

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS
EL 31 DE DICIEMBRE DE 1998, 1997 Y 1996

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

I. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS CONTABLES

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

■ Reexpresión en moneda constante

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

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

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

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

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

El detalle de los instrumentos financieros derivados utilizados por la Sociedad al 31 de diciembre de 1998 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.1), 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 1998, considerando el efecto del swap financiero mencionado y del interés adicional devengado, asciende a 164.

- 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 1998, considerando el efecto del swap financiero, asciende a 200.
- Forwards que tienen por objeto establecer una protección frente a las prefinanciaciones de exportaciones y otras deudas bancarias en yenes detalladas en el Anexo G, a través del cambio de dólares estadounidenses por yenes a tipos de cambio fijos de aproximadamente 123,44 a 141,36 yenes/US\$. El monto de las prefinanciaciones de exportaciones y otras deudas bancarias en yenes al 31 de diciembre de 1998, considerando el efecto de los mencionados contratos, asciende a 321.
- Forwards que tienen por objeto establecer una protección frente a los préstamos en marcos alemanes detallados en el Anexo G, a través del cambio de dólares estadounidenses por marcos alemanes a tipos de cambio fijo de aproximadamente 1,783 marcos/US\$. El monto de la deuda al 31 de diciembre de 1998, considerando el efecto de los mencionados contratos, asciende a 23.

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

b) Opciones de precio del crudo:

Dado que YPF ha garantizado la emisión de las Obligaciones Negociables por US\$ 400 millones correspondientes a los programas globales de US\$ 500 y US\$ 700 millones, respectivamente, con los ingresos provenientes de las exportaciones relacionadas con un contrato de venta de crudo a largo plazo con ENAP (compañía petrolera estatal chilena), la Sociedad ha acordado opciones que tienen por objeto establecer una protección sobre el precio del mencionado contrato. Dichas opciones pueden ser ejercidas en el caso que el precio de mercado sea inferior a US\$ 14 por barril de crudo. Al 31 de diciembre de 1998, aproximadamente 45 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichas opciones. La ganancia bajo estos contratos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1998 asciende, aproximadamente, a US\$ 3 millones.

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

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

tes de las obligaciones que puedan surgir de los instrumentos financieros derivados es mínima, debido a que las mismas son instituciones financieras con una 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 (caja e inversiones de corto plazo)

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

■ Criterio de reconocimiento de ingresos

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

■ Uniones Transitorias de Empresas y Sucursales en el exterior

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

■ Concesiones de explotación y permisos de exploración

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

■ Utilidades por acción

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

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: han sido valuados a su costo de adquisición determinado en base al método del primero entrado, primero salido (PEPS), que no difiere significativamente de su costo de reposición.

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

c) Inversiones no corrientes:

Las mismas comprenden participaciones en sociedades controladas y vinculadas (Artículo 33 de la Ley N° 19.550) e inversiones en otras sociedades en las cuales YPF posee menos de un 10% de participación. Estas inversiones se detallan en el Anexo C y han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional, excepto Concecuvo S.A. y Mercobank S.A. que han sido valuadas al costo debido a que YPF no ejerce influencia significativa en las decisiones de dichas sociedades. 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 y en YPF Gas S.A. 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 1998, que tengan un impacto significativo en la valuación de las inversiones a dicha fecha.

La Sociedad ha presentado estados contables consolidados como información complementaria a los presentes estados contables por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996 (Cuadro I).

A partir de la vigencia de la Ley N° 25.063, los dividendos, en dinero o en especie, que la Sociedad reciba por sus inversiones en otras sociedades en exceso de las utilidades acumuladas impositivas que éstas mantengan al momento de su distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de im-

(continuación)

puesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo. La Sociedad no ha efectuado cargo alguno por este impuesto por estimar que los dividendos provenientes de utilidades registradas mediante la aplicación del método del valor patrimonial proporcional no estarán sujetas 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, 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. Si no se encuentran tales reservas, los costos de perforación mencionados se imputan a gastos de exploración.
- Los costos intangibles de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos tangibles de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.
- Los costos activados relacionados con actividades productivas, incluidos los costos tangibles e intangibles, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.
- Los costos futuros estimados de abandono y taponamiento de pozos se tienen en cuenta al determinar las depreciaciones.

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 adecuada-

mente su costo entre los ejercicios pertinentes. El mantenimiento y las reparaciones normales de todos los demás bienes de uso se imputan a resultados a medida que se realizan.

Las renovaciones, mejoras y refacciones que extienden significativamente la vida útil de los bienes son activadas y los bienes de uso que se reemplazan, en caso que esto ocurra, se dan de baja.

Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (b) se previene o limita la contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para preparar a los activos para su venta y no llevan el valor registrado por encima de su valor recuperable.

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

e) Activos intangibles:

Llave de negocio: corresponde a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en YPF Gas S.A. y Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C. 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 (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 sobre la utilidad impositiva del ejercicio, sin considerar el efecto de las diferencias temporarias entre el resultado contable y el impositivo. En diciembre de 1998, la Ley N° 25.063, cambió la tasa impositiva vigente del 33% al 35%. La Sociedad entiende que la nueva tasa no es aplicable al ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 1998. Dado que la posición de las autoridades impositivas es la opuesta, la Sociedad, para evitar posibles contingencias, decidió calcular el impuesto a la nueva tasa, pero interpondrá los recursos administrativos a su alcance en defensa de su posición. La tasa vigente durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1997 y 1996 fue del 33%.

El impuesto a la ganancia mínima presunta fue establecido por la misma ley mencionada en el párrafo anterior 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

(continuación)

ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los cuatro ejercicios siguientes.

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

Al 31 de diciembre de 1996, la Sociedad registró el cargo correspondiente al impuesto a las ganancias para el ejercicio finalizado en esa fecha, neto de 110 correspondientes al quebranto acumulado existente al inicio de dicho ejercicio computado a la tasa impositiva vigente a esa fecha.

• *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, 1,46%, 1,47% y 1,52% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, respectivamente.

g) *Previsiones:*

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

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

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

3. DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS
DE LOS ESTADOS CONTABLESSe indica a continuación la composición de los principales rubros
de los estados contables:**BALANCES GENERALES:****ACTIVO**

A) INVERSIONES:	1998		1997		1996	
	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
Colocaciones transitorias	16 (1)	3	4 (1)	-	8 (1)	-
Sociedades controladas y vinculadas (Anexo C)	-	2.923	-	2.276	-	1.259
Previsión para desvalorización de las participaciones en Sociedades controladas y vinculadas (Anexo E)	-	-	-	-	-	(2)
	16	2.926	4	2.276	8	1.257

(1) Incluye, 2, 1 y 3 al 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

B) CRÉDITOS POR VENTAS:	1998		1997		1996	
	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
Deudores comunes	765	16	742	-	817	-
Documentos a cobrar	5	5	2	11	37	26
Sociedades controladas y vinculadas (Nota 8)	31	-	10	-	16	-
	801 (1)	21	754	11	870	26
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(167)	-	(146)	-	(148)	-
	634	21	608	11	722	26

(1) Incluye 73 de plazo vencido a menos de tres meses, 203 de plazo vencido a más de tres meses, 497 a vencer dentro de los próximos tres meses y 28 a vencer a más de tres meses.

