

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 1999, 1998 Y 1997

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

1. Bases de Presentación de los Estados Contables

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

Reexpresión en moneda constante

Los estados contables reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda en forma integral 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 Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("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 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 fue inferior al porcentaje mencionado.

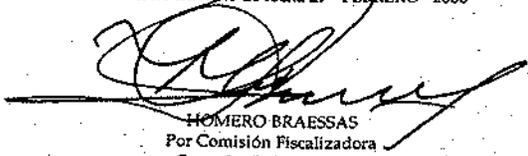
Instrumentos financieros destinados a compensar riesgos futuros. Concentración del riesgo crediticio

La Sociedad utiliza periódicamente 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. YPF no posee ni emite instrumentos financieros derivados con fines especulativos.

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.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000
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

El detalle de los instrumentos financieros derivados utilizados por la Sociedad al 31 de diciembre de 1999 es el siguiente:

a) *Contratos 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 1999, considerando el efecto del swap financiero mencionado y del interés adicional devengado, asciende a 127.
- Swap financiero con el objeto de establecer una protección frente a las Obligaciones Negociables por 300.000 millones de liras italianas de valor nominal mencionadas en Nota 3.g.1), a través del cambio de dólares estadounidenses por liras italianas a un tipo de cambio fijo de 1.507 liras italianas/U\$. El monto de la deuda al 31 de diciembre de 1999, considerando el efecto del swap financiero, asciende a 200.
- Forward que tiene por objeto establecer una protección frente a las prefinanciaciones de exportaciones en yenes detalladas en el Anexo G, a través del cambio de dólares estadounidenses por yenes a tipo de cambio fijo de 108,25 yenes/U\$. El monto de las prefinanciaciones de exportaciones en yenes al 31 de diciembre de 1999, considerando el efecto del mencionado contrato, asciende a 21.

Estas operaciones no implican la sustitución de los acreedores originales ni la generación de un nuevo pasivo.

b) *Opciones de precio del crudo:*

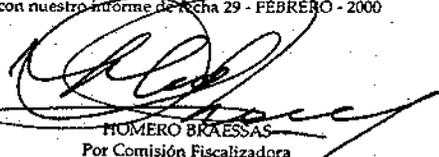
Dado que YPF ha garantizado las emisiones de las Obligaciones Negociables por U\$S 400 millones correspondientes a los programas globales de U\$S 500 y U\$S 700 millones, respectivamente, con los ingresos provenientes de las exportaciones relacionadas con un contrato de venta de crudo a largo plazo con ENAP (compañía petrolera estatal chilena), la Sociedad ha acordado opciones que tienen por objeto establecer una protección sobre el precio del mencionado contrato. Dichas opciones pueden ser ejercidas en el caso que el precio de mercado sea inferior a U\$S 14 por barril de crudo. Al 31 de diciembre de 1999, aproximadamente 33 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichas opciones. La ganancia bajo estos contratos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999 asciende aproximadamente a 4.

c) *Contratos de swap de precio del crudo:*

En noviembre de 1996 y junio de 1998, la Sociedad acordó contratos de swap de precio sobre ciertos compromisos correspondientes a entregas de petróleo crudo por aproximadamente 27,8 millones y 23,9 millones de barriles a ser entregados durante el término de siete y diez años, respectivamente, de acuerdo con los contratos de venta de petróleo crudo a futuro mencionados en la Nota 11.b). Bajo estos contratos de swap de precio, la Sociedad recibirá precios variables que dependerán de los precios de mercado.

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.

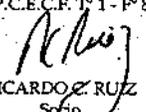
Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000



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 29 - FEBRERO - 2000

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



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

Fondos (caja e inversiones de corto plazo)

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

Desbalances en la producción de gas

La Sociedad aplica el método de la propiedad para contabilizar los desbalances 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. YPF reconoce ingresos por ventas por su parte proporcional del gas producido independientemente del volumen retirado.

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.

Uniones Transitorias de Empresas y Sucursales en el exterior

Las participaciones de la Sociedad en Uniones Transitorias de Empresas y otros acuerdos para la exploración y extracción de petróleo y gas y las sucursales en el exterior han sido consolidadas línea por línea, en base a la participación proporcional en los activos, pasivos, ingresos y gastos de los mismos (Nota 7).

Concesiones de explotación y permisos de exploración

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

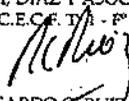
Utilidades por acción

Las utilidades por acción han sido calculadas en base a los 353.000.000 de acciones de la Sociedad en circulación durante cada ejercicio.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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

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

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. 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: al 31 de diciembre de 1998 y 1997 han sido valuados a su costo de adquisición determinado en base al método del primero entrado, primero salido (PEPS). A partir del 1° de enero de 1999, la Sociedad adoptó el método del precio promedio ponderado (PPP), que no difiere significativamente de su costo de reposición. El cambio no tuvo efecto significativo sobre los resultados no asignados ni sobre la utilidad del ejercicio.

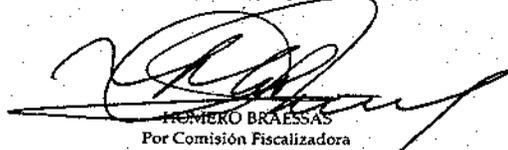
Los bienes de cambio incluyen, en los casos que corresponda, una previsión para reducir su valor al de probable recupero.

c) *Inversiones no corrientes:*

Las mismas comprenden participaciones en sociedades controladas y vinculadas (Artículo 33 de la Ley N° 19.550) e inversiones en otras sociedades en las cuales YPF posee menos de un 10% de participación. Estas inversiones se detallan en el Anexo C y han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional, 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. 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 al valor de rescate más la participación en los resultados acumulados según las disposiciones estatutarias respectivas.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


ROMERO 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 29 - FEBRERO - 2000

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

Para la determinación de la participación en sociedades vinculadas se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio (Anexo C). La Dirección de la Sociedad no ha tomado conocimiento de hechos que modifiquen la situación patrimonial, financiera o los resultados de estas sociedades al 31 de diciembre de 1999, que tengan un impacto significativo en la valuación de las inversiones a dicha fecha.

La Sociedad ha presentado estados contables consolidados como información complementaria a los presentes estados contables por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997 (Cuadro I).

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

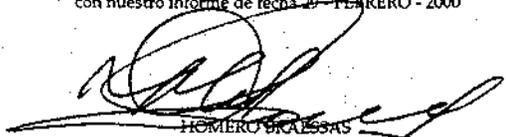
d) *Bienes de uso:*

Al costo de adquisición reexpresado de acuerdo con lo indicado en 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.
- 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 futuros estimados de abandono y taponamiento de pozos se tienen en cuenta al determinar las depreciaciones.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


HOMERO BUALASSAS
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 29 - FEBRERO - 2000
PISTRELLI DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8


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

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 y los bienes de uso que se reemplazan, en caso de que esto ocurra, se dan 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 preparar a los activos para su venta y no llevan el valor registrado por encima de su valor recuperable.

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

e) *Activos intangibles:*

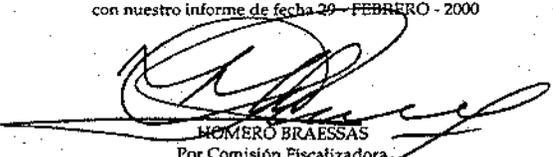
Llave de negocio: corresponde a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en YPF Gas S.A., Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C. y Maleic S.A. y su respectivo valor patrimonial proporcional, el cual era similar al valor de mercado de los activos y pasivos netos de estas sociedades a 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 una vida útil estimada de 120 meses y usando el método de la línea recta (Anexo B).

