

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 1994, 1993 Y 1992

(cifras expresadas en millones de pesos del 31 de diciembre de 1994 - Nota 2, excepto donde se indica en forma expresa)

1 EL PROCESO DE TRANSFORMACION DE LA SOCIEDAD Y EL PROCESO DE PRIVATIZACION

El proceso de transformación de YPF Sociedad Anónima (la "Sociedad" o "YPF") se inició con la entrada en vigencia del Decreto N° 2.778/90 (el "Decreto de Transformación") del Poder Ejecutivo Nacional, a partir del 1° de enero de 1991. Posteriormente, en 1992, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 24.145 (la "Ley de Privatización de YPF") que reafirmó y otorgó el marco legal a la privatización de la Sociedad y la estrategia de reorganización establecida por el Decreto de Transformación. Al 31 de diciembre de 1993 el proceso de transformación de YPF se encontraba concluido.

La transformación consistió, fundamentalmente, en la concentración y focalización en las operaciones estratégicas de la Sociedad, y en la venta de activos no considerados necesarios para el desarrollo futuro de sus negocios. Por otra parte, la Ley de Privatización de YPF transformó en concesiones de explotación y permisos de exploración, regidos por la Ley N° 17.319 (la "Ley de Hidrocarburos"), las áreas que la Sociedad tenía asignadas a tal fin.

2 BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS CONTABLES

Los estados contables de 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. Incluyen además ciertas reclasificaciones y exposiciones adicionales que sin contradecir las mencionadas normas, permiten aproximarse a la forma y contenido requeridos por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (la "SEC").

Reexpresión en Moneda Constante

Siguiendo el método de reexpresión establecido por la Resolución Técnica N° 6 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y de acuerdo con las disposiciones legales vigentes, los estados contables de YPF han sido expresados en moneda constante de la fecha de cierre de cada ejercicio. Adicionalmente, se procedió a reexpresar todos los importes en moneda constante del 31 de diciembre de 1994. Esta reexpresión no modifica la valuación de los activos y pasivos de los estados contables, excepto por la actualización efectuada para exponer los importes informados en moneda constante del 31 de diciembre de 1994. A este efecto se emplearon coeficientes de ajuste derivados del índice de precios mayoristas nivel general, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Los coeficientes utilizados para reexpresar los estados contables en moneda de cierre de cada ejercicio a moneda del 31 de diciembre de 1994 son los siguientes:

EJERCICIO FINALIZADO EL	COEFICIENTE
31 de diciembre de 1992	1,059
31 de diciembre de 1993	1,059
31 de diciembre de 1994	1,000

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

La Sociedad, en septiembre de 1993, acordó con el Chase Manhattan Bank ("Chase") un swap financiero, que tiene por objeto establecer una protección frente a un préstamo en yenes, a través del cambio de dólares estadounidenses por yenes a un tipo de cambio fijo de 105,65 Yen/US\$. El capital de este intercambio de moneda es 334 millones de dólares y el contrato tiene vigencia hasta el año 2003. La operación no implica la sustitución del acreedor original ni la generación de un nuevo pasivo.

Durante septiembre y octubre de 1994, la Sociedad firmó con el Chase, con el Internationale Nederlanden Bank y con Morgan Guaranty Trust Company, acuerdos mediante los cuales cada uno de estos bancos se hacen cargo del 80%, 10% y 10% respectivamente, del swap financiero suscripto originalmente con el Chase.

Excepto por lo mencionado en los párrafos anteriores, la Sociedad no ha utilizado instrumentos financieros para administrar su exposición a las variaciones de los tipos de cambio de la moneda extranjera y de los precios del petróleo crudo. Tampoco ha implementado otras transacciones que puedan generar riesgos de pérdidas futuras no registradas en los estados contables, asociadas a tales instrumentos financieros.

En el curso habitual de sus negocios, la Sociedad otorga crédito a distribuidores de derivados del petróleo, compañías petroquímicas, refinadoras y exportadoras de crudo, clientes minoristas, dependencias del Gobierno Nacional y distribuidores de gas natural.