C) OTROS CRÉDITOS:	1998		1997		1996	
	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
Créditos y anticipos de impuestos y reembolsos por exportaciones	105	-	151	-	88	-
Deudores por servicios	28	-	23	-	36	-
Por venta de títulos públicos	-	-	13	-	13	12
Gastos pagados por adelantado	12	117	19	91	20	111
Cánones y derechos	3	95	2	66	3	42
Sociedades controladas y vinculadas (Nota 8)	28	7	19	23	8	46
Por venta de bienes de uso	-	3	9	11	12	20
Préstamos a clientes	25	84	19	68	19	51
Por reconversión de contratos	-	48	-	49	-	53
Por desbalanceo de producción de gas	-	25	-	24	-	-
Forwards - Diferencias de cambio (Nota 1)	44	-	-	-	-	-
Depósitos en garantía (Nota 4)	39	-	-	-	-	-

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

C) OTROS CRÉDITOS:	1998		1997		1996	
	No		No			
	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE
Diversos	120	25	106	23	97	15
	404 (1)	404 (2)	361	355	296	350
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(101)	-	(104)	-	(116)	-
Previsión para valorar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(4)	-	(31)	-	(38)
	303	400	257	324	180	312

(1) Incluye 44 sin plazo establecido, 11 de plazo vencido a menos de tres meses, 124 de plazo vencido a más de tres meses y 225 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 155 de uno a tres meses, 41 de tres a seis meses, 23 de seis a nueve meses y 6 de nueve a doce meses.

(2) Incluye 13 sin plazo establecido y 391 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 94 de uno a dos años, 32 de dos a tres años y 265 a más de tres años.

D) BIENES DE CAMBIO:	1998	1997	1996
Productos destilados para la venta	142	162	118
Petróleo crudo	80	80	88
Productos en proceso de destilación	7	6	6
Materias primas y envases	13	27	20
Materiales	-	4	2
	242	279	234
Previsión para obsolescencia de bienes de cambio (Anexo E)	-	(4)	(2)
	242	275	232

E) BIENES DE USO:	1998	1997	1996
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	7.542	7.580	7.366
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(6)	(23)	(35)
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(16)	(20)	(16)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(5)	(5)	(5)
	7.515	7.532	7.310

PASIVO

F) CUENTAS POR PAGAR:	1998		1997		1996	
	No		No			
	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE
Proveedores	464	25	534	-	511	-
Sociedades controladas y vinculadas (Nota 8)	23	-	29	-	19	-
Diversas	103	12	99	9	98	7
	590 (1)	37	662	9	628	7

(1) Incluye 570 a vencer dentro de los próximos tres meses.

(continuación)

g) PRÉSTAMOS:	TASA DE INTERÉS (1)	VENCIMIENTO DEL CAPITAL	1998		1997		1996	
			CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
The Export Import Bank of Japan (Notas 3.g.1 y 4)	5,25%	1999-2003	36	113	32	129	37	177
Swap financiero - Interés adicional (Nota 1)	7,28%	-	1	-	2	-	3	-
Swaps financieros y forwards - Diferencias de cambio (Nota 1)	-	-	4	29	42	57	3	18
Obligaciones Negociables (Nota 3.g.1)	-	-	166	1.974	151	1.527	111	1.088
Sociedades controladas (Nota 8)	6,70 - 9,00%	1999	29	-	6	-	2	-
Prefinanciación de exportaciones	0,69 - 7,25%	1999-2001	732	105	551	50	321	20
Otras deudas bancarias y otros acreedores	1,24 - 8,75%	1999-2002	270	10	367	19	250	151
			1.238	2.231	1.151	1.782	727	1.454

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 1998.

Al 31 de diciembre de 1998, los vencimientos de los préstamos corrientes y no corrientes, son los siguientes:

	DE 1 A	DE 3 A	DE 6 A	DE 9 A	TOTAL
	3 MESES	6 MESES	9 MESES	12 MESES	
Préstamos corrientes	535	349	303	51	1.238

	DE 1 A	DE 2 A	DE 3 A	DE 4 A	A MÁS DE	TOTAL
	2 AÑOS	3 AÑOS	4 AÑOS	5 AÑOS	5 AÑOS	
Préstamos no corrientes	236	556	322	367	750	2.231

Al 31 de diciembre de 1998, los principales préstamos que incluyen cláusulas restrictivas son los siguientes:

1) Obligaciones Negociables y otros préstamos:

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

PROGRAMA GLOBAL	EMISIÓN	TASA DE INTERÉS (1)	VENCIMIENTO DEL CAPITAL	VALOR REGISTRADO						
				1998		1997		1996		
				CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	
(EN MILLONES)	AÑO	VALOR NOMINAL								
	1994	US\$ 350	8,00%	2004	11	350	11	350	11	350
US\$ 500	1995	US\$ 400 (2)	8,95%	1999-2002	59	148	55	207	50	261
US\$ 500	1997	US\$ 100 (2)	7,00%	1999-2002	17	52	16	73	-	-
US\$ 700	1995	US\$ 400 (2)	7,50%	1999-2002	57	169	54	226	49	279
US\$ 700	1996	£ italianas 300.000	8,75%	2001	1	180	1	171	1	198
US\$ 1.200(3)	1997	US\$ 200	6,09% (4)	2002	3	200	6	200	-	-
US\$ 1.000	1997	US\$ 300	7,75%	2007	8	300	8	300	-	-
US\$ 1.000	1998	US\$ 350	7,25%	2003	8	350	-	-	-	-
US\$ 1.000	1998	US\$ 125	6,63% (5)	2001	1	125	-	-	-	-
US\$ 1.000	1998	US\$ 100	10,00%	2028 (6)	1	100	-	-	-	-
					166	1.974	151	1.527	111	1.088

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

- (1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 1998.
 (2) Los pagos de capital e intereses correspondientes a estas emisiones son garantizados con los ingresos provenientes de las exportaciones relacionadas con el contrato de venta de crudo a largo plazo con ENAP (Nota 11.b).
 (3) Creado mediante la fusión de los programas globales de U\$S 500 millones y U\$S 700 millones.
 (4) Esta emisión devenga una tasa anual flotante de Libo más un margen de 0,75% a 1,125%.
 (5) Esta emisión devenga una tasa anual flotante de Libo más un margen de 1,5% a 2%.
 (6) Estas Obligaciones Negociables están sujetas a una cancelación total o parcial a opción de los tenedores el 2 de noviembre del 2001.

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. Adicionalmente, en relación con la emisión de Obligaciones Negociables por U\$S 200 millones emitida en 1997, la Sociedad ha acordado mantener un endeudamiento sobre bases consolidadas inferior al 55% del total de endeudamiento más patrimonio neto. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un 25% del monto total del capital de las Obligaciones Negociables en circulación podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

La Asamblea General de Accionistas del 28 de abril de 1998 aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables a mediano plazo, no convertibles en acciones, por un monto de U\$S 1.000 millones. En relación con dicho programa, el Directorio en su reunión del 2 de diciembre de 1998 aprobó la emisión de Obligaciones Negociables por U\$S 500 millones. Los fondos de emisiones bajo este programa se aplicarán a la refinanciación de pasivos, a la provisión de capital de trabajo y a la realización de inversiones en activos fijos.

En febrero de 1999, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables por U\$S 225 millones correspondientes al segundo programa global de U\$S 1.000 millones cuyo vencimiento del capital es el 24 de febrero del 2009. Estas Obligaciones Negociables devengan una tasa de interés fija anual del 9,125%. Los fondos provenientes de esta emisión se aplicarán a la refinanciación de pasivos.

El Directorio, en su reunión del 2 de marzo de 1999, aprobó la emisión de Obligaciones Negociables por U\$S 300 millones, correspondientes al segundo programa global de hasta U\$S 1.000 millones y propuso a la próxima Asamblea de Accionistas la aprobación de un nuevo programa global de U\$S 1.000 millones.