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 del ejercicio, sin considerar el efecto de las diferencias temporarias entre el resultado contable y el impositivo.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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


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

El impuesto a la ganancia mínima presunta fue establecido por la Ley N° 25.063, sancionada en diciembre de 1998, por el término de diez ejercicios anuales. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias, dado que, mientras este último grava la utilidad impositiva del ejercicio, el impuesto a la ganancia mínima presunta constituye una imposición mínima que grava la renta potencial de ciertos activos productivos a la tasa del 1%, de modo que la obligación fiscal de la Sociedad 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 cuatro ejercicios siguientes.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999 y 1998, el importe determinado en concepto del impuesto a las ganancias fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias".

Regalías e impuesto a 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 a los ingresos brutos, cuya alícuota efectiva promedio fue de aproximadamente 1,66%, 1,46% y 1,47% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

g) Previsiones:

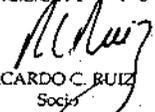
- Deducidas del activo: se han constituido para reducir la valuación de los créditos por ventas, otros créditos, bienes de cambio, inversiones no corrientes y bienes de uso en base al análisis de los créditos de cobro dudoso y del probable valor recuperable de los activos afectados.
- Incluidas en el 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 los asesores legales.

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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


ROMERO 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 29 - FEBRERO - 2000
PISTRELLI, DÍAZ 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

h) *Cuentas del patrimonio neto:*

Se reexpresaron de acuerdo con lo indicado en Nota 1, excepto la cuenta "Capital suscrito", 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:*

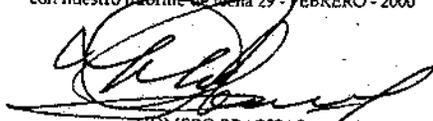
Las cuentas del estado de resultados han sido registradas mediante la aplicación de los siguientes criterios:

- 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.
- 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 en aquellas sociedades vinculadas en las cuales se posee una participación del 50% o se ejerce control conjunto, han sido consolidados línea por línea, neto de las operaciones entre dichas sociedades, en base a la participación proporcional en las cuentas de los estados de resultados de dichas sociedades.
- Los resultados de inversiones permanentes en otras sociedades vinculadas se computaron sobre la base de los resultados de dichas sociedades y se incluyeron en el rubro "Resultados de inversiones permanentes en sociedades vinculadas".
- En los casos en que fueron significativos, la Sociedad segregó los componentes financieros implícitos devengados en cada ejercicio.

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 1) los estudios de factibilidad detallados sobre el enfoque y los costos de saneamiento para emplazamientos individuales o bien en 2) la estimación de la Sociedad de los costos a incurrir según la experiencia histórica y la información públicamente 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.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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


RICARDO L. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.F. T° 186 - F° 159

3. Detalle de los Principales Rubros de los Estados Contables

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

Balances generales:

Activo

a) Inversiones:

	1999		1998		1997	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias	20 ⁽¹⁾	-	16 ⁽¹⁾	3	4 ⁽¹⁾	-
Sociedades controladas, vinculadas y otras (Anexo C)	-	2.836	-	2.923	-	2.276
Previsión para desvalorización de las participaciones en otras sociedades (Anexo E)	-	(4)	-	-	-	-
	====	====	====	====	====	====
	20	2.832	16	2.926	4	2.276
	====	====	====	====	====	====

(1) Incluye 4, 2 y 1 al 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

b) Créditos por ventas:

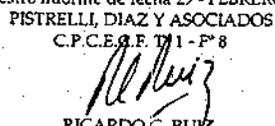
	1999		1998		1997	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	979	14	765	16	742	-
Documentos a cobrar	14	2	5	5	2	11
Sociedades relacionadas (Nota 8)	103	-	31	-	10	-
	====	====	====	====	====	====
	1.096 ⁽¹⁾	16	801	21	754	11
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(179)	-	(167)	-	(146)	-
	====	====	====	====	====	====
	917	16	634	21	608	11
	====	====	====	====	====	====

(1) Incluye 114 de plazo vencido a menos de tres meses, 234 de plazo vencido a más de tres meses, 710 a vencer dentro de los próximos tres meses y 38 a vencer a más de tres meses.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


 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 29 - FEBRERO - 2000

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

c) *Otros créditos:*

	1999		1998		1997	
	<i>Corriente</i>	<i>No Corriente</i>	<i>Corriente</i>	<i>No Corriente</i>	<i>Corriente</i>	<i>No Corriente</i>
Créditos y anticipos de impuestos y reembolsos por exportaciones	110	-	105	-	151	-
Deudores por servicios	34	-	28	-	23	-
Por venta de títulos públicos	-	-	-	-	13	-
Gastos pagados por adelantado	19	174	12	117	19	91
Cánones y derechos	4	92	3	95	2	66
Sociedades relacionadas (Nota 8)	26	15	28	4	19	23
Por venta de activos no corrientes	-	3	-	3	9	11
Préstamos a clientes	38	90	25	84	19	68
Por reconversión de contratos	-	44	-	48	-	49
Por desbalanceo de producción de gas	-	30	-	25	-	24
Forwards - Diferencias de cambio (Nota 1)	5	-	44	-	-	-
Depósitos en garantía	-	-	39	-	-	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	27	-	18	-	19	-
Diversos	79	35	102	28	87	23
	----	----	----	----	----	----
	342 ⁽¹⁾	483 ⁽²⁾	404	404	361	355
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(104)	-	(101)	-	(104)	-
Previsión para valorar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(4)	-	(4)	-	(31)
	----	----	----	----	----	----
	238	479	303	400	257	324
	====	====	====	====	====	====

- (1) Incluye 2 sin plazo establecido, 35 de plazo vencido a menos de tres meses, 127 de plazo vencido a más de tres meses y 178 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 124 de uno a tres meses, 18 de tres a seis meses, 18 de seis a nueve meses y 18 de nueve a doce meses.
 (2) Incluye 10 sin plazo establecido y 473 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 120 de uno a dos años, 44 de dos a tres años y 309 a más de tres años.

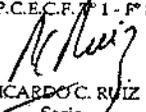
d) *Bienes de cambio:*

	1999	1998	1997
Productos destilados para la venta	148	142	162
Petróleo crudo	84	80	80
Productos en proceso de destilación	5	7	6
Materias primas y envases	12	13	27
Materiales	-	-	4
	----	----	----
	249	242	279
Previsión para obsolescencia de bienes de cambio (Anexo E)	-	-	(4)
	----	----	----
	249	242	275
	====	====	====

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


 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 29 - FEBRERO - 2000

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

e) Bienes de uso:

	1999	1998	1997
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	7.165	7.542	7.580
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(38)	(6)	(23)
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(16)	(16)	(20)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(4)	(5)	(5)
	-----	-----	-----
	7.107	7.515	7.532
	=====	=====	=====

Pasivo

f) Cuentas por pagar:

	1999		1998		1997	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	413	6	464	25	534	-
Sociedades relacionadas (Nota 8)	52	-	23	-	29	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	47	-	40	-	34	-
Diversas	29	11	63	12	65	9
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	541 (1)	17	590	37	662	9
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

(1) Incluye 506 a vencer dentro de los próximos tres meses.

g) Préstamos:

	Tasa de interés (1)	Vencimiento del capital	1999		1998		1997	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
The Export Import Bank of Japan (Nota 3.g.2)	5,25%	2000-2003	39	91	36	113	32	129
Swaps financieros y forwards - Diferencias de cambio e interés adicional (Nota 1)	7,28-8,10%	-	-	44	5	29	44	57
Obligaciones Negociables (Nota 3.g.1)	-	-	390	1.828	166	1.974	151	1.527
Sociedades relacionadas (Nota 8)	7,47%	2000	370	-	29	-	6	-
Prefinanciación de exportaciones	2,83-7,31%	2000-2001	182	25	732	105	551	50
Otras deudas bancarias y otros acreedores	4,20-7,55%	2000-2002	86	3	270	10	367	19
			-----	-----	-----	-----	-----	-----
			1.067	1.991	1.238	2.231	1.151	1.782
			=====	=====	=====	=====	=====	=====