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 no superior a tres meses (Nota 12).

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 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 esos consorcios (Nota 9).

Utilidades por acción

Las utilidades por acción han sido calculadas asumiendo que los 353.000.000 de acciones de la Sociedad estuvieron en circulación durante cada ejercicio.

3 CRITERIOS DE VALUACION

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

a) Caja y bancos, 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. El detalle respectivo se expone en el Anexo G. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio.

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

b) Inversiones corrientes:

Colocaciones transitorias:

- Certificados de depósito en moneda nacional: a su valor nominal, más los intereses devengados al cierre de cada ejercicio.
- Certificados de depósito en moneda extranjera: a las cotizaciones vigentes al cierre de cada ejercicio, más los intereses devengados a dichas fechas. El detalle respectivo se expone en el Anexo G.

Títulos públicos (Bonex y BOCONES): al valor de cotización, neto de los gastos estimados de venta, o al valor de probable realización, en caso de no existir valor de cotización representativo, al cierre de cada ejercicio.

c) 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: hasta el 31 de diciembre de 1992 han sido valuados a su costo de adquisición reexpresado al cierre de cada ejercicio, determinado en base al método del último entrado, primero salido (UEPS). A esa fecha, el exceso del valor corriente sobre el costo UEPS de estos ítems no era significativo. Desde el 1° de enero de 1993, la Sociedad cambió al método del primero entrado, primero salido (PEPS). El cambio no tuvo un efecto material sobre los resultados no asignados ni sobre la utilidad neta del ejercicio.

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

d) Inversiones no corrientes:

Las mismas comprenden participaciones en sociedades controladas y vinculadas (Artículo 33 de la Ley N° 19.550). Estas inversiones se detallan en el Anexo C y han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional.

Las participaciones en acciones preferidas han sido valuadas al valor de rescate más la participación en los resultados acumulados según las disposiciones estatutarias respectivas, que establecen que los dividendos se distribuyen 60% entre las acciones preferidas y el 40% restante a prorrata entre todas las acciones (ordinarias y preferidas).

Se incluyó, en el caso de corresponder, una previsión para reducir su valor al de probable recupero. Las participaciones en sociedades extranjeras han sido convertidas a pesos utilizando las cotizaciones vigentes al cierre de cada ejercicio.

Se han adecuado los estados contables de las sociedades vinculadas para adaptarlos a los criterios contables aplicados en la confección de los estados contables de YPF. La Dirección de la Sociedad no ha tomado conocimiento de hechos que modifiquen la situación patrimonial, financiera o los resultados de las sociedades vinculadas al 31 de diciembre de 1994, que tengan un impacto significativo en la valuación de las inversiones a dicha fecha.

La Sociedad mantiene totalmente previsionada su participación del 60% en Agroquímica Latinoamericana S.A., por estimarse el costo de la inversión de dudosa recuperabilidad.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1992, YPF constituyó las siguientes sociedades: Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A., Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., Refinería del Norte S.A., Oleoductos del Valle S.A. y Ebytem S.A.

Durante 1993, la Sociedad constituyó A&C Pipeline Holding Company, Transportes Marítimos Petroleros S.A., Terminales Marítimas Patagónicas S.A. e YPF USA Inc., y adquirió el 99,99% del paquete accionario de Agip Argentina S.A. (la cual se denomina ahora YPF Gas S.A.). Asimismo, efectivizó la venta de su 49% de participación accionaria en Interpetrol S.A. y cedió al Ministerio de Defensa las tenencias accionarias de Petroquímica Bahía Blanca S.A. y Petroquímica General Mosconi S.A.I.C. sin recibir resarcimiento económico. En consecuencia, los montos registrados en inversiones fueron dados de baja, al igual que las provisiones que se habían constituido a tal efecto.

Adicionalmente, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1994 YPF constituyó las sociedades Servired YPF S.A., Sociedad Inmobiliaria Red Propia S.A., Operadora de Estaciones de Servicios S.A., YPF Exploration and Production Overseas Inc., YPF Chile S.A. y Petróleos Transandinos YPF S.A. y adquirió el 50% de Petroken Petroquímica Ensenada S.A.

