

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2000, 1999 Y 1998

(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.

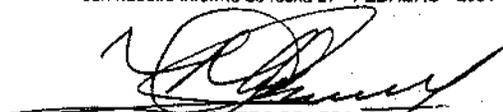
Este criterio es aceptado por las normas contables profesionales vigentes en Argentina en la medida que la variación en el índice de precios aplicable para la reexpresión no supere el 8% anual. La variación de dicho índice en cada uno de los ejercicios cerrados a partir del 1° de septiembre de 1995 fue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

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 27 - FEBRERO - 2001

  
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 27 - FEBRERO - 2001

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

El detalle de los instrumentos financieros derivados utilizados por la Sociedad al 31 de diciembre de 2000 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/US\$. El monto de la deuda al 31 de diciembre de 2000, considerando el efecto del swap financiero mencionado y del interés adicional devengado, asciende a 91.
- 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/US\$. El monto de la deuda al 31 de diciembre de 2000, considerando el efecto del swap financiero, asciende a 200.

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

**b) Opciones de precio del crudo:**

YPF ha acordado opciones que tienen por objeto establecer una protección sobre el precio bajo el contrato de venta de crudo a largo plazo con ENAP (compañía petrolera estatal chilena) dado que la Sociedad ha garantizado las emisiones de las Obligaciones Negociables por US\$ 400 millones correspondientes a los programas globales de US\$ 500 y US\$ 700 millones, respectivamente, mencionados en la Nota 3.g.1), con los ingresos provenientes de las exportaciones relacionadas con este contrato. Dichas opciones pueden ser ejercidas en el caso de que el precio de mercado sea inferior a US\$ 14 por barril de crudo. Al 31 de diciembre de 2000, aproximadamente 20 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichas opciones.

**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.

**Fondos**

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

**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. La Sociedad reconoce en el rubro otros créditos su parte proporcional del gas producido no retirado.

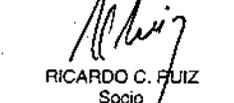
Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001



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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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



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

### **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.

### **Sucursales en el exterior y participación en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios**

Las participaciones de la Sociedad en Uniones Transitorias de Empresas y otros acuerdos para la exploración y extracción de petróleo y gas y 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 (Nota 11.b).

### **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.

## **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 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.

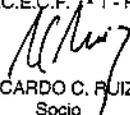
Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001



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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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



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

**c) Inversiones no corrientes:**

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

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 2000, que tengan un impacto significativo en la valuación de las inversiones a dicha fecha.

La Sociedad presenta estados contables consolidados como información complementaria a los presentes estados contables por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998 (Cuadro I).

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

**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.

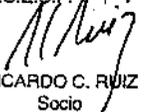
**Actividades de producción de petróleo y gas**

- 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 activados relacionados con compras de propiedades con reservas probadas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas totales.
- Los costos futuros 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 27 - FEBRERO - 2001

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001  
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS  
C.P.C.E.C.F. Nº 1 - Fº 8

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

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

### Otros bienes de uso

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

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

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

Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (b) se previene o limita la contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para 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 estimada del ejercicio, sin considerar el efecto de las diferencias temporarias entre el resultado contable y el impositivo.

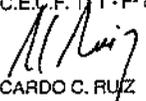
El impuesto a la ganancia mínima presunta fue establecido por la Ley N° 25.063, sancionada en diciembre de 1998, por el término de diez ejercicios anuales. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias, dado que, mientras este último grava la utilidad impositiva del ejercicio, el impuesto 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 diez ejercicios siguientes.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, el importe estimado en concepto del impuesto a las ganancias fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta estimado y se imputó al resultado de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias".

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

  
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 27 - FEBRERO - 2001  
PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS  
C.P.C.E.C.F. T° 11 - F° 8

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

### 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 1,78%, 1,66% y 1,46% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, respectivamente.

### g) Previsiones:

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

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

### h) Cuentas del patrimonio neto:

Se reexpresaron de acuerdo con lo indicado en Nota 1, excepto la cuenta "Capital 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 vinculadas se computaron sobre la base de los resultados de dichas sociedades y se incluyeron en el rubro "Resultados de inversiones permanentes".
- En los casos en que fueron significativos, la Sociedad segregó los componentes financieros implícitos devengados en cada ejercicio.

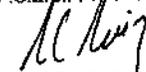
A partir del 1° de enero de 2000, a los efectos de los estados contables básicos, los resultados de inversiones permanentes en sociedades controladas y en aquellas sociedades vinculadas en las cuales se posee una participación del 50% o se ejerce control conjunto, han dejado de ser consolidados línea por línea, netos de las operaciones entre dichas sociedades, en base a la participación proporcional en las cuentas de los estados de resultados de las mismas. Dicha información se incluye en los estados contables consolidados (Cuadro 1 - Nota 1.a). Los estados de resultados de la Sociedad por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999 y 1998 han sido modificados para dar efecto a dicho cambio.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

  
HOMERO BRESSAS  
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 27 - FEBRERO - 2001

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° 126 - F° 159

**j) Obligaciones ambientales:**

Las obligaciones ambientales se registran cuando las evaluaciones y/o saneamientos ambientales son probables y significativos y se pueden estimar razonablemente. Dicha estimación se basa en los estudios de factibilidad detallados sobre el enfoque y los costos de saneamiento para emplazamientos individuales, o en la estimación de la Sociedad de los costos a incurrir según la experiencia histórica y la información 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.