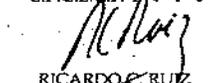
(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 1999.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000

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


 RICARDO CRUZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.F. 156 - F° 139

Al 31 de diciembre de 1999, 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	522	50	88	407	1.067
	===	===	===	===	=====

	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	546	102	368	350	625	1.991
	===	===	===	===	===	=====

Al 31 de diciembre de 1999, 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:

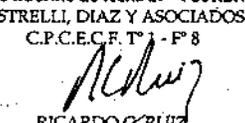
Programa Global (en millones)	Emisión Año	Valor nominal	Tasa de Interés (1)	Vencimiento del Capital	Valor Registrado					
					1999		1998		1997	
					Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
-	1994	U\$S 350	8,00%	2004	11	350	11	350	11	350
U\$S 500	1995	U\$S 400 (2)	8,95%	2000-2002	65	83	59	148	55	207
U\$S 500	1997	U\$S 100 (2)	7,00%	2000-2002	18	32	17	52	16	73
U\$S 700	1995	U\$S 400 (2)	7,50%	2000-2002	62	107	57	169	54	226
U\$S 700	1996	Liras 300.000	8,75%	2001	-	156	1	180	1	171
U\$S 1.200 (3)	1997	U\$S 200	7,14%(4)	2002 (9)	208	-	3	200	6	200
U\$S 1.000 (7)	1997	U\$S 300	7,75%	2007	8	300	8	300	8	300
U\$S 1.000 (7)	1998	U\$S 350	7,25%	2003	8	350	8	350	-	-
U\$S 1.000 (7)	1998	U\$S 125	7,64%(5)	2001	1	125	1	125	-	-
U\$S 1.000 (7)	1998	U\$S 100	10,00%	2028 (6)	2	100	1	100	-	-
U\$S 1.000 (8)	1999	U\$S 225	9,13%	2009	7	225	-	-	-	-
					390	1.828	166	1.974	151	1.527
					=====	=====	=====	=====	=====	=====

- (1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 1999.
- (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 11.b).
- (3) Creado mediante la fusión de los programas globales de U\$S 500 millones y U\$S 700 millones.
- (4) Esta emisión devenga una tasa anual flotante de Libo más un margen de 0,75% a 1,125%.
- (5) Esta emisión devenga una tasa anual flotante de Libo más un margen de 1,5% a 2%.
- (6) Estas Obligaciones Negociables están sujetas a una cancelación total o parcial a opción de los tenedores el 2 de noviembre de 2001.
- (7) Primer programa global de U\$S 1.000 millones aprobado por la Asamblea General de Accionistas del 29 de abril de 1997.
- (8) Segundo programa global de U\$S 1.000 millones aprobado por la Asamblea General de Accionistas del 28 de abril de 1998.
- (9) Estas Obligaciones Negociables fueron precanceladas en su totalidad en enero de 2000.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


 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 29 - FEBRERO - 2000

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

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

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.

La Asamblea General de Accionistas del 27 de abril de 1999 aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables a mediano plazo, no convertibles en acciones, por un monto de U\$S 1.000 millones (tercer programa). Los fondos de emisiones bajo este programa se aplicarían a la refinanciación de pasivos, a la provisión de capital de trabajo y a la realización de inversiones en activos fijos.

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 su porcentaje de participación del 30% 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.

Estados de Resultados:

h) Consolidación proporcional:

Según se explica en Nota 2.i, 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, han sido consolidados proporcionalmente línea por línea, neto de las operaciones entre dichas sociedades.

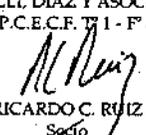
Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000



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 29 - FEBRERO - 2000

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

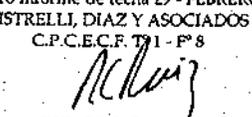
La apertura de los estados de resultados de YPF y las sociedades proporcionalmente consolidadas, neto de las operaciones entre dichas sociedades y ajustes de consolidación ("Otras"), es la siguiente:

	1999			1998			1997		
	YPF	Otras	Total	YPF	Otras	Total	YPF	Otras	Total
Ventas netas (Nota 9)	4.661	1.917	6.578	4.398	1.083	5.481	5.041	1.080	6.121
Costo de ventas (Anexo F)	(2.676)	(1.520)	(4.196)	(2.800)	(781)	(3.581)	(2.985)	(731)	(3.716)
Utilidad bruta	1.985	397	2.382	1.598	302	1.900	2.056	349	2.405
Gastos de administración (Anexo H)	(106)	(53)	(159)	(114)	(26)	(140)	(141)	(31)	(172)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(452)	(81)	(533)	(413)	(59)	(472)	(423)	(28)	(451)
Gastos de exploración (Anexo H)	(111)	(64)	(175)	(112)	(49)	(161)	(122)	(52)	(174)
Utilidad operativa	1.316	199	1.515	959	168	1.127	1.370	238	1.608
Resultados de inversiones permanentes	(181)	201	20	69	(43)	26	51	(14)	37
Otros ingresos (egresos), netos (Nota 3.i)	(97)	(5)	(102)	(2)	(42)	(44)	(22)	(37)	(59)
Resultados financieros y por tenencia:									
Generados por activos (Nota 3.j)	37	17	54	(24)	17	(7)	32	11	43
Generados por pasivos (Nota 3.j)	(293)	(45)	(338)	(200)	(53)	(253)	(163)	(116)	(279)
Resultados por la venta de activos no corrientes y bienes de uso a desafectar (Nota 13)	6	(296)	(290)	-	-	-	9	-	9
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias y dividendos al capital preferido	788	71	859	802	47	849	1.277	82	1.359
Impuesto a las ganancias	(311)	(67)	(378)	(222)	(38)	(260)	(400)	(73)	(473)
Utilidad neta antes de dividendos al capital preferido	477	4	481	580	9	589	877	9	886
Dividendos al capital preferido de sociedades controladas	-	(4)	(4)	-	(9)	(9)	-	(9)	(9)
Utilidad neta	477	-	477	580	-	580	877	-	877
Utilidad neta por acción (Nota 1)	1,35	-	1,35	1,64	-	1,64	2,48	-	2,48

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000


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

i) Otros ingresos (egresos), netos:

	Ingresos (Egresos)		
	1999	1998	1997
Recupero de impuestos	19	-	-
Indemnizaciones y otros gastos de personal por reestructuración	(4)	-	-
Previsión para juicios pendientes	(26)	(3)	(4)
Programas de apreciación accionaria (Nota 10.a)	(31)	6	(3)
Baja de bienes de uso y materiales obsoletos	(31)	(11)	(11)
Costos incurridos - Año 2000	(10)	(2)	-
Diversos	(14)	8	(4)
	---	---	---
	(97)	(2)	(22)
	===	===	===

j) Resultados financieros y por tenencia:

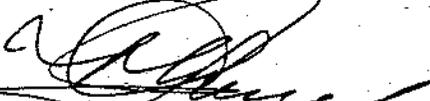
	Ganancia (Pérdida)		
	1999	1998	1997
<u>Generados por activos:</u>			
Intereses	36	34	40
Diferencia de cambio ⁽¹⁾	(19)	(14)	(2)
Resultado por tenencia de bienes de cambio (Anexo F)	20	(44)	(6)
	---	---	---
	37	(24)	32
	---	---	---
<u>Generados por pasivos:</u>			
Intereses	(293)	(200)	(160)
Diferencia de cambio	-	-	(3)
	---	---	---
	(293)	(200)	(163)
	---	---	---
	(256)	(224)	(131)
	===	===	===

(1) Incluye (16), (10) y (1) correspondientes al efecto traslación de las inversiones en el exterior por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

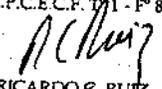
4. Activos de Disponibilidad Restringida y Garantías Otorgadas

Al 31 de diciembre de 1999, YPF ha garantizado ciertos préstamos bancarios otorgados a YPF Gas S.A., Petroken Petroquímica Ensenada S.A. ("Petroken") y Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. por un total de aproximadamente U\$S 20 millones y ha garantizado acuerdos de comercialización suscriptos por ciertas subsidiarias por un monto de hasta U\$S 161 millones. Asimismo, YPF ha firmado garantías en relación con la financiación de la expansión de las plantas de Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C. y Polisor S.A. por un monto de aproximadamente U\$S 127 millones y la financiación de la construcción de las plantas de Profertil S.A. y Compañía Mega S.A. por montos de aproximadamente U\$S 143 millones y U\$S 163 millones, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


 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 29 - FEBRERO - 2000

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

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

La Sociedad ha acordado mantener un porcentaje mínimo de participación del 51% en YPF Gas S.A. hasta la finalización de un contrato de leasing de dicha sociedad, como así también su participación en YPF Chile S.A., en Profertil S.A. y en Petroken, 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. para garantizar la financiación de la construcción de la planta mencionada precedentemente y se ha comprometido, entre otras cosas, a mantener su participación en dicha sociedad hasta la finalización del tercer año desde el comienzo de la operación.