La Sociedad ha presentado estados contables consolidados como información complementaria a los presentes estados contables al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1994 y 1993 (Cuadro I). Dado que la inversión en Agroquímica Latinoamericana S.A. ha sido totalmente provisionada y que las inversiones de YPF en sociedades controladas al 31 de diciembre de 1992 no eran significativas, la Sociedad ha decidido no presentar estados contables consolidados a esa fecha como información complementaria a los presentes estados contables.

e) Bienes de uso:

Al costo de adquisición reexpresado en moneda de cierre de cada ejercicio, menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Para los bienes destinados a la venta, cesión o asociación, se incluyó en los casos en que corresponda, una previsión para adecuar dichos valores a los de probable recupero.

A partir del 1° de enero de 1994, para aquellos bienes cuya construcción requiere un período prolongado de tiempo, se han activado los costos financieros generados por su financiación con capital de terceros, netos del efecto de la inflación general sobre los pasivos que los originaron. Esta capitalización fue realizada de acuerdo con lo establecido por la Resolución Técnica N° 10 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, la Resolución General N° 195 de la Comisión Nacional de Valores y el Statement of Financial Accounting Standards N° 34 del Financial Accounting Standards Board de los Estados Unidos de Norteamérica. El cambio mencionado no fue aplicado en forma retroactiva debido a que el efecto en los ejercicios anteriores no es significativo.

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 área, 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. Estas reservas al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 han sido auditadas por la consultora internacional Gaffney, Cline y Asociados, ingenieros petroleros.
- 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 basados en 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 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.

f) Activos intangibles:

Llave de negocio: corresponde a la diferencia entre el costo de adquisición de la inversión en YPF Gas S.A. y su valor patrimonial proporcional, el cual es similar al valor de mercado de los activos y pasivos netos de esta sociedad a la fecha de adquisición de los mismos, reexpresado en moneda de cierre del ejercicio. La llave de negocio se expone neta de la correspondiente amortización acumulada calculada en base a una vida útil estimada de 120 meses.

g) Impuestos y regalías:

Impuesto a las ganancias y a los activos

Estos impuestos funcionan en la práctica como complementarios dado que mientras el impuesto a las ganancias grava la utilidad impositiva real del ejercicio, el impuesto a los activos constituye una imposición mínima que grava la renta potencial de los activos productivos, de modo que en cualquier caso el desembolso total de la Sociedad coincidirá con el mayor de ambos impuestos.

No se ha contabilizado provisión para el impuesto a las ganancias por haberse estimado la existencia de quebranto impositivo al cierre de cada uno de los ejercicios fiscales.

Al 31 de diciembre de 1994, el quebranto impositivo acumulado estimado asciende aproximadamente a 1.043, que computado a la tasa impositiva vigente del 30% asciende a 313 y se podrá utilizar 35 hasta el año 1996, 263 hasta el año 1997 y 15 hasta el año 1998. El mismo se produjo en su totalidad a partir del 1º de enero de 1991.

En virtud de los decretos N° 1.924/91 y 1.521/93 del Poder Ejecutivo Nacional, la Sociedad estuvo exenta del impuesto a los activos hasta el 7 de julio de 1993, día en que concluyó la privatización. Durante 1994, este impuesto fue derogado en la mayoría de las provincias donde se encuentran ubicados los activos de YPF. Para las restantes provincias, dicho impuesto será derogado para los ejercicios finalizados a partir del 30 de junio de 1995.

La alícuota del impuesto es del 1%. La base imponible comprende casi la totalidad del activo, excepto las altas de bienes de uso durante los dos primeros ejercicios y las participaciones permanentes en sociedades constituidas en el país, según su valuación impositiva. La valuación impositiva, excepto por la

inadmisibilidad de la deducción de la gran mayoría de las provisiones constituidas por la Sociedad, no varía significativamente de la valuación contable.