Adicionalmente a las cláusulas de incumplimiento pactadas en relación con las emisiones de Obligaciones Negociables, el acuerdo de préstamos en yenes firmado con The Export Import Bank of Japan ("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 conjuntamente con los intereses y demás cargas correspondientes.

2) Adquisición de acciones ordinarias de Maxus Energy Corporation ("Maxus"):

En relación con la adquisición de las acciones ordinarias de Maxus (sociedad controlada indirectamente a través de su participación en YPF International Ltd.), los compromisos aún vigentes asumidos por la Sociedad son los siguientes:

- Garantizar el pago de los préstamos de Maxus a largo plazo (Nota 4).
- Garantizar el pago y el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de Maxus con los titulares de sus 3.500.000 acciones preferidas acumulativas de valor U\$S 2,50 por acción, cada una con derecho a recibir un dividendo anual de U\$S 2,50 y un valor de rescate de U\$S 25 a partir de diciembre de 1998.

En el cuarto trimestre de 1997, Maxus llevó a cabo una oferta de compra de toda su deuda con cotización pública, la cual ascendía a U\$S 704 millones. La aceptación por parte de los tenedores de la deuda fue de aproximadamente un 91%, por lo que se rescataron U\$S 639 millones de dicha deuda. La financiación de esta oferta fue provista a través de préstamos bancarios de corto y mediano plazo acordados por Maxus e YPF. En relación con dicha reestructuración de deuda, YPF ha garantizado los préstamos asumidos por Maxus (Nota 4).

(continuación)

ESTADOS DE RESULTADOS:**H) CONSOLIDACIÓN PROPORCIONAL:**

Según se explica en Nota 2.1, los resultados de inversiones permanentes en sociedades controladas y en aquellas sociedades vinculadas en las cuales se posee una participación del 50%, han sido consolidados proporcionalmente línea por línea, neto de las operaciones entre dichas sociedades.

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

	1998			1997			1996		
	YPF	OTRAS	TOTAL	YPF	OTRAS	TOTAL	YPF	OTRAS	TOTAL
Ventas netas (Nota 9)	4.398	1.083	5.481	5.041	1.080	6.121	4.935	984	5.919
Costo de ventas (Anexo F)	(2.800)	(781)	(3.581)	(2.985)	(731)	(3.716)	(2.964)	(640)	(3.604)
Utilidad bruta	1.598	302	1.900	2.056	349	2.405	1.971	344	2.315
Gastos de administración (Anexo H)	(114)	(26)	(140)	(141)	(31)	(172)	(148)	(36)	(184)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(413)	(59)	(472)	(423)	(28)	(451)	(398)	(7)	(405)
Gastos de exploración (Anexo H)	(112)	(49)	(161)	(122)	(52)	(174)	(164)	(43)	(207)
Utilidad operativa	959	168	1.127	1.370	238	1.608	1.261	258	1.519
Resultados de inversiones permanentes	69	(43)	26	51	(14)	37	16	9	25
Otros ingresos (egresos), netos (Nota 3.i)	(2)	(42)	(44)	(13)	(37)	(50)	(99)	6	(93)
Resultados financieros y por tenencia:									
Generados por activos (Nota 3.j)	(24)	17	(7)	32	11	43	58	13	71
Generados por pasivos (Nota 3.j)	(200)	(53)	(253)	(163)	(116)	(279)	(163)	(151)	(314)
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias y dividendos al capital preferido	802	47	849	1.277	82	1.359	1.073	135	1.208
Impuesto a las ganancias	(222)	(38)	(260)	(400)	(73)	(473)	(256)	(108)	(364)
Utilidad neta antes de dividendos al capital preferido	580	9	589	877	9	886	817	27	844
Dividendos al capital preferido de sociedades controladas	-	(9)	(9)	-	(9)	(9)	-	(27)	(27)
Utilidad neta	580	-	580	877	-	877	817	-	817
Utilidad neta por acción (Nota 1)	1,64	-	1,64	2,48	-	2,48	2,31	-	2,31

I) OTROS INGRESOS (EGRESOS), NETOS:

	INGRESOS (EGRESOS)		
	1998	1997	1996
Indemnizaciones por despidos y otros gastos de personal	(3)	(4)	(13)
Baja de bienes de uso y materiales obsoletos	(11)	(11)	(27)
Resultado por la venta de activos no corrientes	-	9	-
Diversos	12	(7)	(59)
	(2)	(13)	(99)

(continuación)

J) RESULTADOS FINANCIEROS Y POR TENENCIA:

	GANANCIA (PÉRDIDA)		
	1998	1997	1996
Generados por activos:			
Intereses	34	40	56
Diferencia de cambio	(14)	(2)	-
Resultado por tenencia de bienes de cambio (Anexo F)	(44)	(6)	2
	(24)	32	58
Generados por pasivos:			
Intereses	(200)	(160)	(163)
Diferencia de cambio	-	(3)	-
	(200)	(163)	(163)
	(224)	(131)	(105)

4. ACTIVOS DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y GARANTÍAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 1998, YPF ha garantizado ciertos préstamos bancarios otorgados a YPF Gas S.A., Petroken Petroquímica Ensenada S.A. y Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. por un total de aproximadamente U\$S 46 millones. Asimismo, YPF ha garantizado la financiación de la expansión de las plantas de Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C. y Polisor S.A. por un monto de hasta aproximadamente U\$S 144 millones. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado depósitos en garantía por U\$S 39 millones en relación con los contratos de swap de precio del crudo mencionados en la Nota 1 y con las Obligaciones Negociables por U\$S 100 millones correspondientes al programa global de U\$S 500 millones mencionadas en la Nota 3.g.1).

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. y en Petroken Petroquímica Ensenada S.A., no pudiendo disponer de las mismas sin previa autorización de los bancos acreedores. Adicionalmente, en relación con el acuerdo de préstamos con el Eximbank, 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.

En relación con los préstamos obtenidos para la adquisición de las acciones ordinarias de Maxus y la reestructuración de su deuda, la Sociedad ha garantizado el pago de dichos préstamos, los cuales ascienden a U\$S 67 millones y U\$S 237 millones, respectivamente, al 31 de diciembre de 1998 (Nota 3.g.2).

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 1998.

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 suscrito es de 3.530 y está representado por 353.000.000 de acciones ordinarias, escriturales, de valor nominal \$ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública. No han habido cambios en la cantidad de acciones desde la privatización de la Sociedad.

Las acciones de la Sociedad, previo a la oferta pública inicial, fueron convertidas en cuatro clases, como se detalla a continuación:

Clase A: Acciones pertenecientes al Estado Nacional. En abril de 1995, a través de la Ley N° 24.474, se autorizó al Estado Nacional a reducir su tenencia accionaria a una sola acción.

Clase B: Acciones asignadas a las Provincias.

Clase C: Acciones reservadas por el Estado Nacional al momento de la privatización de la Sociedad a ser adquiridas por el personal de la Sociedad equivalentes al 10% del capital social, a un precio de \$ 19 por acción, bajo los

(continuación)

términos y condiciones del Programa de Propiedad Participada ("PPP").

En julio de 1997, el Estado Nacional a través del Decreto N° 628/97, autorizó la venta y transferencia de dichas acciones por cuenta y orden de los empleados adherentes al PPP. Consecuentemente, durante dicho mes fueron vendidas en oferta pública 33.794.525 acciones Clase C, las cuales fueron convertidas simultáneamente en acciones Clase D.

Clase D: Acciones vendidas al capital privado.

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 o 4) disolución voluntaria de la Sociedad. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación.