En relación con los préstamos obtenidos para la adquisición de las acciones ordinarias de Maxus (sociedad controlada indirectamente a través de YPF International Ltd.) y la reestructuración de su deuda, la Sociedad ha garantizado el pago de dichos préstamos, los cuales ascendían a U\$S 67 millones y U\$S 236 millones, respectivamente, al 31 de diciembre de 1999. En enero y febrero de 2000, estos préstamos fueron parcialmente cancelados según se menciona en la Nota 2.g) a los estados contables consolidados.

5. Medio Ambiente

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. Sin embargo, las autoridades locales, provinciales y nacionales, están tendiendo a exigir un cumplimiento más estricto de las leyes aplicables y a la implementación de pautas ambientales en muchos sentidos comparables con aquellas actualmente vigentes en los Estados Unidos de América y en países de la Comunidad Económica Europea.

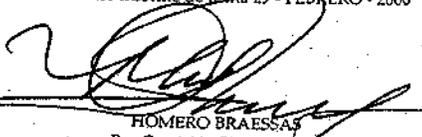
Los gastos requeridos para subsanar daños ya causados han sido provisionados al 31 de diciembre de 1999.

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 en la situación financiera 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.

6. Capital Social

El capital es de 3.530 y está representado por 353.000.000 de 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. No han habido cambios en la cantidad de acciones desde la privatización de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000



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 29 - FEBRERO - 2000

RISTRELLI 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

En enero de 1999, Repsol, S.A. ("Repsol") adquirió en bloque 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de las acciones de YPF) que fueron convertidas en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol anunció una oferta pública para la adquisición de la totalidad de las acciones Clases A, B, C y D a un precio de US\$ 44,78 por acción (la "Oferta"). Como resultado de la Oferta, en junio de 1999 Repsol adquirió un 82,47% adicional de las acciones de YPF. Por lo tanto, al 31 de diciembre de 1999, Repsol posee el control de la Sociedad mediante una participación del 97,81%.

El domicilio legal de Repsol es Paseo de la Castellana 278, 28046 Madrid, España.

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

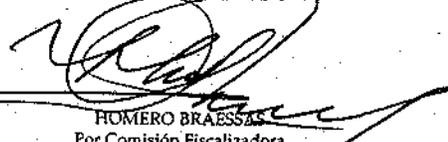
Al 31 de diciembre de 1999, el Estado Nacional posee 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente su voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de copiamiento accionario consentido u hostil, 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.

7. Sucursales en el Exterior y Participación en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios

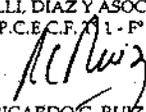
Al 31 de diciembre de 1999, la Sociedad integraba las siguientes Uniones Transitorias de Empresas ("UTEs") de exploración y explotación:

<u>Nombre y ubicación</u>	<u>Participación</u>	<u>Operador</u>	<u>Últimos Estados Contables emitidos</u>	<u>Duración Hasta</u>	<u>Actividad</u>
Vizcacheras Mendoza	10%	Astra C.A.P.S.A.	31/12/99	2016	Extracción de petróleo
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	44,08%	Perez Companc S.A.	30/09/99	2016	Extracción de petróleo
El Tordillo Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/99	2016	Extracción de petróleo
Santa Cruz I Santa Cruz	30%	Quintana Minerals Argentina Inc. (Sucursal Argentina)	30/09/99	2016	Exploración y extracción de petróleo y gas
Magallanes "A" Santa Cruz	50%	Sipetrol S.A.	31/12/99	2016	Extracción de petróleo y gas
Santa Cruz II Santa Cruz	30%	Perez Companc S.A.	30/09/99	2017	Exploración y extracción de petróleo y gas

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


HOMERO BRAESSLER
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 29 - FEBRERO - 2000

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 Fueguina S.R.L.	30/09/99	2017	Extracción de petróleo y gas
Palmar Largo Formosa	30%	Pluspetrol S.A.	30/09/99	2017	Extracción de petróleo y gas
Aguaragüe Salta	30%	Tecpetrol S.A.	30/11/99	2017	Exploración y extracción de petróleo y gas
El Portón - Buta Ranquil Neuquén	66,75%	Astra C.A.P.S.A.	30/09/99	2017	Exploración y extracción de petróleo
Aguada Pichana Neuquén	27,28%	Total Austral S.A.	30/09/99	2017	Extracción de petróleo y gas
San Roque Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/99	2017	Exploración y extracción de petróleo y gas
Acambuco Salta	22,50%	Pan American Energy LLC	30/09/99	2016	Exploración y producción
Santa Cruz I - Oeste Santa Cruz	33,33%	Total Austral S.A.	30/09/99	2016	Exploración
La Tapera y Puesto Quiroga Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/99	2017	Exploración

En el caso de la UTE Magallanes "A", YPF realizó como aporte único y exclusivo el área (compuesta de varias plataformas), con las reservas, descubrimientos y la información técnica obrante en su poder, y Sipetrol S.A. las inversiones y la operación de la UTE, teniendo un período de aproximadamente 6 años para recuperar las mismas con la producción. Consecuentemente, YPF no registró monto alguno hasta el 31 de diciembre de 1998, fecha a partir de la cual, la producción de ciertas plataformas del área comenzó a ser distribuida en partes iguales. Las restantes plataformas del área continuarán bajo los términos antes mencionados hasta la finalización del período de recupero.

La Sociedad participa en el "Plan Argentina". Por medio de este plan, el Gobierno Nacional licita permisos de exploración. Hasta el 31 de diciembre de 1999, 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 20% 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.

Al 31 de diciembre de 1999, la Sociedad participa en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas de Ecuador a través de una sucursal en dicho país. Dicha inversión ha sido incluida en otros créditos no corrientes ascendiendo a 10, 10 y 11 al 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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


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

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

	1999	1998	1997
Activo corriente	77	65	44
Activo no corriente	545	559	581
Total del activo	622	624	625
Pasivo corriente	61	62	73
Pasivo no corriente	-	2	-
Total del pasivo	61	64	73
Costos de producción	131	198	179

8. Operaciones y Saldos con Sociedades Relacionadas

Al 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, los principales saldos pendientes por operaciones con sociedades controladas y vinculadas, sociedad controlante y otras sociedades relacionadas son los siguientes:

	1999			1998			1997		
	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 Gas S.A.	11	-	-	6	4	-	-	-	-
YPF Chile S.A.	-	-	15	-	-	1	-	-	16
YPF Perú S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	12	-	-	3	-	-	-	-	-
Petróleos Transandinos YPF S.A. (1)	7	-	-	4	-	-	1	-	-
Concefé S.A. (2)	-	-	-	-	-	-	-	2	-
YPF Brasil S.A.	22	-	-	8	-	-	-	-	-
Maleic S.A.	2	1	-	-	-	-	-	-	-
	54	1	15	21	4	1	1	2	23