**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:**

	2000		1999		1998	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias	15 <sup>(1)</sup>	-	20 <sup>(1)</sup>	-	16 <sup>(1)</sup>	3
Sociedades controladas, vinculadas y otras (Anexo C)	-	2.775	-	2.836	-	2.923
Previsión para desvalorización de las participaciones en otras sociedades (Anexo E)	-	(6)	-	(4)	-	-
	<u>15</u>	<u>2.769</u>	<u>20</u>	<u>2.832</u>	<u>16</u>	<u>2.926</u>

(1) Incluye 11, 4 y 2 al 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

**b) Créditos por ventas:**

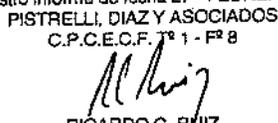
	2000		1999		1998	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	1.140	16	979	14	765	16
Documentos a cobrar	-	-	14	2	5	5
Sociedades relacionadas (Nota 8)	200	-	103	-	31	-
	<u>1.340<sup>(1)</sup></u>	<u>16</u>	<u>1.096</u>	<u>16</u>	<u>801</u>	<u>21</u>
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(255)	-	(179)	-	(167)	-
	<u>1.085</u>	<u>16</u>	<u>917</u>	<u>16</u>	<u>634</u>	<u>21</u>

(1) Incluye 202 de plazo vencido a menos de tres meses, 323 de plazo vencido a más de tres meses, 785 a vencer dentro de los próximos tres meses y 30 a vencer a más de tres meses.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

c) Otros créditos:

	2000		1999		1998	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Créditos y anticipos de impuestos y reembolsos por exportaciones	133	-	110	-	105	-
Deudores por servicios	35	-	34	-	28	-
Gastos pagados por adelantado	14	146	19	174	12	117
Cánones y derechos	6	80	4	92	3	95
Sociedades relacionadas (Nota 8)	192	96	26	15	28	4
Préstamos a clientes	35	104	38	90	25	84
Por reconversión de contratos	-	42	-	44	-	48
Por desbalanceo de producción de gas	-	33	-	30	-	25
Forwards - Diferencias de cambio	-	-	5	-	44	-
Depósitos en garantía	-	-	-	-	39	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	32	-	27	-	18	-
Por venta de activos no corrientes	-	-	-	3	-	3
Diversos	88	30	79	35	102	28
	<u>535</u> <sup>(1)</sup>	<u>531</u> <sup>(2)</sup>	<u>342</u>	<u>483</u>	<u>404</u>	<u>404</u>
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(111)	-	(104)	-	(101)	-
Previsión para valuar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(5)	-	(4)	-	(4)
	<u>424</u>	<u>526</u>	<u>238</u>	<u>479</u>	<u>303</u>	<u>400</u>

(1) Incluye 8 sin plazo establecido, 7 de plazo vencido a menos de tres meses, 116 de plazo vencido a más de tres meses y 404 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 284 de uno a tres meses, 19 de tres a seis meses, 17 de seis a nueve meses y 84 de nueve a doce meses.

(2) Incluye 10 sin plazo establecido y 521 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 116 de uno a dos años, 80 de dos a tres años y 325 a más de tres años.

d) Bienes de cambio:

	2000	1999	1998
Productos destilados para la venta	192	148	142
Petróleo crudo	96	84	80
Productos en proceso de destilación	6	5	7
Materias primas y envases	13	12	13
	<u>307</u>	<u>249</u>	<u>242</u>

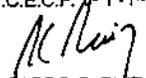
e) Bienes de uso:

	2000	1999	1998
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	7.443	7.165	7.542
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(21)	(38)	(6)
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(13)	(16)	(16)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(26)	(4)	(5)
	<u>7.383</u>	<u>7.107</u>	<u>7.515</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001  
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

**Pasivo**

**f) Cuentas por pagar:**

	2000		1999		1998	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	602	12	413	6	464	25
Concesiones de explotación (Nota 11.b)	80	220	-	-	-	-
Sociedades relacionadas (Nota 8)	61	-	52	-	23	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	74	-	47	-	40	-
Diversas	4	14	29	11	63	12
	====	====	====	====	====	====
	821 <sup>(1)</sup>	246	541	17	590	37
	====	====	====	====	====	====

(1) Incluye 796 a vencer dentro de los próximos tres meses.

**g) Préstamos:**

	Tasa de interés (1)	Vencimiento del capital	2000		1999		1998	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
The Export Import Bank of Japan (Nota 3.g.2)	5,25%	2001-2003	34	49	39	91	36	113
Swaps financieros y forwards - Diferencias de cambio e interés adicional (Nota 1)	7,28-8,10%	-	60	4	-	44	5	29
Obligaciones Negociables (Nota 3.g.1)	-	-	333	1.238	390	1.828	166	1.974
Sociedades relacionadas (Nota 8)	6,78-7,95%	2001	149	-	370	-	29	-
Prefinanciación de exportaciones	-	-	-	-	182	25	732	105
Otras deudas bancarias y otros acreedores	6,23-7,50%	2001	3	-	86	3	270	10
			====	====	====	====	====	====
			579	1.291	1.067	1.991	1.238	2.231
			====	====	====	====	====	====

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2000.

Al 31 de diciembre de 2000, 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	239	40	59	241	579
	====	====	====	====	====

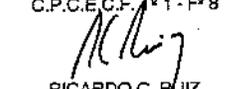
	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	Total
Préstamos no corrientes	100	329	350	-	512	1.291
	====	====	====	====	====	====

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

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

Al 31 de diciembre de 2000, los principales préstamos que incluyen cláusulas restrictivas son los siguientes:

**1) Obligaciones Negociables:**

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

Programa Global	Emisión		Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento del Capital	Valor Registrado					
	(en millones)				2000		1999		1998	
	Año	Valor nominal			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 <sup>(2)</sup>	8,95%	2001-2002	71	12	65	83	59	148
U\$S 500	1997	U\$S 100	7,00%	2001-2002	20	12	18	32	17	52
U\$S 700	1995	U\$S 400 <sup>(2)</sup>	7,50%	2001-2002	67	41	62	107	57	169
U\$S 700	1996	Liras 300.000	8,75%	2001	144	-	-	156	1	180
U\$S 1.200 <sup>(3)</sup>	1997	U\$S 200	-	-	-	-	208	-	3	200
U\$S 1.000 <sup>(5)</sup>	1997	U\$S 300	7,75%	2007	7	270	8	300	8	300
U\$S 1.000 <sup>(5)</sup>	1998	U\$S 350	7,25%	2003	7	311	8	350	8	350
U\$S 1.000 <sup>(5)</sup>	1998	U\$S 125	-	-	-	-	1	125	1	125
U\$S 1.000 <sup>(5)</sup>	1998	U\$S 100	10,00%	2028 <sup>(4)</sup>	1	87	2	100	1	100
U\$S 1.000 <sup>(6)</sup>	1999	U\$S 225	9,13%	2009	5	155	7	225	-	-
					333	1.238	390	1.828	166	1.974

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2000.

(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) Estas Obligaciones Negociables están sujetas a una cancelación total o parcial a opción de los tenedores el 2 de noviembre de 2001.

(5) Primer programa global de U\$S 1.000 millones aprobado por la Asamblea General de Accionistas del 29 de abril de 1997.