La estructura del capital al 31 de diciembre de 1998 es la siguiente:

Acciones Clase A	71.602.289
Acciones Clase B	16.552.797
Acciones Clase C	1.505.475
Acciones Clase D	263.339.439
	353.000.000

En enero de 1999, el Estado Nacional concretó la venta en bloque de 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de las acciones de YPF) convirtiéndose en acciones Clase D.

El Estatuto de YPF contiene reglas destinadas a asegurar un tratamiento equitativo e igualitario para los accionistas, entre otras, que el tenedor de al menos un 15% de las acciones deba efectuar una oferta pública de adquisición de todas las restantes acciones de YPF por un precio en efectivo no menor al que resulte de aplicar las provisiones estatutarias.

7. SUCURSALES EN EL EXTERIOR Y PARTICIPACIÓN EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS

Al 31 de diciembre de 1998, la Sociedad integraba las siguientes Uniones Transitorias de Empresas ("UTES") de exploración y explotación:

NOMBRE Y UBICACIÓN	PARTICIPACIÓN	OPERADOR	ULTIMOS ESTADOS CONTABLES EMITIDOS	DURACIÓN HASTA	ACTIVIDAD
Vizcacheras Mendoza	10%	Astra C.A.P.S.A.	31/12/98	2016	Extracción de petróleo
El Huemul Santa Cruz	30%	Total Austral S.A.	30/09/98	2016	Extracción de petróleo y gas
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	44,08%	Perez Companc S.A.	30/09/98	2016	Extracción de petróleo
El Tordillo Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/98	2016	Extracción de petróleo
Santa Cruz I Santa Cruz	30%	Quintana Minerals Argentina Inc. (Sucursal Argentina)	30/09/98	2016	Exploración y extracción de petróleo y gas
Magallanes "A" Santa Cruz	50%	Sipetrol S.A.	31/12/98	2016	Extracción de petróleo y gas
Santa Cruz II Santa Cruz	30%	Perez Companc S.A.	30/09/98	2017	Exploración y extracción de petróleo y gas
Tierra del Fuego Tierra del Fuego	30%	Pan American Fueguina S.R.L.	30/09/98	2017	Extracción de petróleo y gas
Palmar Largo Formosa	30%	Pluspetrol S.A.	30/09/98	2017	Extracción de petróleo y gas
Aguaragüe Salta	30%	Tecpetrol S.A.	30/11/98	2017	Exploración y extracción de petróleo y gas
El Portón - Buta Ranquil Neuquén	66,75%	Astra C.A.P.S.A.	30/09/98	2017	Exploración y extracción de petróleo
Aguada Pichana Neuquén	27,28%	Total Austral S.A.	30/09/98	2017	Extracción de petróleo y gas
San Roque Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/98	2017	Exploración y extracción de petróleo y gas
Acambuco Salta	22,50%	Pan American Energy LLC	30/09/98	2016	Exploración y producción
Santa Cruz I - Oeste Santa Cruz	33,33%	Total Austral S.A.	30/09/98	2016	Exploración

(continuación)

En relación con la UTE Acambuco, la Sociedad había asumido ciertas obligaciones que comprendían: a) la perforación de cuatro pozos exploratorios de acuerdo con determinadas condiciones durante un período de cinco años a partir de octubre de 1994, b) el pago de dos bonos al socio cedente de la participación que adquirió YPF en la UTE, en el supuesto que se descubrieran hidrocarburos en la referida área que superaran un determinado nivel de producción y reservas y c) la financiación de la totalidad de las operaciones conjuntas de exploración y desarrollo. El 20 de enero de 1998, la Sociedad transfirió un 22,5% de su participación en Acambuco y otorgó una opción de prórroga del contrato sobre el área Anticlinal Grande - Cerro Dragón, siendo liberada del remanente de las obligaciones mencionadas. La Sociedad estima que esta renegociación no tendrá efectos materiales adversos en los resultados de las operaciones.

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.

Los contratos de asociación de Santa Cruz I y II, Tierra del Fuego, Palmar Largo, Aguaraque y ciertos acuerdos de exploración otorgan a los socios el derecho de preferencia para adquirir la participación del socio que esté dispuesto a transferirla a un tercero. A estos fines se entiende que un cambio de control en YPF constituye una transferencia de participación.

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 1998, 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%. Al 31 de diciembre de 1998, los compromisos mínimos de inversión ascienden aproximadamente a 38. La Sociedad también firmó acuerdos con otras compañías petroleras para realizar trabajos exploratorios en ciertas áreas de las cuencas Neuquina y Golfo de San Jorge.

La Sociedad participa en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas de Perú y Ecuador a través de sucursales en dichos países. La inversión en Ecuador ha sido incluida en otros créditos no corrientes ascendiendo a 10, 11 y 10 al 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, respectivamente.

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:

	1998	1997	1996
Activo corriente	65	44	32
Activo no corriente	559	581	371
Total del activo	624	625	403
Pasivo corriente	62	73	50
Pasivo no corriente	2	-	-
Total del pasivo	64	73	50
Costos de producción	198	179	157

8. OPERACIONES Y SALDOS CON SOCIEDADES CONTROLADAS Y VINCULADAS

Al 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, los principales saldos pendientes por operaciones con sociedades controladas y vinculadas son los siguientes:

	1998			1997			1996		
	CRÉDITOS		OTROS CRÉDITOS	CRÉDITOS		OTROS CRÉDITOS	CRÉDITOS		OTROS CRÉDITOS
	POR VENTAS	CORRIENTE		POR VENTAS	CORRIENTE		POR VENTAS	CORRIENTE	
Sociedades Controladas:									
YPF Gas S.A.	6	4	-	-	-	-	-	-	-
Maxus Energy Corporation (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	19
YPF Chile S.A.	-	-	1	-	-	16	-	-	14
YPF USA Inc.	-	-	-	-	-	-	-	-	5
YPF Perú S.A.	-	-	-	-	-	7	-	-	8
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	3	-	-	-	-	-	3	-	-
Petróleos Transandinos YPF S.A. (1)	4	-	-	1	-	-	1	-	-
Concefé S.A. (3)	-	-	-	-	2	-	-	-	-
YPF S.A. (Brasil)	8	-	-	-	-	-	-	-	-
	21	4	1	1	2	23	4	-	46

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

	1998			1997			1996		
	CRÉDITOS		OTROS CRÉDITOS	CRÉDITOS		OTROS CRÉDITOS	CRÉDITOS		OTROS CRÉDITOS
	POR VENTAS			POR VENTAS			POR VENTAS		
	CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE
Sociedades Vinculadas:									
Refinería del Norte S.A.	6	-	-	4	-	-	7	-	-
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	2	+	-	3	-	-	2	8	-
Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C.	2	-	-	2	-	-	3	-	-
Compañía Mega S.A.	-	20	-	-	17	-	-	-	-
Merobank S.A.	-	-	3	-	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	-	3	-	-	-	-	-	-
	10	24	6	9	17	-	12	8	-
	31	28	7	10	19	23	16	8	46

	1998		1997		1996	
	CUENTAS		CUENTAS		CUENTAS	
	POR PAGAR	PRÉSTAMOS	POR PAGAR	PRÉSTAMOS	POR PAGAR	PRÉSTAMOS
	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE
Sociedades Controladas:						
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. (1)	3	-	3	-	3	-
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	-	29	5	6	-	-
Concefé S.A. (3)	-	-	1	-	1	2
	3	29	9	6	4	2

Sociedades Vinculadas:

	1998		1997		1996	
	CUENTAS		CUENTAS		CUENTAS	
	POR PAGAR	PRÉSTAMOS	POR PAGAR	PRÉSTAMOS	POR PAGAR	PRÉSTAMOS
	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE
Oleoductos del Valle S.A.	12	-	11	-	9	-
Transportes Marítimos Petroleros S.A.	-	-	-	-	2	-
Oiltanking Ebytem S.A.	2	-	2	-	2	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	3	-	2	-	2	-
Refinería del Norte S.A.	3	-	5	-	-	-
	20	-	20	-	15	-
	23	29	29	6	19	2

La Sociedad efectúa operaciones de compra y venta con sociedades controladas y vinculadas. Los precios de estas transacciones se aproximan a los correspondientes a transacciones con terceros. Las principales operaciones con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, son las siguientes:

	1998		1997		1996	
	COMPRAS		COMPRAS		COMPRAS	
	VENTAS	Y SERVICIOS	VENTAS	Y SERVICIOS	VENTAS	Y SERVICIOS
Sociedades Controladas:						
YPF Gas S.A.	50	-	40	2	32	-
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	7	55	5	43	3	38
Petroleos Transandinos YPF S.A. (1)	17	-	7	-	3	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. (1)	-	28	-	32	-	33
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A. (1)	-	1	-	2	-	3
Servired YPF S.A. (3)	-	-	-	1	-	2
Concefé S.A. (3)	-	-	-	2	-	2
YPF S.A. (Brasil)	10	-	-	-	-	-
YPF Perú S.A.	1	-	-	-	-	-
	85	84	52	82	38	78

(continuación)

	1998		1997		1996	
	COMPRAS		COMPRAS		COMPRAS	
	VENTAS	Y SERVICIOS	VENTAS	Y SERVICIOS	VENTAS	Y SERVICIOS
Sociedades Vinculadas:						
Refinería del Norte S.A.	47	54	78	39	78	8
Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C.	25	1	27	2	32	4
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	22	-	27	-	19	-
Polisar S.A.	3	-	4	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	2	49	2	48	1	44
Transportes Marítimos Petroleros S.A. (2)	-	-	-	4	-	16
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	12	-	14	-	13
Oiltanking Ebytem S.A.	-	11	-	10	-	10
Concecuyo S.A.	-	5	-	5	-	4
	99	132	138	122	130	99
	184	216	190	204	168	177

(1) Sociedad controlada indirectamente.

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

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

9. INFORMACIÓN SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

El negocio principal de la Sociedad es la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural y la refinación y comercialización de productos derivados del petróleo. La exploración y producción de yacimientos ("Upstream") incluye las compras contractuales de gas y compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, y las actividades de extracción de petróleo y gas. El segmento de "Exploración y Producción Local" incluye las operaciones del Upstream en Argentina y las operaciones en Bolivia y en la Federación Rusa llevadas a cabo a través de Andina Corporation y Bitech Petroleum Corporation, respectivamente. Las restantes operaciones del Upstream en el exterior se llevan a cabo a través del segmento "Exploración y Producción Internacional". Las operaciones de refinación y venta ("Downstream") se realizan

por medio del segmento de "Industrialización y Comercialización". Las otras actividades de la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, se agrupan bajo la clasificación de "Administración Central y Otros" que comprende los gastos y activos de la Administración Central, incluyendo y las operaciones de Chemical Land Holdings, Inc. ("CLH") (Nota 11). A partir del 1º de enero de 1999, las operaciones de la Sociedad en Brasil se llevarán a cabo a través del segmento "YPF Brasil".

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	EXPLORACIÓN	ADMINISTRACIÓN		AJUSTES DE	TOTAL
	Y PRODUCCIÓN	Y PRODUCCIÓN	INDUSTRIALIZACIÓN	CENTRAL		
	LOCAL	INTERNACIONAL	Y COMERCIALIZACIÓN	Y OTROS	CONSOLIDACIÓN	
EJERCICIO FINALIZADO EL						
31 DE DICIEMBRE DE 1998						
Ventas netas a terceros	756	-	3.458	-	-	4.214
Ventas netas a sociedades controladas y vinculadas	45	-	139	-	-	184
Ventas netas intersegmentos	1.739	-	5	-	(1.744)	-
Ventas netas totales	2.540	-	3.602	-	(1.744)	4.398
Utilidad (pérdida) operativa	502	-	583	(114)	(12)	959
Resultado de inversiones permanentes	2	69	47	(49)	-	69
Depreciación de bienes de uso	683	-	176	8	-	867
Inversión en bienes de uso	737	-	232	8	-	977
Activos identificables	5.671	2.078	3.989	554	(126)	12.166

(continuación)

	EXPLORACIÓN	EXPLORACIÓN	ADMINISTRACIÓN		AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN	TOTAL
	Y PRODUCCIÓN LOCAL	Y PRODUCCIÓN INTERNACIONAL	INDUSTRIALIZACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	CENTRAL Y OTROS		
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 1997						
Ventas netas a terceros	763	-	4.088	-	-	4.851
Ventas netas a sociedades controladas y vinculadas	49	-	141	-	-	190
Ventas netas intersegmentos	2.724	-	8	-	(2.732)	-
Ventas netas totales	3.536	-	4.237	-	(2.732)	5.041
Utilidad (pérdida) operativa	1.286	-	249	(141)	(24)	1.370
Resultado de inversiones permanentes	-	6	54	(9)	-	51
Depreciación de bienes de uso	703	-	180	8	-	891
Inversión en bienes de uso	999	-	232	13	-	1.244
Activos identificables	5.528	1.621	4.114	345	(181)	11.427
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 1996						
Ventas netas a terceros	745	-	4.022	-	-	4.767
Ventas netas a sociedades controladas y vinculadas	55	-	113	-	-	168
Ventas netas intersegmentos	2.816	-	13	-	(2.829)	-
Ventas netas totales	3.616	-	4.148	-	(2.829)	4.935
Utilidad (pérdida) operativa	1.321	-	73	(148)	15	1.261
Resultado de inversiones permanentes	-	(27)	43	-	-	16
Depreciación de bienes de uso	689	-	172	9	-	870
Inversión en bienes de uso	1.156	-	342	20	-	1.518
Activos identificables	5.228	747	4.123	279	(235)	10.142

Las ventas por exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996 fueron, 1.244, 1.716 y 1.738, respectivamente. La mayor parte de estas exportaciones se realizan a países de América del Sur, principalmente a Brasil y Chile.

10. BENEFICIOS SOCIALES Y OTROS BENEFICIOS PARA EL PERSONAL

La Sociedad otorga una serie de beneficios sociales y otros beneficios a su personal, cuyas principales características se exponen a continuación:

a) Programas de apreciación accionaria:

Alcanzan a aproximadamente el 6% del personal de la Sociedad y sus sociedades controladas (en su mayor parte personal ejecutivo superior). La bonificación se basa en la apreciación de la cotización de la acción de la Sociedad entre el momento de otorgamiento de los derechos de apreciación accionaria y el de su ejercicio y es abonada en efectivo. A la fecha de emisión de los estados contables se encuentran bajo estos programas aproximadamente 1,83 millones de derechos de apreciación accionaria pendientes de ejercicio según el siguiente detalle:

- Programas de 1994, 1995, 1996 y 1997: en conjunto abarcan aproximadamente 800.000 derechos de apreciación accionaria pendientes de ejercicio (22%, 34%, 27% y 17% se pueden

ejercer en 1999, 2000, 2001 y 2002, respectivamente) cuyo valor base promedio es de \$ 26,73 por acción.