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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

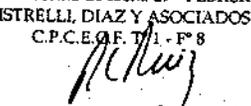
	1999			1998			1997		
	Créditos por Ventas	Otros Créditos		Créditos por Ventas	Otros Créditos		Créditos por Ventas	Otros Créditos	
	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente
Sociedades Vinculadas:									
Refinería del Norte S.A.	22	-	-	6	-	-	4	-	-
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	5	2	-	2	4	-	3	-	-
Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C.	2	-	-	2	-	-	2	-	-
Compañía Mega S.A.	-	-	-	-	20	-	-	17	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	6	-	-	-	3	-	-	-
Polisur S.A.	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	30	8	-	10	24	3	9	17	-
Otras Sociedades Relacionadas:									
Eg3 S.A.	19	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Exploración Perú, Sucursal Perú	-	17	-	-	-	-	-	-	-
	19	17	-	-	-	-	-	-	-
	103	26	15	31	28	4	10	19	23

	1999		1998		1997	
	Cuentas por Pagar	Préstamos	Cuentas por Pagar	Préstamos	Cuentas por Pagar	Préstamos
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Sociedades Controladas:						
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. (1)	2	-	3	-	3	-
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	4	-	-	29	5	6
Concefé S.A. (2)	-	-	-	-	1	-
	6	-	3	29	9	6
Sociedades Vinculadas:						
Oleoductos del Valle S.A.	10	-	12	-	11	-
Oiltanking Ebytem S.A.	2	-	2	-	2	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	4	-	3	-	2	-
Refinería del Norte S.A.	6	-	3	-	5	-
	22	-	20	-	20	-
Sociedad Controlante y Otras Sociedades Relacionadas:						
Repsol, S.A.	-	370	-	-	-	-
Astra C.A.P.S.A.	8	-	-	-	-	-
Eg3 S.A.	16	-	-	-	-	-
	24	370	-	-	-	-
	52	370	23	29	29	6

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000 -


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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000

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

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

La Sociedad efectúa operaciones de compra y venta con sociedades controladas y vinculadas y otras sociedades relacionadas. Los precios de estas transacciones se aproximan a los correspondientes a transacciones con terceros. Las principales operaciones con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, son las siguientes:

	1999		1998		1997	
	Ventas	Compras y Servicios	Ventas	Compras y Servicios	Ventas	Compras y Servicios
Sociedades Controladas:						
YPF Gas S.A.	50	-	50	-	40	2
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	7	57	7	55	5	43
Petróleos Transandinos YPF S.A. (1)	28	-	17	-	7	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. (1)	-	28	-	28	-	32
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A. (1)	-	-	-	1	-	2
Servired YPF S.A. (3)	-	-	-	-	-	1
Concefé S.A. (3)	-	-	-	-	-	2
YPF Brasil S.A.	13	-	10	-	-	-
YPF Perú S.A. (2)	1	-	1	-	-	-
Maleic S.A.	8	1	-	-	-	-
	107	86	85	84	52	82
Sociedades Vinculadas:						
Refinería del Norte S.A.	72	44	47	54	78	39
Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C.	25	-	25	1	27	2
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	25	-	22	-	27	-
Polisur S.A.	3	-	3	-	4	-
Oleoductos del Valle S.A.	1	49	2	49	2	48
Transportes Marítimos Petroleros S.A. (2)	-	-	-	-	-	4
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	16	-	12	-	14
Oilanking Ebytem S.A.	-	13	-	11	-	10
Concecuyo S.A. (2)	-	-	-	5	-	5
	126	122	99	132	138	122
Otras Sociedades Relacionadas:						
Astra C.A.P.S.A. (4)	1	29	-	-	-	-
Eg3 S.A. (4)	32	8	-	-	-	-
	33	37	-	-	-	-
	266	245	184	216	190	204

(1) Sociedad controlada indirectamente.

(2) Se exponen las operaciones hasta el momento en que esta sociedad dejó de ser controlada o vinculada (Nota 13).

(3) Sociedad fusionada por absorción con YPF S.A. desde el 1° de enero de 1998.

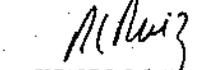
(4) Se exponen las operaciones desde el momento en que Repsol ejerce el control de la Sociedad (Nota 6).

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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

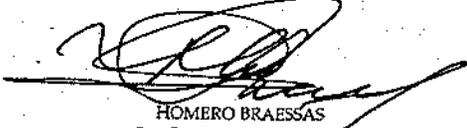
9. Información sobre Segmentos de Negocio

El negocio principal de la Sociedad es la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural ("E&P") y la refinación y comercialización de productos derivados del petróleo ("Downstream"). La E&P de yacimientos incluye las compras contractuales de gas y compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, y las actividades de extracción de petróleo y gas. El segmento de "Exploración y Producción Local" incluye las operaciones de E&P en Argentina y las operaciones en Bolivia, en la Federación Rusa y en Ecuador llevadas a cabo a través de Andina Corporation, Bitech Petroleum Corporation y una sucursal en Ecuador, respectivamente. Las restantes operaciones de E&P en el exterior, excepto YPF Brasil, se llevan a cabo a través del segmento "Exploración y Producción Internacional". Las operaciones del Downstream, excepto YPF Brasil, son realizadas a través del segmento de "Industrialización y Comercialización". A partir del 1° de enero de 1999 las operaciones de industrialización y comercialización y exploración de la Sociedad en Brasil, que en 1998 y 1997 se llevaban a cabo a través del segmento Industrialización y Comercialización, se llevan a cabo a través del segmento "YPF Brasil". La información sobre segmentos de negocios correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1998 y 1997, fue modificada para dar efecto retroactivo a dicho cambio. Las otras actividades de la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, se agrupan bajo la clasificación de "Administración Central y Otros" que comprende los gastos y activos de la Administración Central, y las operaciones de Chemical Land Holdings, Inc. ("CLH") (Nota 11).

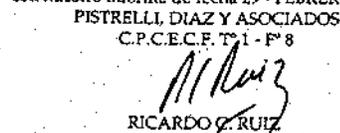
El resultado operativo y los activos identificables para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación. Las ventas entre los segmentos se efectúan a precios internos de transferencia establecidos por YPF, que reflejan aproximadamente los precios de mercado.

	Exploración y Producción Local	Exploración y Producción Internacional	Industrialización y Comercialización	YPF Brasil	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	-	-	(2.339)	4.661
Utilidad (pérdida) operativa	1.222	-	177	-	(106)	23	1.316
Resultado de inversiones permanentes	-	(228)	36	(16)	27	-	(181)
Depreciación de bienes de uso	601	-	177	-	8	-	786
Inversión en bienes de uso	451	-	164	-	8	-	623
Activos identificables	5.306	1.907	4.656	81	319	(299)	11.970

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


HOMERO BRAESSAS
 For 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 29 - FEBRERO - 2000

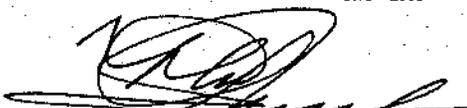

RICARDO RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.F. T° 156 - F° 159

	Exploración y Producción Local	Exploración y Producción Internacional	Industrialización y Comercialización	YPF Brasil	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ejercicio Finalizado el 31 de Diciembre de 1998							
Ventas netas a terceros	756	-	3.458	-	-	-	4.214
Ventas netas a sociedades relacionadas	45	-	139	-	-	-	184
Ventas netas intersegmentos	1.739	-	5	-	-	(1.744)	-
Ventas netas totales	2.540	-	3.602	-	-	(1.744)	4.398
Utilidad (pérdida) operativa	502	-	583	-	(114)	(12)	959
Resultado de inversiones permanentes	2	69	45	2	(49)	-	69
Depreciación de bienes de uso	683	-	176	-	8	-	867
Inversión en bienes de uso	737	-	232	-	8	-	977
Activos identificables	5.671	2.078	3.955	34	554	(126)	12.166
Ejercicio Finalizado el 31 de Diciembre de 1997							
Ventas netas a terceros	763	-	4.088	-	-	-	4.851
Ventas netas a sociedades relacionadas	49	-	141	-	-	-	190
Ventas netas intersegmentos	2.724	-	8	-	-	(2.732)	-
Ventas netas totales	3.536	-	4.237	-	-	(2.732)	5.041
Utilidad (pérdida) operativa	1.286	-	249	-	(141)	(24)	1.370
Resultado de inversiones permanentes	-	6	54	-	(9)	-	51
Depreciación de bienes de uso	703	-	180	-	8	-	891
Inversión en bienes de uso	999	-	232	-	13	-	1.244
Activos identificables	5.528	1.621	4.114	-	345	(181)	11.427

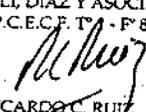
Las ventas por exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997 fueron 1.523, 1.244 y 1.716, respectivamente. Estas exportaciones se realizan principalmente a Brasil, Chile y Estados Unidos de América.

