando una ganancia neta de U\$S 16 millones.
 - En agosto de 2001, YPF International Ltd. vendió la participación que poseía en Bitech Petroleum Corporation a Lukoil Overseas Canada Ltd. por un monto de U\$S 11 millones, registrando una pérdida neta de U\$S 4 millones.
 - En agosto de 2001, YPF vendió su participación en YPF Sudamericana S.A. a Repsol YPF Bolivia S.A. a valor de libros.
 - En enero de 2002, YPF International Ltd. celebró un acuerdo para la venta del 100% de su participación en YPF Biora Ltd., YPF Maxus Southeast Sumatra, YPF Java Baratlaut B.V., YPF Madura Barat B.V., YPF Poleng B.V. y PT IIAPCO Services, sociedades que poseen activos en Indonesia, por un monto total de aproximadamente U\$S 174 millones. Al 31 de diciembre de 2001, YPF International Ltd., registró una pérdida de U\$S 252 millones para valorar sus inversiones en Indonesia a su valor estimado de realización.
 - En febrero de 2001, se firmó el Acuerdo Definitivo de Fusión entre YPF Gas S.A. y Repsol Gas S.A. Como consecuencia de dicho acuerdo, YPF Gas S.A. fue absorbida por Repsol Gas S.A., con fecha efectiva a partir del 1° de enero de 2001, correspondiéndole a YPF el 85% del capital accionario de Repsol Gas S.A. En diciembre de 2001, la Sociedad vendió su participación en Repsol Gas S.A. a Repsol Butano S.A. a valor de mercado por U\$S 118 millones, registrando una pérdida neta de 22.
 - En diciembre de 2001, en relación con un acuerdo de intercambio de activos entre Repsol YPF y Petróleo Brasileiro S.A., YPF vendió sus inversiones en Eg3 S.A., Eg3 Asfaltos S.A. y Eg3 Red S.A. a Repsol YPF, a valores de mercado, por un monto de aproximadamente U\$S 559 millones, registrando una pérdida neta de U\$S 27 millones.
- En marzo de 2001, Dow Investment Argentina S.A. e YPF acordaron la fusión de sus participaciones en Polisur S.A. y PBB S.A. A raíz de este acuerdo, efectivo a partir del 1° de abril de 2001, PBB S.A. fue absorbida por Polisur S.A. a su valor de libros cambiando su nombre por PBBPolisur S.A. Como consecuencia, al 31 de diciembre de 2001, la participación accionaria de YPF en la nueva sociedad es del 28%.
 - En junio de 2001, el Directorio aprobó la disolución de Enerfin S.A. y de Argentine Private Development Company Ltd. (Cayman Islands) y la transferencia de la participación de YPF en Apex Petroleum Inc. a YPF International Ltd.
 - En noviembre de 2001, Argentina Private Development Company Ltd. transfirió su participación en Gas Argentino S.A. a YPF S.A. por un monto de U\$S 68 millones.
 - En diciembre de 2001, YPF International Ltd. vendió, a valores de mercado, el 100% de su participación en YPF Holdings Inc. a YPF, por un monto de aproximadamente U\$S 191 millones.
 - En marzo de 2002, el Directorio aprobó la transferencia a Repsol YPF S.A. de la participación directa e indirecta de YPF en Andina, YPF Chile S.A. y Maxus Bolivia Inc.

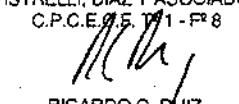
La Dirección de la Sociedad estima que por las transacciones planeadas descriptas precedentemente, no se generarán efectos adversos significativos en el resultado de sus operaciones adicionales a los mencionados.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8



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

13. Efectos de la Devaluación del Peso Argentino y de Otras Modificaciones a la Normativa Económica

De acuerdo con lo mencionado en la Nota 1, el 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional sancionó la ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.