- Programa de 1998: comprende aproximadamente 1,03 millones de derechos de apreciación accionaria pendientes de ejercicio, otorgados en julio de 1998, a un valor base de \$ 34,43 por acción. A partir del segundo año de otorgamiento, los beneficiarios podrán ejercer 25% de sus derechos de apreciación en cada uno de los cuatro años siguientes con un plazo máximo de ejercicio de diez años.

b) Programas de bonificación por resultados y objetivos:

- Bonificación en efectivo: alcanza a aproximadamente el 18% de los empleados de mayor jerarquía de la Sociedad y sus controladas. Se basa en la utilidad, en el grado de cumplimiento de objetivos personales y en el desempeño. Se determina a partir de la remuneración anual de cada empleado y puede variar entre el 10% y el 40% según el nivel salarial del empleado.

(continuación)

- Bonificación en acciones: alcanza a la totalidad del personal de la Sociedad y sus sociedades controladas. Se basa en indicadores de creación de valor y otros factores. Puede llegar hasta un máximo de 10% de la remuneración anual de cada empleado. A partir de 1999, esta bonificación será abonada sólo si el Presidente efectúa la propuesta y ésta es aprobada por el Directorio. Se cancelará en acciones de la Sociedad adquiridas en el mercado. Las acciones recibidas por el personal de la Sociedad bajo dicho programa quedarán indisponibles para su venta o transferencia durante el plazo de tres años.

En ambos casos, los montos a abonar no podrán superar ciertos porcentajes del resultado neto consolidado.

El cargo neto correspondiente a estos programas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1998 asciende a 5.

c) Plan de retiro:

A partir del 1° de marzo de 1995, la Sociedad ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 2% y el 9% de su remuneración mensual y la Sociedad deberá aportar un monto equivalente al contribuido por cada adherente. La responsabilidad de la administración de los fondos estará a cargo de compañías de seguro de retiro. La Dirección de la Sociedad estima que la contribución anual de YPF no será superior a +.

Los adherentes recibirán los fondos aponados 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.

d) Plan selectivo de compensación diferida:

Alcanza a los empleados de mayor jerarquía de la Sociedad y sus sociedades controladas. 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, (ii) disminución de la remuneración anual en más de un 20% sin consentimiento o notoria disminución de la jerarquía y responsabilidad de su función, (iii) despido sin justa causa, (iv) muerte o incapacidad. Los beneficios han sido devengados en función a los meses restantes de cada beneficiario para alcanzar la edad de 65 años al momento de su incorporación al plan. La Dirección de la Sociedad estima que el cargo anual de YPF, asumiendo que ocurra la condición (i) antes mencionada, no será superior a aproximadamente 2.

11. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

a) Previsión para juicios pendientes:

En relación con la transformación de YPF, se redujo significativamente el número de personas empleadas, y ésta ha sido demandada judicialmente por algunos ex-empleados. Se ha constituido una previsión para esta contingencia y en opinión de la

Dirección 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 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 US\$ 381 millones y US\$ 300 millones, respectivamente, de compradores de petróleo crudo, en concepto de anticipos por entregas futuras de petróleo crudo bajo contratos de venta de petróleo crudo a futuro por montos totales de US\$ 399 millones y US\$ 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 de crudo realizadas a los compradores durante el término de los contratos. El monto de los anticipos al 31 de diciembre de 1998 asciende a 547. Las entregas de crudo a los compradores son registradas como ventas netas al precio utilizado para calcular el monto total de los contratos.

La Dirección de la Sociedad estima que no se generarán pérdidas materiales como resultado de los compromisos descritos más arriba.

• *Pasivos y Contingencias asumidas por el Estado Nacional:*

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

El Decreto N° 546/93, que implementa lo previsto por la Ley de Privatización, establece ciertas limitaciones en la asunción por parte del Estado Nacional de las costas a cargo de YPF por los profesionales que hayan actuado en su defensa en las obligaciones antes mencionadas. El Estado Nacional se hará cargo de las mismas siempre que los contratos con los profesionales establezcan retribuciones fijas, cuyo monto esté desvin-

(continuación)

culado del monto del reclamo o de la demanda. En relación al 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 1998, la Sociedad ha recibido reclamos por un total de aproximadamente 734 y otros reclamos por montos indeterminados. Estos reclamos han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional. Teniendo en cuenta lo estipulado por la Ley de Privatización de YPF, la Sociedad considera que no deberá responder por ningún importe significativo en relación con estos reclamos.

• **Pasivos ambientales de Maxus:**

Ciertos pasivos ambientales retenidos por Maxus en relación a actividades de la industria química realizadas en el pasado fueron asumidos por parte de CLH, una subsidiaria controlada indirectamente a través de YPF International Ltd. En relación con esta transacción, YPF se comprometió a contribuir fondos hasta un monto que permita a CLH hacer frente a los compromisos ambientales asumidos y a sus costos y gastos operativos (Nota 4 a los estados contables consolidados).

**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 Suscrito y Ajuste de los Aportes). Consecuentemente, los resultados no asignados están restringidos en 29.

La Reserva para futuros dividendos puede ser aplicada, previa aprobación del Directorio, para incrementar el monto de los dividendos a pagar. El saldo no utilizado, si lo hubiera, será transferido al próximo ejercicio y será apropiado de acuerdo con la decisión de la Asamblea de Accionistas.

De acuerdo con la Ley N° 25.063, 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 1996, YPF se adjudicó la licitación pública internacional por la venta del 60% del capital social de La Pampilla S.A., principal refinería del Perú, a través de Refinadores del Perú S.A., compañía en la que posee una participación del 25,56%.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1997, YPF:

- A través de YPF International Ltd. y en asociación con otras compañías del sector de exploración y producción, pagaron US\$ 264 millones por la suscripción de la totalidad de las acciones serie "B" representativas del 50% del capital social de Empresa Petrolera Andina Sociedad de Economía Mixta ("Andina"). Andina posee aproximadamente el 50% de las áreas de exploración y producción operadas previamente por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. YPF International Ltd. es el operador, siendo su participación en el consorcio del 40,5%.
- Juntamente con Astra C.A.P.S.A., pagaron aproximadamente US\$ 205 millones por la adquisición del 67% de las acciones de Mexpetrol Argentina S.A. ("Mexpetrol"), la cual poseía una participación del 50% en la UTE El Portón - Buta Ranquil. Como consecuencia de dicha operación, la participación de YPF en Mexpetrol fue del 33,5%.
- Vendió su participación accionaria del 30% en Transportes Marítimos Petroleros S.A. por aproximadamente US\$ 21 millones.
- Vendió su participación accionaria del 9% en Derivados Petroquímicos Sociedad de Inversión S.A. (a través de la cual se poseía una participación en Indupa) por aproximadamente US\$ 14 millones.

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

- Compró la totalidad de las acciones remanentes de Petroquímica Bahía Blanca S.A.I.C. y Polisur S.A. en poder de Petrochemical Investment Company ("PIC"), siendo liberada de la garantía relacionada con ciertos préstamos asumidos por PIC. Como consecuencia de estas transacciones, al 31 de diciembre de 1998, las participaciones en dichas sociedades ascendían a 26,90% y 30,00%, respectivamente.
- A través de YPF S.A. (Brasil), adquirió un 29,52% de Refinería de Petróleos de Manguinhos en US\$ 27 millones, cuya actividad es la refinación de petróleo, la distribución de combustibles y el manejo de una red de estaciones de servicios y una planta de almacenaje.
- A través de YPF International Ltd., adquirió un 18,67% de Bitech Petroleum Corporation en US\$ 15 millones, la cual posee participación en licencias de producción en la Federación Rusa.
- A través de YPF International 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

(continuación)

Sandwich LLC, y un 49% de Global Montello Group LLC en US\$ 28,4 millones. YPF International Ltd. tiene la opción de incrementar su participación al 80% en diciembre del 2001. Consecuente, 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 del 2003.