Moratorias Impositivas

Con fecha 2 de julio de 1993 la Sociedad se acogió al Decreto N° 932/93 de moratoria impositiva por un monto de 30 cancelable en treinta cuotas. Esta deuda fue cancelada en forma anticipada con fecha 3 de febrero de 1994. La misma se origina en el cambio de criterio en el Impuesto al Valor Agregado con respecto al nacimiento del hecho imponible en las ventas de gas y otros conceptos. Por otro lado, este cambio de criterio origina un saldo a favor de la empresa de similar magnitud, por el que se ha solicitado su devolución o la autorización para compensarlo con otros impuestos a favor de la Dirección General Impositiva.

Regalías e impuesto a los ingresos brutos

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

Las ventas, excepto las exportaciones, están alcanzadas por el impuesto a los ingresos brutos, cuya alícuota efectiva promedio fue de aproximadamente 1,37%, 1,2% y 1,2% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 respectivamente.

h) Provisiones:

- **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. La previsión para pérdidas futuras por contratos a largo plazo se ha constituido por su valor actual, utilizando una tasa de descuento anual del 10% (Nota 15).

En la Nota 15 se describe el proceso de asunción de las contingencias al 31 de diciembre de 1990 por parte del Estado Nacional.

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

i) Cuentas del patrimonio neto:

Se reexpresan en moneda de cierre de cada ejercicio, excepto la cuenta "Capital suscrito", la cual se ha mantenido por su valor de origen. El ajuste derivado de su reexpresión a esa fecha se expone en la cuenta "Ajuste de los aportes".

j) Cuentas del estado de resultados:

Todas las cuentas se reexpresan en moneda de cierre de cada ejercicio, mediante la aplicación de los siguientes criterios:

- Las cuentas que acumulan operaciones monetarias ocurridas a lo largo de cada ejercicio se reexpresaron mediante la aplicación a los importes originales de los coeficientes correspondientes al mes de devengamiento.
- Los cargos por consumos de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se reexpresaron en función de los importes ajustados de tales activos.
- El resultado por tenencia correspondiente a los bienes de cambio y a las inversiones temporarias en títulos públicos valuados a su valor corriente está neto del efecto de la inflación general de cada ejercicio sobre dichos bienes, y se expone en el rubro "Resultado por tenencia de bienes de cambio" y "Resultado por venta y por tenencia de BOCONES", respectivamente (Nota 4.j).
- Las ganancias y pérdidas financieras se exponen netas del efecto de la inflación general sobre los activos y pasivos que las gene-

raron. Bajo la denominación de "Resultado por exposición a la inflación" se expone el efecto de la inflación general sobre los activos y pasivos monetarios (Nota 4.j).

- Los resultados de inversiones permanentes en sociedades controladas (excepto por Agroquímica Latinoamericana S.A., la cual se encuentra totalmente provisionada) y en aquellas sociedades vinculadas en las cuales se posee una participación del 50%, han sido consolidados línea por línea, 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 ajustados por inflación al cierre de cada ejercicio y se exponen 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.

4 DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LOS ESTADOS CONTABLES

Se indica a continuación la composición de los principales rubros de cada estado contable (a las fechas de cierre indicadas o por los ejercicios finalizados en esas fechas, según corresponda):

Balances Generales:

Activo

	1994		1993		1992	
	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
A) INVERSIONES:						
Colocaciones transitorias	6	—	7	—	18 ⁽¹⁾	—
Títulos públicos (Anexo C)	5	—	5	—	325	64
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Anexo C)	—	233	—	119	—	243
Provisión para desvalorización de las participaciones en Sociedades Art. 33 Ley 19.550 (Anexo E)	—	(2)	—	(2)	—	(204)
	11	231	12	117	343	103

⁽¹⁾ Inversiones con vencimiento pactado superior a tres meses.