El Decreto N° 71/2002 del Poder Ejecutivo y la Comunicación "A" 3425 y sus modificatorias, del Banco Central de la República Argentina ("BCRA") establecieron un mercado de cambios "oficial", básicamente para exportaciones y ciertas importaciones y obligaciones financieras y otro "libre" para el resto de las operaciones. La paridad del mercado "oficial" fue establecida en 1,40 pesos por dólar estadounidense y la cotización del mercado "libre" al cierre del primer día de reapertura del mercado cambiario (11 de enero de 2002), que había estado suspendido desde el 23 de diciembre de 2001, osciló entre 1,60 y 1,70 pesos por cada dólar estadounidense, tipo vendedor.

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

- a. la unificación del mercado de cambios en un mercado "libre" por el que se negociarán las operaciones de comercio exterior y, con autorización previa del BCRA, las operaciones financieras;
- b. la pesificación de los depósitos en dólares mantenidos en instituciones financieras del país al tipo de cambio de 1,40 pesos por cada dólar estadounidense y de todas las obligaciones expresadas en dicha moneda, contraídas al 6 de enero de 2002 en el país, al tipo de cambio de 1 peso por cada dólar estadounidense. Los depósitos y deudas convertidos a pesos se actualizarán posteriormente por un "coeficiente de estabilización de referencia" ("CER") a ser publicado por el BCRA, que se aplicará a partir de la fecha de publicación del Decreto N° 214/2002, más una tasa de interés mínima para los depósitos y máxima para las obligaciones con el sistema financiero, establecidas por el BCRA;
- c. la pesificación de todos los contratos privados celebrados al 6 de enero de 2002 a un tipo de cambio de 1 peso por cada dólar estadounidense y su posterior actualización por el CER en los términos indicados en el inciso b.;
- d. la emisión de un bono del Estado Nacional que compense a las entidades financieras por la diferencia generada por la aplicación de los tipos de cambio previamente mencionados;
- e. la pesificación de las tarifas de los servicios públicos anteriormente pactadas en dólares y su posterior renegociación caso por caso;
- f. la restricción a la libre disponibilidad de fondos depositados en las instituciones financieras;
- g. la autorización previa del BCRA por el plazo de 90 días corridos, a partir del 11 de febrero de 2002, para realizar transferencias al exterior por pagos de capital de préstamos financieros y distribución de dividendos, cualquiera sea la forma de pago;
- h. la implementación de nuevos regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos, 20% para petróleo y 5% para productos refinados;
- i. la suspensión de los despidos sin causa justificada por el término de 180 días, a partir del 6 de enero de 2002, y la penalización de abonar el doble de la indemnización que prevé la legislación laboral, en caso de llevarse a cabo;
- j. la suspensión por dos años de la ley de intangibilidad de los depósitos;

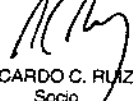
Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 11 - F° 8



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

- k. la suspensión por el plazo de 180 días, a partir del 3 de febrero de 2002, de todos los procesos judiciales y medidas cautelares y ejecutorias sobre los créditos, deudas, depósitos o reprogramaciones financieras afectados por las nuevas medidas económicas; y
- l. la declaración de la emergencia productiva y crediticia hasta el 10 de diciembre de 2003, que incluye, entre otras cuestiones:
- (1) la suspensión desde el 14 de febrero de 2002 y hasta el 10 de diciembre de 2003 de la ejecución de garantías de obligaciones financieras que, de cualquier modo, permitan la transferencia de control de las sociedades concursadas o sus subsidiarias;
 - (2) la suspensión por el plazo de 180 días, desde el 14 de febrero de 2002, de (i) la totalidad de las ejecuciones judiciales y extrajudiciales, incluidas las hipotecarias y prendarias de cualquier origen que estas sean, ya sea para deudores en concurso preventivo como para el resto de deudores del sector privado e hipotecario (ii) el trámite de los pedidos de quiebra, lo que no incluye la posibilidad de decretar medidas precautorias de protección de la integridad del patrimonio del deudor y (iii) las medidas cautelares, trabadas o nuevas, sobre aquellos bienes que resulten indispensables para la continuidad de las actividades relacionadas con el giro habitual del deudor;
 - (3) la prórroga del vencimiento del período de exclusividad en todos los procesos concursales iniciados con anterioridad al 14 de febrero de 2002 y regidos por la Ley N° 24.522, por un plazo no menor a 180 días contados desde la fecha de vencimiento prevista o desde la fecha de la última prórroga otorgada.