(6) Segundo programa global de U\$S 1.000 millones aprobado por la Asamblea General de Accionistas del 28 de abril de 1998.

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

En relación con las emisiones de Obligaciones Negociables, la Sociedad ha acordado para sí y sus sociedades controladas ciertas cláusulas, incluyendo entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento, y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un 25% del monto total del capital de las Obligaciones Negociables en circulación podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

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

El acuerdo de préstamos en yenes firmado con el Eximbank en 1993, contiene causales de incumplimiento que pueden materializarse mediante notificación del prestamista, en caso de que el Gobierno Argentino como garante de los préstamos incumpla alguna de las cláusulas acordadas. La Sociedad no ha sido notificada de ningún incumplimiento relacionado con este acuerdo. En caso de ocurrir ciertas situaciones fijadas en el acuerdo de préstamos, este banco podrá, a su opción, declarar vencido y pagadero inmediatamente todo el capital pendiente de cancelación junto con los intereses y demás cargos correspondientes. Adicionalmente, en relación con dicho préstamo, la Sociedad se ha comprometido a mantener 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001  
**PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS**  
 C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8

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

**Estados de Resultados:**

**h) Otros ingresos (egresos), netos:**

	<b>Ingresos (Egresos)</b>		
	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Previsión para juicios pendientes	(39)	(26)	(3)
Programas de apreciación accionaria	-	(31)	6
Baja de bienes de uso y materiales obsoletos	(57)	(31)	(11)
Donaciones (Nota 11.b)	(30)	-	-
Costos incurridos - Año 2000	-	(10)	(2)
Recupero de impuestos	-	19	-
Indemnizaciones y otros gastos de personal por reestructuración	-	(4)	-
Multa GLP (Nota 11.b)	(109)	-	-
Diversos	(32)	(14)	8
	<u>(267)</u>	<u>(97)</u>	<u>(2)</u>

**i) Resultados financieros y por tenencia:**

	<b>Ganancia (Pérdida)</b>		
	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
<b>Generados por activos:</b>			
Intereses	55	36	34
Diferencia de cambio <sup>(1)</sup>	(18)	(19)	(14)
Resultado por tenencia de bienes de cambio (Anexo F)	39	20	(44)
	<u>76</u>	<u>37</u>	<u>(24)</u>
<b>Generados por pasivos:</b>			
Intereses	(235)	(293)	(200)
	<u>(159)</u>	<u>(256)</u>	<u>(224)</u>

<sup>(1)</sup> Incluye (15), (16) y (10) correspondientes al efecto traslación de las inversiones en el exterior por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, respectivamente.

**4. Activos de Disponibilidad Restringida y Garantías Otorgadas**

Al 31 de diciembre de 2000, 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 14 millones y ha garantizado acuerdos de comercialización suscritos por ciertas subsidiarias por un monto de U\$S 124 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 194 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 205 millones, respectivamente.

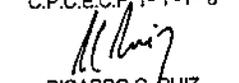
La Sociedad ha acordado mantener un porcentaje mínimo de participación del 51% en YPF Gas S.A. hasta la finalización de un contrato de leasing de dicha sociedad, como así también su participación en YPF Chile S.A., en Profertil S.A. y en Petroken, no pudiendo disponer de las mismas sin previa autorización 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

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

En relación con los préstamos obtenidos para la adquisición de las acciones ordinarias de Maxus (sociedad controlada indirectamente a través de YPF International Ltd.), la Sociedad ha garantizado el pago de dichos préstamos, los cuales ascenderían a U\$S 29 millones al 31 de diciembre de 2000.

## 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 2000.

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.

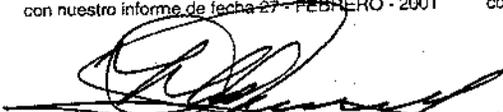
En enero de 1999, Repsol YPF, S.A. ("Repsol YPF") adquirió en bloque 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de las acciones de YPF) que fueron convertidas en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol YPF anunció una oferta pública para la adquisición de la totalidad de las acciones Clase A, B, C y D a un precio de U\$S 44,78 por acción (la "Oferta"). Como resultado de la Oferta, en junio de 1999 Repsol YPF adquirió un 82,47% adicional de las acciones de YPF. Con fecha 7 de junio de 2000, Repsol YPF anunció una oferta de canje por el 2,16% de las acciones de YPF Clase B, C y D en poder de los accionistas minoritarios, por acciones de Repsol YPF provenientes de una nueva emisión. Como resultado de la oferta de canje, al 31 de diciembre de 2000, Repsol YPF posee el control de la Sociedad mediante una participación del 98,99%.

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

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

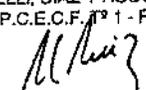
Al 31 de diciembre de 2000, el Estado Nacional posee 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente su voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de copiamiento accionario consentido u hostil, 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.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2000, la Sociedad integra las siguientes Uniones Transitorias de Empresas ("UTEs") de exploración y explotación:

<u>Nombre y ubicación</u>	<u>Participación</u>	<u>Operador</u>	<u>Ultimos Estados Contables emitidos</u>	<u>Duración Hasta</u>	<u>Actividad</u>
Vizcacheras Mendoza	10%	Astra C.A.P.S.A.	31/12/00	2016	Producción
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	44,08%	Pecom Energía S.A.	30/09/00	2016	Producción
El Tordillo Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/00	2016	Producción
Santa Cruz I Santa Cruz	30%	Quintana Minerals Santa Cruz Inc. (Sucursal Argentina)	30/09/00	2016	Exploración y producción
Magallanes "A" Santa Cruz	50%	Sipetrol S.A.	31/12/00	2016	Producción
Santa Cruz II Santa Cruz	30%	Pecom Energía S.A.	30/09/00	2017	Exploración y producción
Tierra del Fuego Tierra del Fuego	30%	Pan American Fueguina S.R.L.	30/09/00	2017	Producción
Palmar Largo Formosa	30%	Pluspetrol S.A.	30/09/00	2017	Producción
Aguaragüe Salta	30%	Tecpetrol S.A.	30/11/00	2017	Exploración y producción
El Portón - Buta Ranquil Neuquén	66,75%	Astra C.A.P.S.A.	30/09/00	2017	Exploración y producción
Aguada Pichana Neuquén	27,28%	Total Austral S.A.	30/09/00	2017	Producción
San Roque Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/00	2017	Exploración y producción
Acambuco Salta	22,50%	Pan American Energy LLC	30/09/00	2016	Exploración y producción
Santa Cruz I - Oeste Santa Cruz	33,33%	Total Austral S.A.	30/09/00	2016	Exploración
La Tapera y Puesto Quiroga Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/00	2017	Exploración
Llancanelo Mendoza	51,00%	YPF S.A.		2018	Exploración y producción

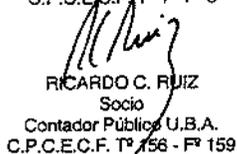
Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001



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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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



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

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 2000, 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 2000, 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 al 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998.