	1994		1993		1992	
	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
B) CREDITOS POR VENTAS:						
Deudores del sector público	139	29	160	69	548	393
Deudores del sector privado	541	—	488	—	355	—
Documentos a cobrar ⁽¹⁾⁽²⁾	90	206	59	240	136	352
Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 10)	9	—	5	—	12	125
	779	235	712	309	1.051	870
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(141)	—	(144)	—	(149)	—
Previsión para valorar créditos con el sector público a su probable valor de realización (Anexo E)	(109)	(4)	(112)	(5)	(410)	(60)
	529	231	456	304	492	810

⁽¹⁾ Estos documentos incluyen intereses por 38 al 31 de diciembre de 1994, devengando interés Libor más un 4.8% anual.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 1994 los vencimientos de los documentos a cobrar a largo plazo son los siguientes: 83 en 1996, 95 en 1997, 12 en 1998 y 16 en 1999.

	1994		1993		1992	
	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
C) OTROS CREDITOS:						
Créditos y anticipos de impuestos y reembolsos por regalías	105	16	210	—	52	—
Deudores por servicios	42	—	66	—	52	—
Por venta de BOCONES ⁽¹⁾	28	49	—	84	—	—
Gastos pagados por adelantado	13	63	69	—	22	—
Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 10)	5	4	5	—	2	—
Swap financiero	3	23	—	—	—	—
Ahorro obligatorio (Nota 16)	—	—	71	—	70	—
Por venta de bienes de uso ⁽¹⁾	—	39	—	46	—	—
Préstamos a clientes	26	32	9	27	—	—
Diversos	65	29	32	44	35	28
	287	255	462	201	233	28
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(57)	—	—	—	(14)	—
	230	255	462	201	219	28

⁽¹⁾ Estos créditos devengan interés a una tasa que varía entre Libor más 4% y 5% anual, respectivamente; y los vencimientos de la porción no corriente al 31 de diciembre de 1994 son los siguientes:

	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	A más de 4 años	Total
Por venta de bienes de uso	10	9	8	12	39
Por venta de BOCONES	49	—	—	—	49

	1994	1993	1992
D) BIENES DE CAMBIO:			
Productos destilados para la venta	143	213	241
Productos en proceso de destilación	13	45	27
Petróleo crudo	84	103	103
Materiales	10	96	88
Materias primas y envases	31	23	31
	281	480	490
Previsión para obsolescencia de bienes de cambio (Anexo E)	(9)	(97)	(88)
	272	383	402
E) BIENES DE USO			
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	5.694	5.708	5.788
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(31)	(60)	(196)
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(19)	(27)	(11)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(4)	(75)	(277)
	5.640	5.546	5.304

Pasivo

	1994		1993		1992	
	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE	CORRIENTE	No CORRIENTE
F) CUENTAS POR PAGAR:						
Proveedores	553	14	513	21	340	20
Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 10)	28	—	23	—	—	—
Obligaciones a pagar	10	2	16	11	23	20
Diversas	74	7	119	14	111	45
	665	23	671	46	474	85

G) PRESTAMOS:	TASA DE INTERES ¹⁾	1994	1993	1992
Corriente				
Deuda financiera externa:				
Bank of New York y otros - intereses	-	-	163	1.644
The Export Import Bank of Japan	5,25%	45	44	38
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento ("B.I.R.F.")	8,25%	2	55	90
Swap financiero	7,28%	2	5	-
Bank of Tokyo Ltd.	-	-	-	34
Otros acreedores	4-7%	26	72	64
		75	339	1.870
Retención impuesto a las ganancias - beneficiarios del exterior		23	46	217
Menos: Compromiso de aporte para asumir los intereses sobre la deuda financiera externa sujeta al Plan Brady - Bank of New York y otros - Ley N° 23.526 (Nota 11)		-	(208)	(1.827)
Menos: Compromiso de aporte para asumir deuda financiera externa - Ley N° 23.526 (Nota 11)		(50)	(57)	(118)
		48	120	142
Obligaciones negociables - intereses	-	11	-	-
Otras deudas bancarias	6,21-11,5%	405	143	269
		464	263	411

¹⁾ Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 1994.