A la fecha de aprobación de estos estados contables, el Gobierno Nacional se encuentra aún analizando políticas complementarias, que deberán definir, entre otras cuestiones, la forma en que se pesificarán los préstamos garantizados en dólares correspondientes a la fase local del canje de deuda pública y la instrumentación del pago de la deuda privada externa.

Por otra parte, y como consecuencia de los cambios instrumentados, durante los meses de enero y febrero se produjo un incremento del índice de precios al consumidor de un 2,3% y 3,1%, y de precios internos al por mayor de un 6,6% y 11,7%, respectivamente, de acuerdo a la información del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

Los activos y pasivos en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2001 fueron valuados al tipo de cambio de 1 peso por cada dólar estadounidense vigente a la fecha de suspensión del mercado de cambios previamente mencionada, de acuerdo con lo establecido por la Resolución MD N° 1/02 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y por la Resolución N° 392 de la CNV.

La posición neta de activos y pasivos monetarios en moneda extranjera de YPF y las participaciones significativas en sociedades en el exterior (YPF International Ltd., YPF Holdings Inc., YPF Chile S.A., Petróleos Trasandinos YPF S.A. y Apex Petroleum Inc.), que generarían efectos como consecuencia de la devaluación producida hasta la fecha de aprobación de los estados contables, se encuentran expuestas en los Anexos G y C, respectivamente, de los presentes estados contables. Adicionalmente, la participación de YPF en la posición neta de activos y pasivos monetarios en moneda extranjera de las sociedades controladas y vinculadas locales en las cuales participa al 31 de diciembre de 2001, que generarían efectos como consecuencia de la devaluación producida hasta la fecha de aprobación de los estados contables, asciende a 952. El impacto estimado de las devaluaciones subsecuentes sobre las posiciones netas en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2001 mencionadas anteriormente, al tipo de cambio de 1,7 pesos por cada dólar estadounidense al cierre del día 11 de enero de 2002, es una diferencia de cambio negativa de aproximadamente 1.402, que será reconocida contablemente en el ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2002 de acuerdo con las normas contables vigentes.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8



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

Al 7 de marzo de 2002, la cotización de un dólar estadounidense, cerró a 2,20 pesos por cada dólar estadounidense, tipo vendedor. El impacto adicional estimado de las modificaciones en los tipos de cambio, subsecuentes al 11 de enero de 2002 y hasta el 7 de marzo de 2002, sobre la posición neta de activos y pasivos en moneda extranjera mencionada anteriormente, es una diferencia de cambio negativa adicional de aproximadamente 1.000.

Como consecuencia de los efectos de las devaluaciones subsecuentes, la Dirección de la Sociedad estima que el saldo de resultados acumulados mantenidos al 31 de diciembre de 2001, susceptible de ser distribuido como dividendos, se reducirá significativamente.

Según lo establece la citada Ley de Emergencia, la pérdida resultante de la aplicación del nuevo tipo de cambio sobre la posición neta de activos y pasivos en moneda extranjera al 6 de enero de 2002, será deducible en el impuesto a las ganancias a razón de un 20% anual durante los 5 ejercicios cerrados con posterioridad a la fecha de vigencia de la ley.