- Adquirió el 50% de las acciones de Profertil S.A. en poder de Perez Companc S.A. Como consecuencia de dicha transacción, al 31 de diciembre de 1998, la participación de YPF se incrementó a un 50%.

Con fecha efectiva 8 de enero de 1999, la Sociedad vendió su participación accionaria del 30,40% en Concecuvo S.A. por aproximadamente US\$ 3 millones.

En febrero de 1999, YPF adquirió el 100% de las acciones de Maleic S.A. en US\$ 20 millones, cuya actividad es la producción

de anhídrido málico y se encuentra ubicada en el Polo Petroquímico de Ensenada integrada a la Refinería La Plata.

14. EXPOSICIONES SOBRE PETRÓLEO Y GAS

(INFORMACIÓN NO CUBIERTA POR EL INFORME DEL AUDITOR)

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 1998, 1997 y 1996:

			1998		
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	13.693	503	657	922	15.775
Equipos e instalaciones auxiliares	315	46	120	28	509
Perforaciones, equipos e instalaciones	334	93	14	25	466
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	222	26	289	537
Total costos activados	14.342	864	817	1.264	17.287
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos	(9.239)	(112)	(72)	(294)	(9.717)
Costos netos activados	5.103	752	745	970	7.570
Costos netos activados de sociedades vinculadas	-	62	-	-	62

			1997		
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	12.903	471	594	782	14.750
Equipos e instalaciones auxiliares	384	14	128	15	541
Perforaciones, equipos e instalaciones	458	49	24	53	584
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	224	10	284	518
Total costos activados	13.745	758	756	1.134	16.393
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos	(8.609)	(85)	(20)	(220)	(8.934)
Costos netos activados	5.136	673	736	914	7.459
Costos netos activados de sociedades vinculadas	-	73	-	-	73

(continuación)

	1996				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Propiedades de petróleo y gas probadas					
Pozos, equipos e instalaciones	12.145	337	537	670	13.689
Equipos e instalaciones auxiliares	471	12	171	13	667
Perforaciones, equipos e instalaciones	390	63	18	17	488
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	206	5	306	517
Total costos activados	13.006	618	731	1.006	15.361
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos	(8.068)	(48)	(93)	(146)	(8.355)
Costos netos activados	4.938	570	638	860	7.006

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

Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

	1998				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Adquisición de reservas					
Probadas	21	1	-	-	22
No probadas	-	-	10	1	11
Costos de exploración	134	64	11	20	229
Costos de desarrollo	649	92	43	123	907
Total de costos incurridos	804	157	64	144	1.169
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	-	21	-	-	21

	1997				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Adquisición de reservas					
Probadas	103	-	1	-	104
No probadas	-	2	5	-	7
Costos de exploración	202	73	10	16	301
Costos de desarrollo	760	66	57	86	969
Total de costos incurridos	1.065	141	73	102	1.381
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	-	79	-	-	79

	1996				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Adquisición de reservas					
Probadas	-	-	1	-	1
No probadas	-	27	2	-	29
Costos de exploración	237	28	10	25	300
Costos de desarrollo	949	25	55	68	1.097
Total de costos incurridos	1.186	80	68	93	1.427

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

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

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.

	1998				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Ventas netas a terceros	530	75	130	326	1.061
Transferencias netas entre unidades de negocios	1.675	-	-	-	1.675
Total ventas netas	2.205	75	130	326	2.736
Costos de producción	(855)	(29)	(30)	(135)	(1.049)
Gastos de exploración	(112)	(22)	(6)	(21)	(161)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(683)	(27)	(51)	(73)	(834)
Otros	(6)	(1)	(13)	-	(17)
Utilidad (perdida) por actividades de producción antes de impuestos	349	(4)	30	100	675
Impuesto a las ganancias	(192)	(3)	-	(25)	(220)
Utilidad (perdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	357	(7)	30	75	455
Resultados operativos de las operaciones de sociedades vinculadas	-	2	-	-	2

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

(continuación)

	1996				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (1)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA Y OTROS	CONSOLIDADO
Ventas netas a terceros	509	95	132	404	1.140
Transferencias netas entre unidades de negocios	2.698	-	-	-	2.698
Total ventas netas	3.207	95	132	404	3.838
Costos de producción	(1.024)	(23)	(32)	(147)	(1.226)
Gastos de exploración	(164)	(11)	(9)	(23)	(207)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(689)	(27)	(52)	(83)	(851)
Otros	(11)	(1)	(13)	3	(23)
Utilidad por actividades de producción antes de impuestos	1.318	33	26	154	1.531
Impuesto a las ganancias	(435)	(16)	(1)	(90)	(542)
Utilidad neta de las actividades de producción de petróleo y gas	883	17	25	64	989

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

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, ve-

rificaciones y producción posterior a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de esta última. Por lo tanto, las estimaciones de reservas son a menudo diferentes de las cantidades de petróleo crudo y gas natural que finalmente se recuperan. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de los supuestos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas fueron sujetas a evaluación económica para determinar sus límites económicos. Las reservas en Argentina, se muestran antes del pago de cualquier tipo de regalías correspondientes a las mismas. Consecuentemente, las regalías en Argentina han sido tomadas en cuenta en las evaluaciones económicas como parte de los costos operativos. Las estimaciones pueden variar como resultado de numerosos factores que incluyen, pero no se limitan a, la actividad adicional de desarrollo, la historia evolutiva de la producción de los pozos, y una continua redefinición de la viabilidad de la producción bajo condiciones económicas cambiantes. En el caso de ciertas subsidiarias de YPF en Indonesia y Venezuela que poseen "contratos de producción compartida" (production sharing contracts), las reservas probadas incluyen las cantidades estimadas asignables a la sociedad por recupero de costos así como también la participación neta de la sociedad después del recupero de los mismos. Las estimaciones de reservas están sujetas a revisión como resultado de la variación de los precios debido a las características del recupero de costos bajo los contratos de producción compartida.

El siguiente cuadro refleja las reservas probadas estimadas de petróleo crudo y gas natural al 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996 y los cambios correspondientes:

	PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (MILLONES DE BARRILES)				
	1998				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (3)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.193	106	6	143	1.450

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (MILLONES DE BARRILES)					
1998					
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (3)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Revisiones de estimaciones anteriores	36	(3)	1	78	112
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	70	45	1	23	139
Compras de reservas in situ	5	1	-	-	6
Producción del ejercicio	(158)	(8)	(1)	(23)	(190)
Saldos al cierre del ejercicio	1.146 (1)	141	7	223	1.517
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	915	56	6	123	1.100
Cierre del ejercicio	949 (2)	56	6	194	1.205
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	19	-	-	19

PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (MILLONES DE BARRILES)					
1997					
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (3)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.202	80	5	121	1.408
Revisiones de estimaciones anteriores	9	16	1	31	57
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	130	16	1	10	157
Compras de reservas in situ	9	1	-	-	10
Producción del ejercicio	(157)	(7)	(1)	(17)	(182)
Saldos al cierre del ejercicio	1.193 (1)	106	6	145	1.450
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	912	39	5	99	1.055
Cierre del ejercicio	915 (2)	56	6	123	1.100
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	14	-	-	14

PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (MILLONES DE BARRILES)					
1996					
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (3)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	1.149	61	4	144	1.358
Revisiones de estimaciones anteriores	47	6	1	(15)	39
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	157	18	1	8	184
Producción del ejercicio	(151)	(5)	(1)	(16)	(173)
Saldos al cierre del ejercicio	1.202 (1)	80	5	121	1.408
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	809	33	4	128	974
Cierre del ejercicio	912 (2)	39	5	99	1.055

(1) Incluye líquidos de gas natural por 122, 103 y 90 al 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, respectivamente.