	TASA DE INTERES ¹⁾	VENCIMIENTO	1994	1993	1992
No corriente					
Deuda financiera externa:					
The Export Import Bank of Japan	5,25%	1996-2003	280	299	305
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento ("B.I.R.F.")	-	-	-	102	135
Swap financiero	7,28%	1996-2003	-	18	-
Otros acreedores	8,85-9,74%	1996-2003	11	47	22
			291	466	462
Menos: Compromiso de aporte para asumir deuda financiera externa - Ley N° 23.526 (Nota 11)			-	(13)	(31)
			291	453	431
Obligaciones negociables	8%	2004	350	-	-
			641	453	431

¹⁾ Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 1994.

Al 31 de diciembre de 1994, los vencimientos de los préstamos a largo plazo, netos del Compromiso de aporte para asumir deuda financiera externa - Ley N° 23.526, son los siguientes:

	DE 1 A 2 AÑOS	DE 2 A 3 AÑOS	DE 3 A 4 AÑOS	DE 4 A 5 AÑOS	A MAS DE 5 AÑOS	TOTAL
Préstamos	39	40	40	40	482	641

Al 31 de diciembre de 1994, los principales préstamos que incluyen cláusulas restrictivas son los siguientes:

a) Obligaciones Negociables:

Durante el primer trimestre de 1994 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables por 350 millones de dólares de valor nominal. Las condiciones finales de la colocación fueron 0,9977 del valor nominal y tasa fija de 8% anual. Los ingresos netos fueron utilizados en parte para cancelar anticipadamente uno de los préstamos pendientes con el B.I.R.F. El remanente de los ingresos netos provenientes de esta emisión fueron destinados a cancelar otras deudas bancarias y a financiar inversiones y gastos de capital.

En relación con la emisión de Obligaciones Negociables, la Sociedad y sus sociedades controladas han acordado ciertas cláusulas, incluyendo entre otras, pagar todos sus pasivos antes de su vencimiento y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos.

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 de capital de las Obligaciones Negociables en circulación podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

b) The Export Import Bank of Japan: Financiamiento de obras de infraestructura.

En caso de ocurrir alguna de las situaciones que se exponen a continuación, 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:

- Si la Sociedad incumpliera por más de 30 días en el pago de capital o interés,
- ante cualquier acción o proceso por el cual los activos de la Sociedad pudieran ser distribuidos entre sus acreedores, o
- en caso de disolución y/o suspensión de las operaciones de la Sociedad.

El acuerdo de préstamos con el Export Import Bank of Japan contiene cláusulas previendo causales de incumplimiento. Este acuerdo requiere que YPF informe al Export Import Bank of Japan cualquier transacción fuera del curso normal de los negocios, que resulte en disposiciones de activos significativas en relación con la operatoria de la Sociedad. Debido al proceso de privatización y transformación que la Sociedad atravesó (Nota 1), la Sociedad ha obtenido una exención de carácter permanente a esta restricción por parte del Export Import Bank of

Japan. En relación con esta autorización, la Sociedad se ha comprometido a mantener su porcentaje de participación del 30% en Refinería del Norte S.A. (Refinor) y a evitar que Refinor disponga de sus principales activos operativos durante la vigencia del plazo del préstamo.

Adicionalmente, el acuerdo de préstamos con el Export Import Bank of Japan contiene causales de incumplimiento que pueden materializarse mediante notificación del prestamista, en caso de que el Gobierno Argentino como garante de los préstamos deje de pagar sus obligaciones vencidas por un monto acumulado de más de 15 millones de dólares estadounidenses, o suspenda sus pagos, o no esté en condiciones de pagar, o solicite que cualquiera de sus obligaciones sea diferida, pospuesta o reescalada o se acuerde, declare o imponga una moratoria en el pago de las mismas. La Sociedad no ha sido notificada de ningún incumplimiento relacionado con este acuerdo.