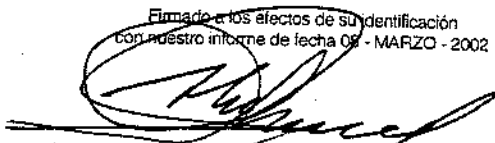
Debido a las restricciones impuestas a la disponibilidad de los fondos depositados en el sistema bancario y a la necesidad de obtener la previa autorización del BCRA, la Sociedad podría tener restringida la posibilidad de realizar transferencias al exterior en concepto de pagos de capital de préstamos financieros y distribución de dividendos.

Los cobros de exportaciones de bienes y servicios, con las excepciones y salvedades descriptas a continuación, deberán ser liquidadas en el mercado único y libre de cambios, en los plazos establecidos por la Secretaría de Industria y Comercio. Asimismo, los pagos al exterior de obligaciones financieras por capital, deberán contar, en los casos que corresponda, con la conformidad del BCRA, quedando exceptuados de dicho requerimiento entre otros, ciertos contratos de prefinanciación, financiación y cobros anticipados de exportaciones y ciertas financiaciones por contratos cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos proveniente de exportaciones, para los cuales se admitirá la aplicación directa del cobro de exportaciones a la cancelación de los mismos, requiriéndose asimismo en ciertos casos conformidad del BCRA.

Adicionalmente, el Decreto N° 1589/89 del Poder Ejecutivo Nacional establece que los productores con libre disponibilidad de petróleos crudos, 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 establecido en los concursos y/o renegociaciones, o acordados en los contratos respectivos, en cuyo caso no estarán obligados a ingresar y liquidar las divisas correspondientes a dicho porcentaje. En todos los casos, el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder al 70% de cada operación.

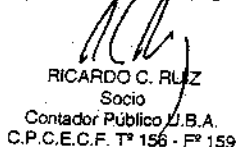
Los presentes estados contables contemplan todos los efectos significativos derivados de las nuevas políticas económicas y cambiarias conocidas a la fecha de emisión de los mismos. Todas las estimaciones efectuadas por la Dirección de la Sociedad han sido efectuadas considerando dichas políticas. Los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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002



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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2002
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8



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

14. 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. Todos los importes están expresados en millones de pesos, según lo detallado en Nota 1, excepto donde se indica en forma expresa.

Costos Activados

A continuación se exponen los costos activados, junto con las correspondientes amortizaciones, depreciaciones y agotamientos acumulados al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999:

	2001				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	16.003	199	8	1.152	17.362
Equipos e instalaciones auxiliares	373	2	-	19	394
Perforaciones, equipos e instalaciones	340	13	-	77	430
Propiedades de petróleo y gas no probadas	44	-	7	6	57
Total costos activados	16.760	214	15	1.254	18.243
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos					
	(10.800)	(62)	(1)	(608)	(11.471)
Costos netos activados	5.960	152	14	646 ⁽⁷⁾	6.772
Costos netos activados de sociedades vinculadas					
	52	546	-	-	598
	2000				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	14.093 ⁽⁶⁾	753	12	1.116	15.974
Equipos e instalaciones auxiliares	289	15	-	21	325
Perforaciones, equipos e instalaciones	300	102	-	73	475
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	207	11	284	502
Total costos activados	14.682	1.077	23	1.494	17.276
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos					
	(9.632)	(199)	(3)	(822) ⁽³⁾	(10.656)
Costos netos activados	5.050	878	20	672	6.620
Costos netos activados de sociedades vinculadas					
	-	91	-	-	91

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	13.431	677	233	1.050	15.391
Equipos e instalaciones auxiliares	305	11	-	20	336
Perforaciones, equipos e instalaciones	358	57	1	50	466
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	217	11	285	513
Total costos activados	14.094	962	245	1.405	16.706
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos	(9.306)	(143)	(4)	(549) ⁽⁴⁾	(10.002)
Costos netos activados	4.788	819	241 ⁽⁶⁾	856	6.704
Costos netos activados de sociedades vinculadas	-	74	-	-	74

(1) Incluye costos activados en Bolivia.

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

(3) Incluye US\$ 370 millones correspondientes a la previsión para desvalorización (Nota 12).