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:

	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Activo corriente	83	77	65
Activo no corriente	639	545	559
Total del activo	<u>722</u>	<u>622</u>	<u>624</u>
Pasivo corriente	116	61	62
Pasivo no corriente	-	-	2
Total del pasivo	<u>116</u>	<u>61</u>	<u>64</u>
Costos de producción	<u>266</u>	<u>231</u>	<u>252</u>

## 8. Saldos y Operaciones con Sociedades Relacionadas

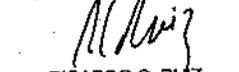
Al 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, los principales saldos pendientes por operaciones con sociedades controladas y vinculadas, sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común son los siguientes:

	2000			1999		1998			
	Créditos por Ventas		Otros Créditos	Créditos por Ventas		Créditos por Ventas		Otros Créditos	
	Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
<b>Sociedades Controladas:</b>									
YPF Gas S.A.	16	56	-	11	-	-	6	4	-
YPF Chile S.A.	-	88	94	-	-	15	-	-	1
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	-	1	-	12	-	-	3	-	-
Petróleos Transandinos YPF S.A. <sup>(1)</sup>	7	-	-	7	-	-	4	-	-
YPF Brasil S.A.	23	6	-	22	-	-	8	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. <sup>(1)</sup>	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Maleic S.A. <sup>(2)</sup>	-	-	-	2	1	-	-	-	-
	<u>46</u>	<u>152</u>	<u>94</u>	<u>54</u>	<u>1</u>	<u>15</u>	<u>21</u>	<u>4</u>	<u>1</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001  
**PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS**  
 C.P.C.E.C.F. Tº 1 - Fº 8

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

	2000			1999			1998		
	Créditos por Ventas Corriente	Otros Créditos		Créditos por Ventas Corriente	Otros Créditos		Créditos por Ventas Corriente	Otros Créditos	
		Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente
<b>Sociedades Vinculadas:</b>									
Refinería del Norte S.A.	10	-	-	22	-	-	6	-	-
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	5	1	-	5	2	-	2	4	-
Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C.	4	-	-	2	-	-	2	-	-
Profertil S.A.	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Polisur S.A.	1	-	-	1	-	-	-	-	-
Compañía Mega S.A.	4	-	-	-	-	-	-	20	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	-	-	-	6	-	-	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	2	-	-	-	-	-	3
	<u>25</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>30</u>	<u>8</u>	<u>-</u>	<u>10</u>	<u>24</u>	<u>3</u>
<b>Otras Sociedades Relacionadas bajo control común (3):</b>									
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	106	-	-	-	-	-	-	-	-
Eg3 S.A.	20	-	-	19	-	-	-	-	-
Repsol Gas S.A.	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Exploración Perú, Sucursal Perú	-	-	-	-	17	-	-	-	-
Astra C.A.P.S.A.	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Exploración Venezuela BV	-	39	-	-	-	-	-	-	-
	<u>129</u>	<u>39</u>	<u>-</u>	<u>19</u>	<u>17</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
	<u>200</u>	<u>192</u>	<u>96</u>	<u>103</u>	<u>26</u>	<u>15</u>	<u>31</u>	<u>28</u>	<u>4</u>

	2000		1999		1998	
	Cuentas por Pagar Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por Pagar Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por Pagar Corriente	Préstamos Corriente
<b>Sociedades Controladas:</b>						
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. (1)	3	-	2	-	3	-
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	8	1	4	-	-	29
	<u>11</u>	<u>1</u>	<u>6</u>	<u>-</u>	<u>3</u>	<u>29</u>
<b>Sociedades Vinculadas:</b>						
Oleoductos del Valle S.A.	9	-	10	-	12	-
Oiltanking Ebytem S.A.	2	-	2	-	2	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	4	-	4	-	3	-
Refinería del Norte S.A.	6	-	6	-	3	-
Compañía Mega S.A.	2	-	-	-	-	-
	<u>23</u>	<u>-</u>	<u>22</u>	<u>-</u>	<u>20</u>	<u>-</u>
<b>Sociedad Controlante y Otras Sociedades Relacionadas bajo control común (3):</b>						
Repsol YPF, S.A.	-	148	-	370	-	-
Astra C.A.P.S.A.	9	-	8	-	-	-
Eg3 S.A.	18	-	16	-	-	-
	<u>27</u>	<u>148</u>	<u>24</u>	<u>370</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
	<u>61</u>	<u>149</u>	<u>52</u>	<u>370</u>	<u>23</u>	<u>29</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001  
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

La Sociedad efectúa operaciones de compra, de venta y financieras con sociedades controladas y vinculadas, con la sociedad controlante y con otras sociedades relacionadas bajo control común. Los precios de estas transacciones se aproximan a los correspondientes a transacciones con terceros. Adicionalmente, las operaciones de venta de participaciones en sociedades controladas y vinculadas de YPF a otras sociedades relacionadas se detallan en la Nota 13. Las principales operaciones de compra, de venta y financieras con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, son las siguientes:

	2000			1999			1998		
	Ventas	Intereses Ganancia (Pérdida)	Compras y Servicios	Ventas	Intereses Ganancia (Pérdida)	Compras y Servicios	Ventas	Intereses Ganancia (Pérdida)	Compras y Servicios
<b>Sociedades Controladas:</b>									
YPF Gas S.A.	60		1	50	-	-	50	-	-
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	7	(1)	56	7	-	57	7	-	55
Petróleos Transandinos YPF S.A. (1)	25	-	-	28	-	-	17	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. (1)	-	-	30	-	-	28	-	-	28
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A. (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	1
YPF Brasil S.A.	15	-	-	13	-	-	10	-	-
YPF Perú S.A. (4)	-	-	-	1	-	-	1	-	-
Maleic S.A. (2)	-	-	-	8	-	1	-	-	-
YPF Chile S.A.	-	2	-	-	-	-	-	-	-
	107	2	87	107	-	86	85	-	84
<b>Sociedades Vinculadas:</b>									
Refinería del Norte S.A.	111	-	96	72	-	44	47	-	54
Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C.	28	-	-	25	-	-	25	-	1
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	48	-	-	25	-	-	22	-	-
Profertil S.A.	6	-	-	-	-	-	-	-	-
Polisur S.A.	4	-	-	3	-	-	3	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	1	-	44	1	-	49	2	-	49
Compañía Mega S.A.	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	16	-	-	16	-	-	12
Oilanking Ebytem S.A.	-	-	14	-	-	13	-	-	11
Concecuyo S.A. (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	5
	202	-	170	126	-	122	99	-	132
<b>Sociedad Controlante y Otras Sociedades Relacionadas bajo control común (3):</b>									
Repsol YPF, S.A.	-	(34)	-	-	-	-	-	-	-
Astra C.A.P.S.A.	-	-	66	1	-	29	-	-	-
Eg3 S.A.	127	-	42	32	-	8	-	-	-
Repsol Gas S.A.	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	1.005	-	-	-	-	-	-	-	-
	1.137	(34)	108	33	-	37	-	-	-
	1.446	(32)	365	266	-	245	184	-	216

(1) Sociedad controlada indirectamente.

(2) Sociedad fusionada por absorción con YPF S.A. desde el 1° de enero de 2000.

(3) Se exponen los saldos y las operaciones desde el momento en que Repsol YPF ejerce el control de la Sociedad (Nota 6).

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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

PISTRELLI, DÍAZ 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° 166 - F° 159

## 9. Información sobre Segmentos de Negocio

A partir del 1° de enero de 2000, la Sociedad ha definido una nueva estructura de información sobre segmentos de negocio. Los nuevos segmentos comprenden: la exploración, producción, incluyendo las compras contractuales de gas y compras de petróleo crudo derivados de contratos de servicios y concesiones, y venta de petróleo crudo y gas natural ("Exploración y Producción"), la refinación y comercialización de productos derivados del petróleo ("Refino y Marketing"), las operaciones petroquímicas ("Química"), la comercialización del gas natural ("Gas Natural y Electricidad") y las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de "Administración Central y Otros", que comprende los gastos y activos de la administración central, y las operaciones de Chemical Land Holdings, Inc. (Nota 11.b). La información sobre segmentos de negocio correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999 y 1998, fue modificada parcialmente para dar efecto a dicho cambio y, en consecuencia, los segmentos fueron agrupados en las actividades principales de la Sociedad, Exploración y Producción y Refino y Marketing.

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	Refino y Marketing	Química	Gas Natural y Electricidad <sup>(1)</sup>	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000</b>							
Ventas netas a terceros	1.024	3.529	210	10	-	-	4.773
Ventas netas a sociedades relacionadas	1.056	390	-	-	-	-	1.446
Ventas netas y comisiones por servicios intersegmentos	2.692	343	208	7	-	(3.250)	-
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Ventas netas e ingresos por servicios totales	4.772	4.262	418	17	-	(3.250)	6.219
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
Utilidad (pérdida) operativa	2.599	3	(4)	11	(138)	-	2.471
Resultado de inversiones permanentes	(2)	33	(6)	-	(13)	-	12
Depreciación de bienes de uso	568	167	13	-	9	-	757
Inversión en bienes de uso	956	147	71	3	31	-	1.208
Activos identificables	7.292	4.482	609	97	393	(280)	12.593

	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999</b>					
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 <sup>(2)</sup>	-	(2.339) <sup>(2)</sup>	4.661
	=====	=====	=====	=====	=====
Utilidad (pérdida) operativa	1.222	177	(106)	23	1.316
Resultado de inversiones permanentes	(228)	20	27	-	(181)
Depreciación de bienes de uso	601	177	8	-	786
Inversión en bienes de uso	451	164	8	-	623
Activos identificables	7.213	4.737	319	(299)	11.970

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS  
C.P.C.E.C.F. Nº 1 - Fº 8

HOMERO BRAESSAS  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.F. Nº 14 - Fº 111

RICARDO C. FUJIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.F. Nº 156 - Fº 159

765  
3.552      3.972

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1998

	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
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)	-
<b>Ventas netas totales</b>	<b>2.540</b>	<b>3.602<sup>(2)</sup></b>	<b>-</b>	<b>(1.744)<sup>(2)</sup></b>	<b>4.398</b>
Utilidad (pérdida) operativa	502	583	(114)	(12)	959
Resultado de inversiones permanentes	71	47	(49)	-	69
Depreciación de bienes de uso	683	176	8	-	867
Inversión en bienes de uso	737	232	8	-	977
Activos identificables	7.749	3.989	554	(126)	12.166

(1) Dicho segmento efectúa principalmente los servicios de comercialización de gas natural. Las ventas de gas natural son registradas en el segmento Exploración y Producción.

(2) A partir del 1° de enero de 2000, las ventas de crudo son llevadas a cabo por el segmento Exploración y Producción. Si esta nueva política de comercialización hubiera sido aplicada retroactivamente, las ventas netas totales del segmento Refino y Marketing y los Ajustes de Consolidación, hubieran sido aproximadamente 3.083 y (1.573), respectivamente, por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999; y aproximadamente 2.873 y (1.015), respectivamente, por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1998.

Las ventas por exportaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000 fueron 2.322, que incluyen 1.005 correspondientes a las ventas a Repsol YPF Transporte y Trading S.A. Las ventas por exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999 y 1998 fueron 1.523 y 1.244, respectivamente. Estas exportaciones se realizan principalmente a Brasil, Chile y Estados Unidos de América.

## 10. Beneficios Sociales y Otros Beneficios para el Personal

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

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

El cargo a resultados, antes del impuesto a las ganancias, relacionado con el programa de bonificación descrito fue 18 por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000. El cargo a resultados, antes del impuesto a las ganancias, relacionado con los Programas de Bonificación vigentes en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999 y 1998 fue 25 y 11, respectivamente.

### b) Plan de retiro:

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

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

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden a aproximadamente 3, 3 y 4 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, respectivamente.