Los préstamos en moneda extranjera al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 se detallan en el Anexo G. La información referida al cambio de moneda que cubre la exposición a la devaluación del dólar estadounidense con respecto al yen, correspondiente al préstamo con el Export Import Bank of Japan se expone en la Nota 2.

c) Programa de obligaciones negociables a mediano plazo:

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 7 de diciembre de 1993 y el Directorio en sus reuniones del 7 de junio y 6 de julio de 1994 aprobaron un programa global de emisión de Obligaciones Negociables a mediano plazo no convertibles en acciones, por un monto de hasta U\$S 500 millones. Las cláusulas restrictivas y los principales supuestos de incumplimiento para esta emisión concuerdan con los detallados para la emisión de las obligaciones negociables por U\$S 350 millones a vencer en el año 2004. Los fondos provenientes de estas ofertas se aplicarán, a medida que se obtengan, a la refinanciación de pasivos, a la realización de inversiones en activos fijos dentro de la República Argentina, en especial en proyectos relacionados con la protección del medio ambiente, y a las sociedades controladas o vinculadas a YPF, con los mismos propósitos.

El Directorio en su reunión del 6 de febrero de 1995 aprobó la emisión de obligaciones negociables por U\$S 300 millones, correspondientes al programa global mencionado anteriormente. Los pagos de capital e intereses se efectuarán con los ingresos provenientes de las exportaciones de crudo de ciertos contratos a largo plazo.

Estados de Resultados:

H) CONSOLIDACION PROPORCIONAL:

Según se explica en nota 3 j, los resultados de inversiones permanentes en sociedades controladas (excepto por Agroquímica Latinoamericana S.A., la cual se encuentra totalmente provisionada) y en aquellas sociedades vinculadas en las cuales se posee una participación del 50%, han sido consolidadas proporcionalmente línea por línea, neto de las operaciones entre compañías. Este cambio de presentación ha sido aplicado retroactivamente para fines comparativos.

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

	1994			1993			1992		
	YPF	OTRAS	TOTAL	YPF	OTRAS	TOTAL	YPF	OTRAS	TOTAL
Ventas netas (Nota 13)	4.128	64	4.192	4.188	2	4.190	4.094	-	4.094
Costo de ventas (Anexo F)	(2.791)	(43)	(2.834)	(2.879)	(1)	(2.880)	(3.014)	-	(3.014)
Utilidad bruta	1.337	21	1.358	1.309	1	1.310	1.080	-	1.080
Gastos de administración (Anexo H)	(136)	(11)	(147)	(123)	(1)	(124)	(254)	-	(254)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(328)	(1)	(329)	(320)	(1)	(321)	(199)	-	(199)
Gastos de exploración (Anexo H)	(170)	(4)	(174)	(110)	-	(110)	(73)	-	(73)
Utilidad operativa	703	5	708	756	(1)	755	554	-	554
Resultados de inversiones permanentes	24	(2)	22	7	1	8	4	-	4
Otros egresos, netos (Nota 4.i)	(140)	(2)	(142)	(122)	-	(122)	(48)	-	(48)
Resultados financieros y por tenencia:									
Generados por activos (Nota 4.j)	(65)	(2)	(67)	128	-	128	(53)	-	(53)
Generados por pasivos (Nota 4.j)	25	2	27	(171)	-	(171)	(24)	-	(24)
Resultados por reconversión de contratos y venta de áreas (Nota 4.k)	1	-	1	224	-	224	-	-	-
Utilidad antes de resultados inusuales y extraordinarios	548	1	549	822	-	822	433	-	433
Resultados inusuales y extraordinarios (Nota 4.l)	-	-	-	(45)	-	(45)	(162)	-	(162)
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias y a los activos	548	1	549	777	-	777	271	-	271
Impuesto a las ganancias y a los activos	(10)	(1)	(11)	(30)	-	(30)	-	-	-
Utilidad neta	538	-	538	747	-	747	271	-	271
Utilidad neta y proforma por acción (Nota 2)	1,52	-	1,52	2,12	-	2,12	0,77	-	0,77

I) OTROS EGRESOS, NETOS:

	INGRESOS (EGRESOS)		
	1994	1993	1992
Obra Social:			
Ingresos por contribuciones	11	22	46
Costo de los servicios prestados	(29)	(92)	(121)
Neto	(18)	(70)	(75)
Indemnizaciones por despidos y otros gastos de personal	(58)	-	-
Gastos de investigación y desarrollo	-	(7)	(15)
Diversos	(64)	(45)	42
	(140)	(122)	(48)

La operatoria de la Obra Social se detalla en la Nota 14.