(4) Incluye US\$ 175 millones correspondientes a la previsión para desvalorización (Nota 12).

(5) Corresponde principalmente a costos capitalizados relacionados con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(6) Incluye 300 correspondientes a la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa (Nota 10.b).

(7) Incluye 629 correspondientes a costos activados en las propiedades que fueron vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

	2001				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas					
Probadas	880 ⁽⁴⁾	-	-	-	880
No probadas	44 ⁽⁵⁾	-	1	-	45
Costos de exploración	82	8	7	9	106
Costos de desarrollo	776	56	-	86	918
Total de costos incurridos	1.782	64	8	95 ⁽⁶⁾	1.949
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	5	444	-	-	449

	2000				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas					
Probadas	300 ⁽³⁾	33	-	-	333
No probadas	-	45	1	-	46
Costos de exploración	99	43	8	10	160
Costos de desarrollo	589	52	1	91	733
Total de costos incurridos	988	173	10	101	1.272
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas		16	-	-	16

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas					
Probadas	-	-	-	32	32
No probadas	-	19	1	-	20
Costos de exploración	114	78	14	20	226
Costos de desarrollo	364	41	36	104	545
Total de costos incurridos	478	138	51 ⁽²⁾	156	823
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas		26	-	-	26

- (1) Incluye costos incurridos en Bolivia y en Venezuela al 31 de diciembre de 2001 hasta el momento en que YPF International Ltd. vendió sus inversiones en dicho país (Nota 12); costos incurridos en Bolivia, Ecuador, Brasil y Venezuela al 31 de diciembre de 2000; y costos incurridos en todos los países mencionados anteriormente para el año 2000 más Perú, al 31 de diciembre de 1999.
- (2) Corresponde principalmente a costos incurridos relacionados con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.
- (3) Corresponde a la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa (Nota 10.b).
- (4) Incluye 837 correspondientes a la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.
- (5) Corresponden a la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.
- (6) Corresponde principalmente a costos incurridos relacionados con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Resultado de las operaciones de explotación de petróleo y gas

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

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

	2001				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	1.842	93	3	406	2.344
Ventas netas intersegmentos	2.135	8	-	-	2.143
Total ventas netas	3.977	101	3	406	4.487
Costos de producción	(1.193)	(48)	-	(176)	(1.417)
Gastos de exploración	(75)	(9)	(11)	(6)	(101)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(683)	(27)	(1)	(115)	(826)
Otros	-	9	(2)	(3)	4
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	2.026	26	(11)	106	2.147
Impuesto a las ganancias	(709)	(8)	(1)	(38)	(756)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	1.317	18	(12)	68 ⁽⁵⁾	1.391
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	19	29	-	-	48

	2000				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	1.903	214	4	441	2.562
Ventas netas intersegmentos	2.619	-	-	-	2.619
Total ventas netas	4.522	214	4	441	5.181
Costos de producción	(1.209)	(75)	(2)	(156)	(1.442)
Gastos de exploración	(72)	(56)	(8)	(8)	(144)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(568)	(56)	(3)	(275) ⁽²⁾	(902)
Otros	-	(18)	6	1	(11)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	2.673	9	(3)	3	2.682
Impuesto a las ganancias	(936)	(9)	1	(2)	(946)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	1.737	-	(2)	1	1.736
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	-	9	-	-	9

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	596	115	136	360	1.207
Ventas netas intersegmentos	2.287	-	-	-	2.287
Total ventas netas	2.883	115	136	360	3.494
Costos de producción	(934)	(39)	(31)	(149)	(1.153)
Gastos de exploración	(96)	(51)	(13)	(15)	(175)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(602)	(31)	(50)	(256) ⁽³⁾	(939)
Resultado por la venta de activos - Crescendo (Nota 12)	-	-	(121)	-	(121)
Otros	-	11	5	(2)	14
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	1.251	5	(74)	(62)	1.120
Impuesto a las ganancias	(438)	(2)	(16)	(33)	(489)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	813	3	(90) ⁽⁴⁾	(95)	631
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	-	4	-	-	4

(1) Incluye los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en Bolivia y en Venezuela, al 31 de diciembre de 2001 hasta el momento en que YPF International Ltd. vendió sus inversiones en dicho país (Nota 12); resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en Bolivia, Ecuador, Brasil y Venezuela al 31 de diciembre de 2000, y los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en los países mencionados anteriormente para el año 2000 más Perú, al 31 de diciembre de 1999.