(2) Incluye líquidos de gas natural por 92, 91 y 81 al 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, respectivamente.

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

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(continuación)

GAS NATURAL					
(MILES DE MILLONES DE PIES CÚBICOS)					
1998					
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (2)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
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 in situ	-	-	50	-	50
Ventas de reservas in situ	-	-	(2)	-	(2)
Producción del ejercicio (1)	(446)	(2)	(52)	(18)	(518)
Saldos al cierre del ejercicio	9.211	192	722	262	10.387
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.403	22	627	148	8.200
Cierre del ejercicio	7.385	37	581	134	8.137
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	750	-	-	750
GAS NATURAL					
(MILES DE MILLONES DE PIES CÚBICOS)					
1997					
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (2)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	8.309	-	693	310	9.312
Revisiones de estimaciones anteriores	366	-	(3)	(10)	353
Extensiones y descubrimientos	390	23	71	11	495
Compras de reservas in situ	38	20	3	-	61
Producción del ejercicio (1)	(405)	-	(53)	(27)	(485)
Saldos al cierre del ejercicio	8.698	43	711	284	9.736
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.306	-	573	136	8.015
Cierre del ejercicio	7.403	22	627	148	8.200
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	312	-	-	312
GAS NATURAL					
(MILES DE MILLONES DE PIES CÚBICOS)					
1996					
	ARGENTINA	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas					
Saldos al inicio del ejercicio	8.358	570	313	9.241	
Revisiones de estimaciones anteriores	252	83	15	350	
Extensiones y descubrimientos	83	91	12	186	
Compras de reservas in situ	-	2	-	2	
Producción del ejercicio (1)	(384)	(53)	(30)	(467)	
Saldos al cierre del ejercicio	8.309	693	310	9.312	
Reservas probadas y desarrolladas					
Comienzo del ejercicio	7.406	449	138	7.993	
Cierre del ejercicio	7.306	573	136	8.015	

(1) Excluye las cantidades venteadas.

(2) Incluye reservas en Bolivia.

(continuación)

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 prevalentes 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.

	1998				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (2)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Ingresos futuros de fondos	21.385	1.089	1.818	2.815	27.107
Costos futuros de producción	(7.591)	(418)	(629)	(1.916)	(10.554)
Costos futuros de desarrollo	(1.291)	(223)	(87)	(174)	(1.775)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	12.503	448	1.102	725	14.778
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(5.606)	(223)	(554)	(288)	(6.671)
Valor presente de los flujos de fondos futuros netos, antes de impuesto a las ganancias	6.897	225	548	437	8.107
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% (1)	(1.540)	(51)	(79)	(140)	(1.810)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	5.357	174	469	297	6.297
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	93	-	-	93

	1997				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (2)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Ingresos futuros de fondos	28.023	1.478	2.062	3.281	34.844
Costos futuros de producción	(8.645)	(459)	(488)	(1.869)	(11.461)
Costos futuros de desarrollo	(1.954)	(106)	(56)	(254)	(2.370)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	17.424	913	1.518	1.158	21.013
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(7.521)	(376)	(771)	(444)	(9.112)
Valor presente de los flujos de fondos futuros netos, antes de impuesto a las ganancias	9.903	537	747	714	11.901
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% (1)	(2.452)	(163)	(131)	(287)	(3.033)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	7.451	374	616	427	8.868
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	63	-	-	63

(continuación)

	1996				
	ARGENTINA	RESTO DE SUDAMÉRICA (2)	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA	CONSOLIDADO
Ingresos futuros de fondos	37.415	1.297	2.827	3.604	45.143
Costos futuros de producción	(9.394)	(396)	(543)	(1.843)	(12.176)
Costos futuros de desarrollo	(1.830)	(130)	(77)	(293)	(2.330)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	26.191	771	2.207	1.468	30.637
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(10.754)	(305)	(1.102)	(578)	(12.739)
Valor presente de los flujos de fondos futuros netos, antes de impuesto a las ganancias	15.437	466	1.105	890	17.898
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% (1)	(4.300)	(115)	(172)	(389)	(4.976)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	11.137	351	933	501	12.922

(1) El impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 3.410 (2.768 en Argentina, 95 en Resto de Sudamérica, 303 en Estados Unidos y 244 en Indonesia), 5.338 (4.218 en Argentina, 294 en Resto de Sudamérica, 366 en Estados Unidos y 460 en Indonesia) y 8.492 (7.188 en Argentina, 194 en Resto de Sudamérica, 492 en Estados Unidos y 618 en Indonesia) al 31 de diciembre de 1998, 1997 y 1996, respectivamente.

(2) Incluye Ecuador, Bolivia y Venezuela.

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 1998, 1997 y 1996:

	1998	1997	1996
Saldos al inicio del ejercicio	8.868	12.922	8.866
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(1.687)	(2.508)	(2.612)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción y desarrollo	(4.440)	(5.999)	4.833
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria neto de costos futuros de producción y desarrollo	382	874	1.693
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo	9	(436)	(353)
Costos de desarrollo incurridos durante el ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	907	969	1.097
Revisiones de estimaciones de volúmenes	819	494	734
Efecto financiero	1.190	1.790	1.174
Cambio neto de impuesto a las ganancias	(1.223)	1.943	(2.104)
Compras de reservas in situ	35	75	-
Ventas de reservas in situ	(2)	-	-
Cambio en el perfil de producción y otros	(1.007)	(1.256)	(406)
Saldos al cierre del ejercicio	6.297	8.868	12.922


MARIO E. VAZQUEZ
por Comisión Fiscalizadora


ROBERTO MONTI
Presidente

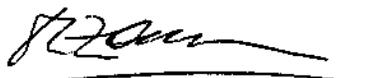
(continuación)

**15. PROBLEMAS DERIVADOS DEL "AÑO 2000"
EN LOS SISTEMAS COMPUTADORIZADOS**

(INFORMACION NO CUBIERTA POR EL INFORME DEL AUDITOR)

Con la aproximación del año 2000 se plantean ciertos problemas por la incapacidad de muchos sistemas computadorizados para reconocer ciertas fechas, que pueden afectar las operaciones de una compañía por las dificultades que podrían experimentar sus sistemas o los de los principales terceros con los que opera (clientes, proveedores, bancos, etc.). La Sociedad desde 1997 está llevando a cabo un proyecto específico para minimizar su exposición a los riesgos del año 2000. El proyecto abarca las siguientes fases: análisis de impacto, adaptación de las aplicaciones del área de Tecnología de la Información (IT), generación de planes de contingencia, adecuación de la tecnología que soporta los procesos operati-

vos de negocios y la de verificación y validación. En el proyecto participa personal de la Sociedad y consultores externos internacionales de reconocido prestigio y experiencia que proveen metodología acorde a las mejores prácticas colaborando además, desde la posición de un tercero independiente, en la supervisión general del proyecto. Adicionalmente, como parte de su plan estratégico de IT, la Sociedad ha implementando SAP R/3, un sistema de información integral que reconoce el año 2000, actualmente en funcionamiento en muchas compañías internacionales de la industria petrolera. Se estima que las otras aplicaciones no alcanzadas por el mencionado sistema debidamente adaptadas o reemplazadas, estarán en pleno funcionamiento en el primer trimestre de 1999.



MARIO E. VAZQUEZ
por Comisión Fiscalizadora



ROBERTO MONTI
Presidente