Como consecuencia de la adquisición del paquete accionario de YPF por parte de Repsol mencionada en la Nota 6, la Sociedad ha definido a partir del 1° de enero de 2000, una nueva estructura de información sobre segmentos de negocio. Los mismos comprenden los segmentos de "Exploración y Producción", "Refino y Marketing", "Química", "Gas Natural y Electricidad", "Gas Licuado de Petróleo" y "Administración Central y Otros". Como consecuencia de ello, a partir de dicha fecha, la Sociedad reportará la información sobre segmentos de negocio bajo dicha estructura.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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

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

10. Beneficios Sociales y Otros Beneficios para el Personal

a) Programas de apreciación accionaria:

Alcanzaban a aproximadamente el 6% del personal de la Sociedad y sus sociedades controladas. La bonificación se basaba en la apreciación de la cotización de la acción de la Sociedad entre el momento de otorgamiento de los derechos de apreciación accionaria y el de su ejercicio y fue abonada en efectivo. De acuerdo con la aprobación del Directorio de mayo de 1999, todos los programas de apreciación accionaria vigentes fueron discontinuados en junio de 1999 y los derechos de apreciación accionaria fueron liquidados a un valor de \$ 44,78 por acción.

Los cargos a resultados antes del impuesto a las ganancias relacionados con los programas de apreciación accionaria fueron una pérdida de 31, una ganancia de 6 y una pérdida de 3 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

b) Programas de bonificación por resultados y objetivos:

- Bonificación en efectivo: alcanza a aproximadamente el 20% de los empleados de la Sociedad y sus controladas. Se basa en la utilidad, en el grado de cumplimiento de objetivos del equipo y personales y en el desempeño. Se determina a partir de la remuneración anual de cada empleado y puede variar entre el 10% y el 40% según la categoría profesional del empleado.
- Bonificación en acciones: alcanza a la totalidad del personal de la Sociedad y sus sociedades controladas. Se basa en indicadores de creación de valor y otros factores. Puede llegar hasta un máximo de 10% de la remuneración anual de cada empleado. A partir de 1999, esta bonificación será abonada sólo si el Presidente efectúa la propuesta y ésta es aprobada por el Directorio. La misma originalmente sería cancelada en acciones de la Sociedad adquiridas en el mercado. En virtud del cambio en el control de la Sociedad mencionado en la Nota 6, la Sociedad estima que dicha bonificación será cancelada en efectivo.

Los cargos a resultados antes del impuesto a las ganancias relacionados con los programas de bonificación por resultados y objetivos fueron 25, 11 y 11 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

En ambos casos, los montos a abonar no pueden superar ciertos porcentajes de la utilidad neta.

c) Plan de retiro:

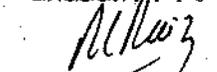
A partir del 1° de marzo de 1995, la Sociedad ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 2% y el 9% de su remuneración mensual y la Sociedad deberá aportar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

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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

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

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden a aproximadamente 3, 4 y 4 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

d) 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, 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, (iv) muerte o incapacidad. Los beneficios son totalmente devengados cuando los eventos (ii) a (iv) son probables, 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 2.

11. Compromisos y Contingencias

a) Previsión para juicios pendientes:

En relación con la transformación de YPF, se redujo significativamente el número de personas empleadas, y ésta ha sido demandada judicialmente por algunos ex-empleados. 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).

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) para la provisión de petróleo de la Cuenca Neuquina a Chile por un plazo máximo de 15 años. Adicionalmente, se firmó un contrato con Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. y Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., sociedades controladas indirectamente por YPF, para transportar un mínimo de 60.000 barriles diarios de petróleo crudo a Chile. La Sociedad es responsable por el pago del transporte de los volúmenes comprometidos, aún en el caso en que los mismos no sean efectivamente transportados.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000

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

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

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

En noviembre de 1996 y junio de 1998, la Sociedad recibió aproximadamente U\$S 381 millones y U\$S 300 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 y U\$S 315 millones, respectivamente. Bajo los términos de estos contratos la Sociedad acordó vender y entregar a los compradores aproximadamente 27,8 millones y 23,9 millones de barriles de petróleo crudo durante el término de siete y diez 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 al 31 de diciembre de 1999 asciende a 454. 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 pérdidas materiales como resultado de los compromisos descriptos más arriba.

- Pasivos y Contingencias asumidas por el Estado Nacional:

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

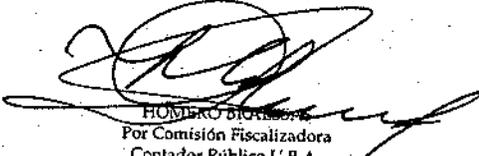
El Decreto N° 546/93, que implementa lo previsto por la Ley de Privatización, establece ciertas limitaciones en la asunción por parte del Estado Nacional de las costas a cargo de YPF por los profesionales que hayan actuado en su defensa en las obligaciones antes mencionadas. El Estado Nacional se hará cargo de las mismas siempre que los contratos con los profesionales establezcan retribuciones fijas, cuyo monto esté desvinculado del monto del reclamo o de la demanda. En relación con el Decreto N° 546/93, la Sociedad está obligada a mantener informado al Gobierno Nacional de cualquier acción contra YPF por estos conceptos.

Hasta el 31 de diciembre de 1999, la Sociedad ha recibido reclamos por un total de aproximadamente 734 y otros reclamos por montos indeterminados. Estos reclamos han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional. 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 Maxus:

Ciertos pasivos ambientales retenidos por Maxus en relación con actividades de la industria química realizadas en el pasado fueron asumidos por parte de CLH, una subsidiaria controlada indirectamente a través de YPF International Ltd. En relación con esta transacción, YPF se comprometió a contribuir 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).

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


HOMERO BIONDO
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 29 - FEBRERO - 2000
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8


RICARDO C. RUIZ
Soc. 26
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.F. T° 156 - F° 159

- Mercado del gas licuado de petróleo:

Con fecha 22 de marzo de 1999, la Sociedad 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 aproximadamente 110 por abuso de posición dominante en el mercado del gas licuado de petróleo ("GLP"), consistente en la discriminación de precios entre compradores nacionales y extranjeros del GLP, durante el período comprendido entre 1993 y 1997. La Sociedad, 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 y el día 23 de septiembre, presentó escrito sustituyendo el informe oral previsto por el artículo 538 del Código de Procedimientos en Materia Penal. De acuerdo con el artículo 27 de la Ley N° 22.262, el recurso suspende la ejecución de la resolución de la Secretaría, mencionada anteriormente. El recurso se encuentra a estudio del mencionado tribunal. La Dirección de la Sociedad considera que la sanción carece de fundamentos adecuados.

12. 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 24.

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.