(2) Incluye US\$ 195 millones correspondientes a la provisión para desvalorización (Nota 12).

(3) Incluye US\$ 175 millones correspondientes a la provisión para desvalorización (Nota 12).

(4) Corresponde principalmente a resultados de operaciones relacionadas con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(5) Corresponde principalmente a resultados de operaciones relacionadas con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Reservas de petróleo y gas

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

Las estimaciones de reservas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria del petróleo y de acuerdo con las regulaciones de la SEC. La elección del método o combinación de métodos empleados en el análisis de cada yacimiento fue efectuada en base a la experiencia en el área, el grado de desarrollo, calidad y confiabilidad de la información fuente, y la historia de producción. Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las reservas probadas y a la estimación de perfiles de producción futura y la oportunidad de los costos de desarrollo, incluyendo muchos factores que escapan al control del productor. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo crudo y gas natural bajo la tierra, que no pueden ser medidas de una manera exacta, y la exactitud de cualquier estimación de reservas está en función de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Como resultado de ello, las estimaciones de diferentes ingenieros a menudo varían. Adicionalmente, los resultados de perforaciones, verificaciones y producción posterior a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de esta última. Por lo tanto, las estimaciones de reservas son a menudo diferentes de las cantidades de petróleo crudo y gas natural que finalmente se recuperan. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de los supuestos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas fueron 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. En el caso de ciertas subsidiarias de YPF en Indonesia que poseen contratos de producción compartida (production sharing contracts), las reservas probadas incluyen las cantidades estimadas asignables a la sociedad por recupero de costos así como también la participación neta de la sociedad después del recupero de los mismos. Las estimaciones de reservas están sujetas a revisión como resultado de la variación de los precios debido a las características del recupero de costos bajo los contratos de producción compartida.

El siguiente cuadro refleja las reservas estimadas de petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999 y los cambios correspondientes:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)				
	2001				
	Argentina	Resto de Sudamérica	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.368	162 ⁽⁴⁾	-	132	1.662
Revisiones de estimaciones anteriores	(7)	2	-	61	56
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	89	5	-	2	96
Compras de reservas <i>in situ</i>	195 ⁽⁸⁾	-	-	-	195
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(18)	(144)	-	-	(162)
Producción del ejercicio	(160)	(5)	-	(17)	(182)
Saldos al cierre del ejercicio	1.467 ⁽¹⁾	20 ⁽³⁾	-	178 ⁽⁶⁾	1.665
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	1.088	69	-	104	1.261
Cierre del ejercicio	1.183 ⁽²⁾⁽⁹⁾	10	-	150 ⁽⁶⁾	1.343
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	21	93	-	-	114

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)				
	2000				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.151	178	2	118	1.449
Revisiones de estimaciones anteriores	242	(44)	-	24	222
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	126	13	-	5	144
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	24	-	-	24
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(11)	-	(2)	-	(13)
Producción del ejercicio	(140)	(9)	-	(15)	(164)
Saldos al cierre del ejercicio	1.368 ⁽¹⁾	162	-	132	1.662
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	964	60	2	93	1.119
Cierre del ejercicio	1.088 ⁽²⁾	69	-	104	1.261
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	33	-	-	33

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

	1999				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽⁶⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.146	141	7	223	1.517
Revisiones de estimaciones anteriores	119	10	(3)	(107)	19
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	44	35	1	18	98
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	-	-	1	1
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(10)	-	(2)	-	(12)
Producción del ejercicio	(148)	(8)	(1)	(17)	(174)
Saldos al cierre del ejercicio	1.151 ⁽¹⁾	178	2 ⁽⁷⁾	118	1.449
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	949	56	6	194	1.205
Cierre del ejercicio	964 ⁽²⁾	60	2 ⁽⁷⁾	93	1.119
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	18	-	-	18

(1) Incluye líquidos de gas natural por 316, 341 y 117 al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente.