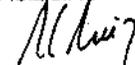
Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001



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 27 - FEBRERO - 2001

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) Plan selectivo de compensación diferida:**

Alcanza a los empleados que ocupaban cargos de alta jerarquía en la Sociedad y sus sociedades controladas al momento de la adquisición del control de la Sociedad por parte de Repsol YPF, y que continúan trabajando en dichas sociedades. Los beneficiarios básicamente tienen derecho al cobro de 40 sueldos mensuales en caso de: (i) su alejamiento definitivo por decisión propia, a la edad de 65 años, o entre los 55 y 65 años con expresa autorización del Directorio, (ii) disminución de la remuneración anual en más de un 20% sin consentimiento o notoria disminución de la jerarquía y responsabilidad de su función, (iii) despido sin justa causa o, (iv) muerte o incapacidad. Los beneficios son totalmente devengados cuando los eventos (ii) a (iv) 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.

El cargo neto a resultados, antes del impuesto a las ganancias, por los Programas de Apreciación Accionaria vigentes en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1999 y 1998 fue una pérdida de 31 y una ganancia de 6, respectivamente. En junio de 1999, todos los Programas de Apreciación Accionaria vigentes fueron discontinuados y los derechos de apreciación accionaria fueron cancelados en efectivo.

**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.

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 2000 asciende a 365. Las entregas de crudo a los compradores son registradas como ventas netas al precio utilizado para calcular el monto total de los contratos.

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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

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

### Pasivos 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 2000, todos los reclamos relacionados con la Sociedad Predecesora recibidos por YPF 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 Chemical Land Holdings, Inc. ("CLH"), una subsidiaria controlada indirectamente a través de YPF International Ltd. En relación con esta transacción, YPF se comprometió a contribuir con fondos hasta un monto que permita a CLH hacer frente a los compromisos ambientales asumidos y a sus costos y gastos operativos (Nota 3 a los estados contables consolidados).

### Mercado del gas licuado de petróleo:

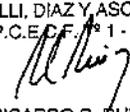
Con fecha 22 de marzo de 1999, YPF fue notificada de la Resolución N° 189 de la Secretaría de Industria, Comercio y Minería (la "Secretaría"), dictada el 19 de marzo de 1999, por la cual se dispone imponer a la Sociedad una multa de 109 por abuso de posición dominante en el mercado del gas licuado de petróleo ("GLP"), debido a la existencia de diferencia de precios entre las exportaciones de GLP respecto de las ventas en el mercado interno, durante el período comprendido entre 1993 y 1997. YPF, con fecha 29 de marzo de 1999, interpuso contra dicha resolución recursos de apelación y nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de la Capital Federal (la "Cámara"). Con fecha 24 de noviembre de 2000, la Cámara en un fallo dividido (dos jueces a favor y uno en contra) decidió confirmar la resolución de la Secretaría. Cabe destacar, que el Juez de Cámara en disidencia, en su dictamen propuso revocar íntegramente la Resolución N° 189 de la Secretaría, por considerar que no se ha afectado el correcto funcionamiento del mercado ni se produjeron prácticas anticompetitivas y, que por ende, no ha existido infracción a la Ley N° 22.262 de defensa de la competencia (Considerando 20°). Contra aquella sentencia judicial, YPF interpuso recurso extraordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (la "Corte Suprema") el día 13 de diciembre de 2000. El recurso fue denegado por la Cámara el 29 de diciembre de 2000. Con fecha 5 de enero de 2001, YPF presentó ante el Secretario de Defensa de la Competencia y del Consumidor, una solicitud de suspensión de la ejecución de la sanción mencionada anteriormente. Con fecha 6 de febrero de 2001, la CNV notificó a YPF el requerimiento de registración contable del importe de la multa impuesta por la Secretaría. Con fecha 8 de febrero de 2001, YPF interpuso un recurso extraordinario de queja ante la Corte Suprema contra la denegación del recurso extraordinario, con el objetivo de que éste sea concedido y se revoque la sentencia apelada. A la fecha, la solicitud de suspensión y el recurso mencionados anteriormente se encuentran pendientes de resolución. A pesar de que el Directorio de la Sociedad, en base a la opinión de sus asesores legales y a los elementos de juicio disponibles, considera que no ha existido infracción alguna a la Ley N° 22.262, y que la Resolución N° 189 de la Secretaría carece de fundamento legal, la Sociedad provisionó el importe de la multa de 109 en la línea "Otros ingresos (egresos), netos" del estado de resultados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000, para reflejar el contenido de la resolución judicial dictada a la fecha, hasta tanto se resuelva sobre el recurso interpuesto.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

  
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 27 - FEBRERO - 2001

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° 169

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

Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 1.252, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa de la cual YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF se comprometió, entre otras cosas, a abonar al Estado Nacional U\$S 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general al 31 de diciembre de 2000; a definir un programa de inversiones de U\$S 8.000 millones, en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Adicionalmente, YPF se comprometió a donar la suma de U\$S 20 millones, que se destinará a la cancelación de deudas de ciertas compañías prestadoras de servicios a YPF, y de U\$S 10 millones para cubrir necesidades de capital de trabajo de las mismas compañías. En relación con este último compromiso, YPF registró una pérdida de 30 incluida en la línea "Otros ingresos (egresos), netos" del estado de resultados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000.

### 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 61.

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 1998:

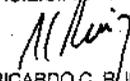
- La Sociedad compró la totalidad de las acciones remanentes de Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C. y Polisur S.A. en poder de Petrochemical Investment Company. Como consecuencia de estas transacciones las participaciones en dichas sociedades ascienden a 26,90% y 30,00%, respectivamente.
- La Sociedad, a través de YPF Brasil S.A., adquirió un 29,52% de Refinaria de Petróleos de 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.
- La Sociedad, 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.
- La Sociedad, 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 adquiera el 20% remanente en diciembre de 2003.
- La Sociedad 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%.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

  
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 27 - FEBRERO - 2001

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS  
C.P.C.E.C.F. T° 31 - F° 8

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

**Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1999:**

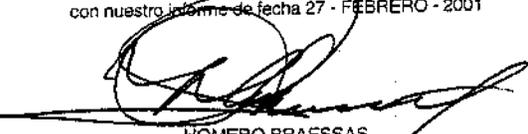
- La Sociedad vendió su participación accionaria del 30,40% en Concecuvo S.A. por aproximadamente U\$S 3 millones.
- La Sociedad adquirió el 99,99% de las acciones de Maleic S.A. en U\$S 23 millones, cuya actividad es la producción de anhídrido maleico y se encuentra ubicada en el Polo Petroquímico de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

**Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000:**

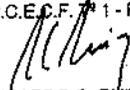
- El Directorio, en su reunión del 2 de febrero de 2000, aprobó la iniciación de las gestiones de venta de las inversiones de YPF International Ltd. en Indonesia. Al 31 de diciembre de 1999 y de 2000, YPF International Ltd. registró una pérdida de U\$S 175 y U\$S 195 millones, respectivamente, para valorar dichas inversiones a su valor estimado de realización a dichas fechas.
- El Directorio, en su reunión del 29 de febrero de 2000, aprobó la fusión de YPF con Maleic S.A. con fecha efectiva 1º de enero de 2000, la cual fue ratificada por la Asamblea General de Accionistas de fecha 27 de abril de 2000.
- El Directorio, en su reunión del 9 de mayo de 2000, aprobó la iniciación de las gestiones de venta a valores de mercado de las inversiones de YPF en Ecuador y de YPF International Ltd. en Ecuador y Colombia a sociedades relacionadas. Al 31 de diciembre de 2000, YPF International Ltd. transfirió sus inversiones en Colombia a Repsol Exploración Colombia S.A., por aproximadamente U\$S 6 millones, registrando una ganancia neta de U\$S 2 millones.
- El Directorio, en su reunión del 2 de agosto de 2000, autorizó la iniciación de las gestiones de venta a través de YPF International, de su participación en Global Companies LLC, Montello Group LLC y Chelsea Sandwich LLC (conjuntamente "Global").
- La Sociedad, a través de YPF Chile S.A., adquirió el 45% del grupo Empresas Lipigas S.A., por aproximadamente U\$S 171 millones. YPF Chile S.A. tiene la opción de incrementar su participación en un 10% a partir de 2001 y, simultáneamente, también se obliga a adquirir el resto del paquete accionario de Empresas Lipigas S.A., en el caso de que éstas decidan venderlo, ajustándose a las cláusulas establecidas en el contrato de compraventa.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

PISTRELLI, DIAZ Y ASOCIADOS  
C.P.C.E.C.F. Tº 11 - Fº 8.

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

**Hechos posteriores al 31 de diciembre de 2000:**

- La Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, en su reunión del 27 de diciembre de 2000, aprobó la fusión de YPF, Astra C.A.P.S.A. ("Astra") y Repsol Argentina S.A., compañías controladas de Repsol YPF, mediante la absorción de Astra y Repsol Argentina S.A. por parte de YPF, que tendrá efecto a partir del 1° de enero de 2001. Consecuentemente, los activos y pasivos de Astra y de Repsol Argentina S.A., se fusionarán con los de YPF a partir del 1 de enero de 2001, e YPF aumentará su capital social en la suma de \$ 403.127.930 representados por 40.312.793 acciones ordinarias escriturales Clase D, de valor nominal \$ 10 cada una y 1 voto por acción. Con motivo de dicho incremento, el capital social de YPF será de \$ 3.933.127.930, representado por 393.312.793 acciones ordinarias escriturales de valor nominal \$ 10 cada una y 1 voto por acción. Al 31 de diciembre de 2000, los activos corrientes de Astra y de Repsol Argentina S.A. ascienden a 174, sus activos no corrientes ascienden a 1.917, sus pasivos corrientes ascienden a 904 y sus pasivos no corrientes ascienden a 167.
- En enero de 2001, la Sociedad vendió, a valores de mercado, su participación en YPF Brasil S.A. a Repsol YPF, por aproximadamente U\$S 140 millones.
- La Sociedad, con fecha 7 de febrero de 2001, vendió el 36% de su participación en Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A., A & C Pipeline Holding Company y Oleoducto Trasandino (Chile) S.A. por un valor de aproximadamente U\$S 66 millones.
- Con fecha 14 de febrero de 2001, el Directorio de Astra aprobó la transferencia de las acciones de Eg3 S.A., Eg3 Asfaltos S.A. y Eg3 Red S.A. a YPF Brasil S.A. Esta transferencia está sujeta a que el contrato sea aprobado por los órganos pertinentes de las respectivas sociedades y los órganos reguladores y de defensa de la competencia de ambos países.
- Con fecha 15 de febrero de 2001, YPF acordó un intercambio de activos con Pecom Energía S.A. ("Pecom") por el cual recibió un 20,25% de participación adicional en Empresa Petrolera Andina S.A. ("Andina") a través de YPF International Ltd. y un 50% de participación en las áreas Manantiales Behr y Restinga Alf y cedió a Pecom su participación en las áreas Santa Cruz I (30%), Santa Cruz II (62,2%, porcentaje de participación luego de efectivizarse la fusión de YPF, Astra y Repsol Argentina S.A. mencionada precedentemente) y otros activos menores. Asimismo, YPF a través de YPF International Ltd. adquirió a Pluspetrol Resources un 9,5% adicional en Andina. El valor total de los activos objeto de las operaciones mencionadas asciende a U\$S 435 millones. Como consecuencia de dicha transacción, la participación indirecta de YPF en Andina se incrementó a un 50%.
- En febrero de 2001, se firmó el Acuerdo Definitivo de Fusión entre YPF Gas S.A. y Repsol Gas S.A. La fusión tendrá efecto a partir del 1° de enero de 2001 y a YPF le corresponderá aproximadamente el 85% del capital accionario de la nueva sociedad (luego de efectivizarse la fusión de YPF, Astra y Repsol Argentina S.A. mencionada precedentemente), y a Pluspetrol Exploración y Producción S.A. aproximadamente el 15% restante.

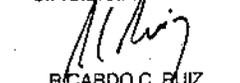
La Dirección de la Sociedad estima que no se generarán efectos adversos significativos en el resultado de sus operaciones generado por las fusiones y las ventas planeadas descriptas precedentemente.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 27 - FEBRERO - 2001

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

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

#### 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 2000, 1999 y 1998:

	2000				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(1)</sup>	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	14.093 <sup>(5)</sup>	753	12	1.116	15.974
Equipos e instalaciones auxiliares	289	15	-	21	325
Perforaciones, equipos e instalaciones	300	102	-	73	475
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	207	11	284	502
Total costos activados	14.682	1.077	23	1.494	17.276
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos	(9.632)	(199)	(3)	(822) <sup>(2)</sup>	(10.656)
Costos netos activados	5.050	878	20	672	6.620
Costos netos activados de sociedades vinculadas	-	91	-	-	91
1999					
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(1)</sup>	Estados Unidos	Indonesia y Otros	Consolidado
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) <sup>(3)</sup>	(10.002)
Costos netos activados	4.788	819	241 <sup>(4)</sup>	856	6.704
Costos netos activados de sociedades vinculadas	-	74	-	-	74

	1998				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(1)</sup>	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

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

(2) Incluye U\$S 370 millones correspondientes a la previsión para desvalorización (Nota 13).