13. Principales Cambios en el Conjunto Económico

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1997, la Sociedad:

- A través de YPF International Ltd. y en asociación con otras compañías del sector de exploración y producción, pagaron U\$S 264 millones por la suscripción de la totalidad de las acciones serie "B" representativas del 50% del capital social de Empresa Petrolera Andina Sociedad de Economía Mixta ("Andina"). Andina posee aproximadamente el 50% de las áreas de exploración y producción operadas previamente por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. YPF International Ltd. es el operador, siendo su participación en el consorcio del 40,5%.
- Juntamente con Astra C.A.P.S.A., pagaron aproximadamente U\$S 205 millones por la adquisición del 67% de las acciones de Mexpetrol Argentina S.A. ("Mexpetrol"), la cual poseía una participación del 50% en la UTE El Portón - Buta Ranquil. Como consecuencia de dicha operación, la participación de YPF en Mexpetrol fue del 33,5%.

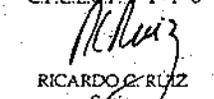
Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000



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 29 - FEBRERO - 2000

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



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

- Vendió su participación accionaria del 30% en Transportes Marítimos Petroleros S.A. por aproximadamente U\$S 21 millones.
- Vendió su participación accionaria del 9% en Derivados Petroquímicos Sociedad de Inversión S.A. (a través de la cual se poseía una participación en Indupa) por aproximadamente U\$S 14 millones.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1998, la Sociedad:

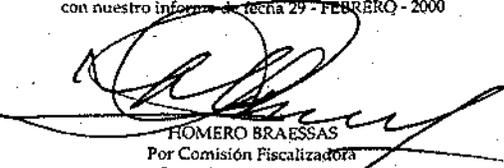
- Compró la totalidad de las acciones remanentes de Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C. y Polisur S.A. en poder de Petrochemical Investment Company ("PIC"). Como consecuencia de estas transacciones las participaciones en dichas sociedades ascienden a 26,90% y 30,00%, respectivamente.
- A través de YPF Brasil S.A., adquirió un 29,52% de Refinería de Petróleos de Manguinhos ("Manguinhos") en U\$S 27 millones, cuya actividad es la refinación de petróleo, la distribución de combustibles y el manejo de una red de estaciones de servicios y una planta de almacenaje.
- A través de YPF International Ltd., adquirió un 18,67% de Bitech Petroleum Corporation en U\$S 15 millones, la cual posee participación en licencias de producción en la Federación Rusa.
- A través de YPF Internacional Ltd., ingresó en un acuerdo de asociación con Global Petroleum Corporation y ciertas de sus compañías vinculadas, cuya actividad es la distribución mayorista de productos refinados en Estados Unidos. En relación con este acuerdo, YPF International Ltd. adquirió un 51% de Global Companies LLC, Montello Oil LLC y Chelsea Sandwich LLC, y un 49% de Montello Group LLC (conjuntamente "Global"), en U\$S 28,4 millones. YPF International Ltd. tiene la opción de incrementar su participación al 80% en diciembre de 2001. Consecuentemente, si YPF International Ltd. ejerciera dicha opción, los socios tendrían el derecho de requerir a YPF International Ltd. que adquiriera el 20% remanente en diciembre de 2003.
- Adquirió el 50% de las acciones de Profertil S.A. en poder de Perez Companc S.A. Como consecuencia de dicha transacción, la participación de YPF se incrementó a un 50%.

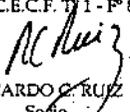
Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999, la Sociedad:

- Vendió su participación accionaria del 30,40% en Concecuvo S.A. por aproximadamente U\$S 3 millones.
- 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 deberá 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.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS
C.P.C.E.C.F. T° 1 - F° 8

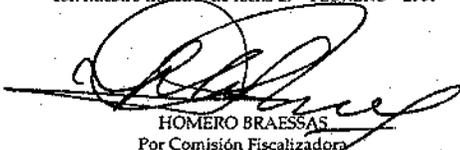

HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.F. T° 14 - F° 111


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

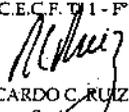
- Con posterioridad a la compra del paquete accionario de YPF mencionada en la Nota 6, la Sociedad aprobó las transacciones que se detallan a continuación, las cuales arrojaron, al 31 de diciembre de 1999, una pérdida neta de U\$S 290 millones imputada en el rubro "Resultados por la venta de activos no corrientes y bienes de uso a desafectar" del estado de resultados:
 - Vendió a Repsol la totalidad de su participación accionaria en YPF Perú S.A. y Refinadores del Perú S.A. por aproximadamente U\$S 31 millones y U\$S 44 millones, respectivamente, registrando una ganancia neta de U\$S 6 millones.
 - Celebró, a través de YPF International Ltd., un acuerdo para la venta a terceras partes 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 venta perfeccionada a dicha fecha y a la valuación a su valor recuperable de las propiedades transferidas en el segundo tramo de la transacción. Al 31 de diciembre de 1999, dichos activos fueron expuestos como "Otros activos corrientes" en los estados contables consolidados (Cuadro I).
 - El Directorio en su reunión del 2 de febrero de 2000, aprobó la venta de las inversiones de YPF International Ltd. en Indonesia. En consecuencia, al 31 de diciembre de 1999, YPF International Ltd. registró una pérdida de U\$S 175 millones para valuar dichas inversiones a su valor estimado de realización.
- Adicionalmente, el Directorio en su reunión del 9 de diciembre de 1999, aprobó la venta a valores de mercado de las inversiones de YPF International Ltd. en Bolivia a sociedades relacionadas. Al 31 de diciembre de 1999, el valor de dichas inversiones no supera su valor recuperable.

El Directorio, en su reunión del 29 de febrero de 2000, aprobó la fusión de YPF S.A. con Maleic S.A.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 29 - FEBRERO - 2000


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 29 - FEBRERO - 2000

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 1999, 1998 y 1997:

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	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) (2)	(10.002)
Costos netos activados	4.788	819	241 (3)	856	6.704
Costos netos activados de sociedades vinculadas					
	-	74	-	-	74

	1998				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	13.693	503	657	922	15.775
Equipos e instalaciones auxiliares	315	46	120	28	509
Perforaciones, equipos e instalaciones	334	93	14	25	466
Propiedades de petróleo y gas no probadas					
	-	222	26	289	537
Total costos activados	14.342	864	817	1.264	17.287
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos					
	(9.239)	(112)	(72)	(294)	(9.717)
Costos netos activados	5.103	752	745	970	7.570
Costos netos activados de sociedades vinculadas					
	-	62	-	-	62

	1997				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	12.903	471	594	782	14.750
Equipos e instalaciones auxiliares	384	14	128	15	541
Perforaciones, equipos e instalaciones	458	49	24	53	584
Propiedades de petróleo y gas no probadas					
	-	224	10	284	518
Total costos activados	13.745	758	756	1.134	16.393
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos					
	(8.609)	(85)	(20)	(220)	(8.934)
Costos netos activados	5.136	673	736	914	7.459
Costos netos activados de sociedades vinculadas					
	-	73	-	-	73

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

(2) Incluye U\$S 175 millones correspondientes a la previsión para desvalorización (Nota 13).

(3) Corresponde principalmente a costos capitalizados relacionados con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 13.

Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

	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

	1998				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas					
Probadas	21	1	-	-	22
No probadas	-	-	10	1	11
Costos de exploración	134	64	11	20	229
Costos de desarrollo	649	92	43	123	907
	-----	-----	-----	-----	-----
Total de costos incurridos	804	157	64	144	1.169
	=====	=====	=====	=====	=====
 Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	-	21	-	-	21

	1997				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas					
Probadas	103	-	1	-	104
No probadas	-	2	5	-	7
Costos de exploración	202	73	10	16	301
Costos de desarrollo	760	66	57	86	969
	-----	-----	-----	-----	-----
Total de costos incurridos	1.065	141	73	102	1.381
	=====	=====	=====	=====	=====
 Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	-	79	-	-	79

(1) Incluye costos incurridos en Ecuador, Bolivia, Perú, Brasil y Venezuela.