(2) Incluye líquidos de gas natural por 237, 255 y 100 al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente.

(3) Incluye reservas en Bolivia.

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

(5) Incluye 173 relacionados con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(6) Corresponde a reservas relacionadas con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(7) Corresponde principalmente a reservas relacionadas con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

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

(9) Incluye 143 incorporados al inicio del ejercicio 2001 relacionados con la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

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

	2001				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	9.381	257	6	444	10.088
Revisiones de estimaciones anteriores	15	564	-	(9)	570
Extensiones y descubrimientos	384	163	-	4	551
Compras de reservas <i>in situ</i>	693 ⁽⁴⁾	-	-	-	693
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(372)	(792)	-	-	(1.164)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(532)	(4)	(1)	(22)	(559)
Saldos al cierre del ejercicio	9.569	188	5	417 ⁽⁵⁾	10.179
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.072	40	6	149	7.267
Cierre del ejercicio	7.340 ⁽⁷⁾	45	5	122 ⁽⁶⁾	7.512
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	554	4.426	-	-	4.980

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	2000				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	9.705	767	238	440	11.150
Revisiones de estimaciones anteriores	(105)	(840)	(3)	(117)	(1.065)
Extensiones y descubrimientos	369	336	-	144	849
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	1	-	-	1
Ventas de reservas <i>in situ</i>	-	-	(228)	-	(228)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(588)	(7)	(1)	(23)	(619)
	-----	-----	-----	-----	-----
Saldos al cierre del ejercicio	9.381	257	6	444	10.088
	=====	=====	=====	=====	=====
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	8.180	65	238	251	8.734
Cierre del ejercicio	7.072	40	6	149	7.267
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas					
	-	1.163	-	-	1.163

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	1999				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	9.211	192	722	262	10.387
Revisiones de estimaciones anteriores	1.045	181	12	14	1.252
Extensiones y descubrimientos	30	396	99	136	661
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	2	-	53	55
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(22)	-	(543)	-	(565)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(559)	(4)	(52)	(25)	(640)
	-----	-----	-----	-----	-----
Saldos al cierre del ejercicio	9.705	767	238 ⁽³⁾	440	11.150
	=====	=====	=====	=====	=====
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.385	37	581	134	8.137
Cierre del ejercicio	8.180	65	238 ⁽³⁾	251	8.734
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas					
	-	953	-	-	953

(1) Excluye las cantidades venteadas.

(2) Incluye reservas en Bolivia.

(3) Corresponde principalmente a reservas relacionadas con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

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

(5) Incluye 370 relacionados con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(6) Incluye 118 relacionados con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(7) Incluye 467 incorporados al inicio del ejercicio 2001 relacionados con la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Método de medición estándar de los flujos de fondos netos descontados

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

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

Los ingresos y erogaciones futuras de fondos en dólares han sido valuados al tipo de cambio de 1,7 pesos argentinos por dólar estadounidense, tipo de cambio vigente al cierre del mercado cambiario al 11 de enero de 2002 (primer día hábil en que operó, luego de su suspensión el día 23 de diciembre de 2001), como se detalla en la Nota 13.

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

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

El 13 de febrero de 2002, el Gobierno Nacional aprobó el Decreto N° 310/02, implementando una retención del 20% a las exportaciones de petróleo crudo por un período de cinco años a partir del 1 de marzo de 2002. El efecto de la retención mencionada en los ingresos futuros de fondos no fue considerado en la medición estándar. Si la retención a las exportaciones de crudo fuera considerada, los ingresos futuros de fondos (sin descontar) se reducirían en aproximadamente 936.