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

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

(5) Incluye 300 correspondientes a la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa (Nota 11.b).

### Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

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

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

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

- (1) Incluye costos incurridos en Ecuador, Bolivia, Brasil y Venezuela al 31 de diciembre de 2000, y costos incurridos en todos los países mencionados anteriormente más en Perú, al 31 de diciembre de 1999 y 1998.
- (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.
- (3) Corresponde a la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa (Nota 11.b).

### 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.

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

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(1)</sup>	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	596	115	136	360	1.207
Ventas netas intersegmentos	2.287	-	-	-	2.287
Total ventas netas	2.883	115	136	360	3.494
Costos de producción	(934)	(39)	(31)	(149)	(1.153)
Gastos de exploración	(96)	(51)	(13)	(15)	(175)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(602)	(31)	(50)	(256) <sup>(3)</sup>	(939)
Resultado por la 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) <sup>(4)</sup>	(95)	631
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	-	4	-	-	4

	1998				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(1)</sup>	Estados Unidos	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	530	75	130	326	1.061
Ventas netas intersegmentos	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

- (1) Incluye los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en Ecuador, Bolivia, Brasil y Venezuela, al 31 de diciembre de 2000, y los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en los países mencionados anteriormente, más Perú, al 31 de diciembre de 1999 y 1998.
- (2) Incluye U\$S 195 millones correspondientes a la provisión para desvalorización (Nota 13).
- (3) Incluye U\$S 175 millones correspondientes a la provisión para desvalorización (Nota 13).
- (4) Corresponde principalmente a resultados de operaciones relacionadas con las propiedades de Crescendo Resources L.P. vendidas, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 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 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 2000, 1999 y 1998 y los cambios correspondientes:

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

	2000				
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(3)</sup>	Estados Unidos	Indonesia	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.151	178	2	118	1.449
Revisiones de estimaciones anteriores	242	(44)	-	24	222
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	126	13	-	5	144
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	24	-	-	24
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(11)	-	(2)	-	(13)
Producción del ejercicio	(140)	(9)	-	(15)	(164)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.368 <sup>(1)</sup></u>	<u>162</u>	<u>-</u>	<u>132</u>	<u>1.662</u>
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	964	60	2	93	1.119
Cierre del ejercicio	1.088 <sup>(2)</sup>	69	-	104	1.261
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	33	-	-	33

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

	1999				
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(3)</sup>	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	<u>1.151 <sup>(1)</sup></u>	<u>178</u>	<u>2 <sup>(4)</sup></u>	<u>118</u>	<u>1.449</u>
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	949	56	6	194	1.205
Cierre del ejercicio	964 <sup>(2)</sup>	60	2 <sup>(4)</sup>	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 <sup>(3)</sup>	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 <sup>(1)</sup>	141	7	223	1.517
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	915	56	6	123	1.100
Cierre del ejercicio	949 <sup>(2)</sup>	56	6	194	1.205
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas		19	-	-	19

(1) Incluye líquidos de gas natural por 341, 117 y 122 al 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, respectivamente.

(2) Incluye líquidos de gas natural por 255, 100 y 92 al 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, 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)

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

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

	1999				Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(2)</sup>	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 <sup>(1)</sup>	(559)	(4)	(52)	(25)	(640)
Saldos al cierre del ejercicio	9.705	767	238 <sup>(3)</sup>	440	11.150
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.385	37	581	134	8.137
Cierre del ejercicio	8.180	65	238 <sup>(3)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	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 <sup>(1)</sup>	(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

(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.

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

	1999				
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(2)</sup>	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% <sup>(1)</sup>	(4.744)	(441)	(80)	(401)	(5.666)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	11.048	1.008	149 <sup>(3)</sup>	713	12.918
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	257	-	-	257

	1998				
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(2)</sup>	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% <sup>(1)</sup>	(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

- (1) El impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 9.313 (7.931 en Argentina, 450 en Resto de Sudamérica, 6 en Estados Unidos y 926 en Indonesia), 9.303 (7.629 en Argentina, 859 en Resto de Sudamérica, 154 en Estados Unidos y 661 en Indonesia) y 3.410 (2.768 en Argentina, 95 en Resto de Sudamérica, 303 en Estados Unidos y 244 en Indonesia) al 31 de diciembre de 2000, 1999 y 1998, 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.

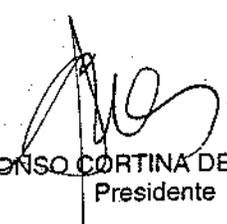
### Cambios en la medición estándar de flujos futuros de fondos netos descontados

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 2000, 1999 y 1998:

	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Saldos al inicio del ejercicio	12.918	6.297	8.868
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(3.739)	(2.341)	(1.687)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción	1.135	9.688	(4.440)
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria netas de costos futuros de producción y desarrollo	1.754	1.124	382
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo	(696)	(592)	9
Costos de desarrollo incurridos durante el ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	733	545	907
Revisiones de estimaciones de volúmenes	68	1.205	819
Efecto financiero	1.858	811	1.190
Cambio neto de impuesto a las ganancias	348	(3.856)	1.223
Compras de reservas <i>in situ</i>	118	67	35
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(305)	(506)	(2)
Cambio en el perfil de producción y otros	(2.455)	476	(1.007)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>11.737</u>	<u>12.918</u>	<u>6.297</u>

### Hechos posteriores al 31 de diciembre de 2000

Con respecto a la fusión de YPF, Astra y Repsol Argentina S.A. y al intercambio de activos con Pecom, mencionados en la Nota 13, con posterioridad al 31 de diciembre de 2000, la Sociedad tendrá una incorporación neta de reservas probadas de petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural de 201 millones de barriles, de reservas probadas de gas natural de 1.038 miles de millones de pies cúbicos y un incremento neto en los flujos de fondos descontados después de impuestos de 1.265.

  
**ALFONSO CORTINA DE ALCOCER**  
 Presidente