(2) Corresponde principalmente a costos incurridos relacionados con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 13.

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 9 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.

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	596	115	136	360	1.207
Transferencias netas entre unidades de negocios	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 venta de activos - Crescendo (Nota 13)	-	-	(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)⁽²⁾	(95)	631
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	-	4	-	-	4

	1998				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	530	75	130	326	1.061
Transferencias netas entre unidades de negocios	1.675	-	-	-	1.675
Total ventas netas	2.205	75	130	326	2.736
Costos de producción	(855)	(29)	(30)	(135)	(1.049)
Gastos de exploración	(112)	(22)	(6)	(21)	(161)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(683)	(27)	(51)	(73)	(834)
Otros	(6)	(1)	(13)	3	(17)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	549	(4)	30	100	675
Impuesto a las ganancias	(192)	(3)	-	(25)	(220)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	357	(7)	30	75	455
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	-	2	-	-	2

	1997				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (1)	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	518	94	144	399	1.155
Transferencias netas entre unidades de negocios	2.615	-	-	-	2.615
Total ventas netas	3.133	94	144	399	3.770
Costos de producción	(1.049)	(29)	(38)	(146)	(1.262)
Gastos de exploración	(122)	(20)	(8)	(24)	(174)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(703)	(37)	(48)	(75)	(863)
Otros	(8)	(2)	(12)	(5)	(27)
Utilidad por actividades de producción antes de impuestos	1.251	6	38	149	1.444
Impuesto a las ganancias	(413)	(6)	(1)	(69)	(489)
Utilidad neta de las actividades de producción de petróleo y gas	838	-	37	80	955

(1) Incluye los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en Ecuador, Bolivia, Brasil, Perú y Venezuela.

(2) Corresponde principalmente a resultados de operaciones relacionadas con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 13.

(3) Incluye US\$ 175 millones correspondientes a la previsión para desvalorización (Nota 13).

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 y Venezuela 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 1999, 1998 y 1997 y los cambios correspondientes:

Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)					
1999					
Argentina	Resto de Sudamérica (3)	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 (4)	118	1.449
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	949	56	6	194	1.205
Cierre del ejercicio	964 (2)	60	2 (4)	93	1.119
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas					
	-	18	-	-	18

Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)					
1998					
Argentina	Resto de Sudamérica (3)	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.193	106	6	145	1.450
Revisiones de estimaciones anteriores	36	(3)	1	78	112
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	70	45	1	23	139
Compras de reservas <i>in situ</i>	5	1	-	-	6
Producción del ejercicio	(158)	(8)	(1)	(23)	(190)
Saldos al cierre del ejercicio	1.146 (1)	141	7	223	1.517
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	915	56	6	123	1.100
Cierre del ejercicio	949 (2)	56	6	194	1.205
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas					
	-	19	-	-	19

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

	1997				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (2)	Estados Unidos	Indonesia	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.202	80	5	121	1.408
Revisiones de estimaciones anteriores	9	16	1	31	57
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	130	16	1	10	157
Compras de reservas <i>in situ</i>	9	1	-	-	10
Producción del ejercicio	(157)	(7)	(1)	(17)	(182)
Saldos al cierre del ejercicio	1.193 (1)	106	6	145	1.450

Reservas probadas y desarrolladas

Comienzo del ejercicio	912	39	5	99	1.055
Cierre del ejercicio	915 (2)	56	6	123	1.100

Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas

	-	14	-	-	14
--	---	----	---	---	----

(1) Incluye líquidos de gas natural por 117, 122 y 103 al 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

(2) Incluye líquidos de gas natural por 100, 92 y 91 al 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

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

(4) Corresponde principalmente a reservas relacionadas con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en Nota 13.

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (2)	Estados Unidos	Indonesia	
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
--	---	-----	---	---	-----

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	1998				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (2)	Estados Unidos	Indonesia	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	8.698	43	711	284	9.736
Revisiones de estimaciones anteriores	850	18	(61)	(5)	802
Extensiones y descubrimientos	109	133	76	1	319
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	-	50	-	50
Ventas de reservas <i>in situ</i>	-	-	(2)	-	(2)
Producción del ejercicio (1)	(446)	(2)	(52)	(18)	(518)
Saldos al cierre del ejercicio	9.211	192	722	262	10.387
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.403	22	627	148	8.200
Cierre del ejercicio	7.385	37	581	134	8.137
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	750	-	-	750

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	1997				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica (2)	Estados Unidos	Indonesia	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	8.309	-	693	310	9.312
Revisiones de estimaciones anteriores	366	-	(3)	(10)	353
Extensiones y descubrimientos	390	23	71	11	495
Compras de reservas <i>in situ</i>	38	20	3	-	61
Producción del ejercicio (1)	(405)	-	(53)	(27)	(485)
Saldos al cierre del ejercicio	8.698	43	711	284	9.736
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.306	-	573	136	8.015
Cierre del ejercicio	7.403	22	627	148	8.200
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	312	-	-	312

(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 13.

Método de medición estándar de los flujos de fondos netos

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.

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.

	1999				
	Argentina	Resto de Sudamérica c)	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

	1998				
	Argentina	Resto de Sudamérica (2)	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	21.385	1.089	1.818	2.815	27.107
Costos futuros de producción	(7.591)	(418)	(629)	(1.916)	(10.554)
Costos futuros de desarrollo	(1.291)	(223)	(87)	(174)	(1.775)
	-----	-----	-----	-----	-----
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	12.503	448	1.102	725	14.778
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(5.606)	(223)	(554)	(288)	(6.671)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% (1)	(1.540)	(51)	(79)	(140)	(1.810)
	-----	-----	-----	-----	-----
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	5.357	174	469	297	6.297
	=====	=====	=====	=====	=====
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	93	-	-	93

	1997				
	Argentina	Resto de Sudamérica (2)	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	28.023	1.478	2.062	3.281	34.844
Costos futuros de producción	(8.645)	(459)	(488)	(1.869)	(11.461)
Costos futuros de desarrollo	(1.954)	(106)	(56)	(254)	(2.370)
	-----	-----	-----	-----	-----
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	17.424	913	1.518	1.158	21.013
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(7.521)	(376)	(771)	(444)	(9.112)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% (1)	(2.452)	(163)	(131)	(287)	(3.033)
	-----	-----	-----	-----	-----
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	7.451	374	616	427	8.868
	=====	=====	=====	=====	=====
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	63	-	-	63

(1) El Impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 9.303 (7.629 en Argentina, 859 en Resto de Sudamérica, 154 en Estados Unidos y 661 en Indonesia), 3.410 (2.768 en Argentina, 95 en Resto de Sudamérica, 303 en Estados Unidos y 244 en Indonesia) y 5.338 (4.218 en Argentina, 294 en Resto de Sudamérica, 366 en Estados Unidos y 460 en Indonesia) al 31 de diciembre de 1999, 1998 y 1997, respectivamente.

(2) Incluye Ecuador, Bolivia y Venezuela.

(3) Corresponde principalmente al flujo de fondos relacionado con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 13.

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 1999, 1998 y 1997:

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Saldos al inicio del ejercicio	6.297	8.868	12.922
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(2.341)	(1.687)	(2.508)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción y desarrollo	9.688	(4.440)	(5.999)
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria neto de costos futuros de producción y desarrollo	1.124	382	874
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo	(592)	9	(436)
Costos de desarrollo incurridos durante el ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	545	907	969
Revisiones de estimaciones de volúmenes	1.205	819	494
Efecto financiero	811	1.190	1.790
Cambio neto de impuesto a las ganancias	(3.856)	1.223	1.943
Compras de reservas <i>in situ</i>	67	35	75
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(506)	(2)	-
Cambio en el perfil de producción y otros	476	(1.007)	(1.256)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>12.918</u>	<u>6.297</u>	<u>8.868</u>

ROBERTO MONTI
Vicepresidente