	2001				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	50.717	952	23	6.827	58.519
Costos futuros de producción	(14.325)	(319)	(2)	(4.033)	(18.679)
Costos futuros de desarrollo	(3.059)	(157)	-	(535)	(3.751)
	-----	-----	-----	-----	-----
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	33.333	476	21	2.259	36.089
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(14.443)	(314)	(9)	(899)	(15.665)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% ⁽¹⁾	(5.779)	(49)	(2)	(558)	(6.388)
	-----	-----	-----	-----	-----
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	13.111	113	10	802 ⁽⁵⁾	14.036
	=====	=====	=====	=====	=====
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	342	977	-	-	1.319

	2000				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	39.339	3.096	19	4.116	46.570
Costos futuros de producción	(10.008)	(1.323)	(2)	(1.665)	(12.998)
Costos futuros de desarrollo	(2.089)	(387)	-	(317)	(2.793)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	27.242	1.386	17	2.134	30.779
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(12.207)	(650)	(9)	(858)	(13.724)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% ⁽¹⁾	(4.526)	(231)	(3)	(558)	(5.318)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	10.509	505	5	718	11.737
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	366	-	-	366

	1999				
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	36.732	3.757	621	3.692	44.802
Costos futuros de producción	(8.838)	(732)	(178)	(1.596)	(11.344)
Costos futuros de desarrollo	(1.773)	(307)	(3)	(269)	(2.352)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	26.121	2.718	440	1.827	31.106
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(10.329)	(1.269)	(211)	(713)	(12.522)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% ⁽¹⁾	(4.744)	(441)	(80)	(401)	(5.666)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	11.048	1.008	149 ⁽³⁾	713	12.918
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	257	-	-	257

(1) El impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 8.977 (7.931 en Argentina, 120 en Resto de Sudamérica, 4 en Estados Unidos y 922 en Indonesia), 9.313 (7.931 en Argentina, 450 en Resto de Sudamérica, 6 en Estados Unidos y 926 en Indonesia), 9.303 (7.629 en Argentina, 859 en Resto de Sudamérica, 154 en Estados Unidos y 661 en Indonesia) al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999, respectivamente.

(2) Incluye Bolivia.

(3) Corresponde principalmente al flujo de fondos relacionado con las propiedades de Crescendó Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(4) Incluye Ecuador, Bolivia y Venezuela.

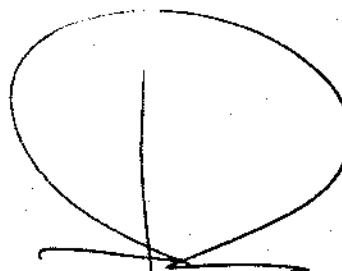
(5) Incluye 737 relacionados con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

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

La tabla siguiente refleja los cambios en la medición estándar de los flujos netos de fondos futuros descontados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Salidos al inicio del ejercicio	11.737	12.918	6.297
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(3.070)	(3.739)	(2.341)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción	1.983	1.135	9.688
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria netas de costos futuros de producción y desarrollo	982	1.754	1.124
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo	(719)	(696)	(592)
Costos de desarrollo incurridos durante el ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	918	733	545
Revisiones de estimaciones de volúmenes	338	68	1.205
Efecto financiero	1.706	1.858	811
Cambio neto de impuesto a las ganancias	(1.070)	348	(3.856)
Compras de reservas <i>in situ</i>	1.291 ⁽¹⁾	118	67
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(788)	(305)	(506)
Cambio en el perfil de producción y otros	728	(2.455)	476
Salidos al cierre del ejercicio	<u>14.036</u>	<u>11.737</u>	<u>12.918</u>

(1) Incluye 153 relacionados con la compra de reservas y 1.138 incorporados como consecuencia de la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.



JOSE MARIA RANERO DIAZ
Director