J) RESULTADOS FINANCIEROS Y POR TENENCIA:

	GANANCIA (PERDIDA)		
	1994	1993	1992
Generados por activos:			
Intereses	60	71	37
Diferencia de cambio	(26)	-	(12)
Resultado por venta y por tenencia de BOCONES	-	53	-
Resultado por exposición a la inflación	(47)	2	(28)
Resultado por tenencia de bienes de cambio (Anexo F)	(52)	2	(50)
	(65)	128	(53)
Generados por pasivos:			
Intereses	(93)	(120)	(79)
Diferencia de cambio	74	(58)	24
Resultado por exposición a la inflación	44	7	31
	25	(171)	(24)
	(40)	(43)	(77)

**K) RESULTADOS POR RECONVERSION DE CONTRATOS Y VENTA DE AREAS
(NOTA 15):**

	GANANCIA (PERDIDA)		
	1994	1993	1992
Reconversión Contrato Amoco (Anexo E)	(66)	-	-
Venta área Río Neuquén	67	-	-
Reconversión Contrato TOTAL (Anexo E)	-	224	-
	1	224	-

L) RESULTADOS INUSUALES Y EXTRAORDINARIOS:

	GANANCIA (PERDIDA)		
	1994	1993	1992
INUSUALES			
Plan de reestructuración — Indemnizaciones por despidos	-	(65)	(161)
Ganancia por la cesión y/o asociación en áreas y por la venta de otros activos de acuerdo con el Decreto de Transformación ⁽¹⁾	-	33	96
Valuación de bienes de uso a desafectar según lo dispuesto por la Ley de Privatización de YPF, a su valor estimado de realización	-	-	(41)
Otros	-	(13)	(35)
	-	(45)	(141)
EXTRAORDINARIOS			
Irrecuperabilidad de créditos por los fondos suministrados a la Secretaría de Energía para financiar el Plan Argentina	-	-	(12)
Ajuste de las inversiones en Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 por la transferencia de acciones al Estado Nacional, sin compensación para YPF	-	-	8
Irrecuperabilidad de créditos con el sector público producto de los Decretos de consolidación de deudas y de la privatización de empresas del Estado	-	-	(4)
Otros	-	-	(13)
	-	-	(21)
	-	(45)	(162)

⁽¹⁾ La sociedad registró estas operaciones como se indica a continuación:

	1994	1993	1992
Ingreso neto ⁽²⁾	-	138	444
Costo	-	(105)	(348)
Ganancia por venta y/o asociación de activos	-	33 ⁽³⁾	96 ⁽⁴⁾

⁽²⁾ Neto del 30% de la contribución al sistema de Seguridad Social.

⁽³⁾ Corresponde a la venta del 70% de la participación en Oleoductos del Valle S.A., Ebytem S.A. y Transportes Marítimos Petroleros S.A.; a la venta del 49% de la participación en Interpetrol S.A.; y a la venta de las refinerías Dock Sud y San Lorenzo.

⁽⁴⁾ Corresponde a la transferencia del 70% de participación en las áreas Santa Cruz II, Tierra del Fuego, Aguarañe y Palmar Largo; y a la venta del 70% de la participación en Refinería del Norte S.A.

5 ACTIVOS DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 1994 la Sociedad posee títulos públicos por 5 depositados en garantía. Adicionalmente, en garantía del cumplimiento de contratos, la Sociedad entregó documentos por 25 y avales bancarios por 6 a Perupetro al 31 de diciembre de 1994.

Asimismo YPF asumió garantías por 39 a favor de los acreedores de Petroken Petroquímica Ensenada S.A. ("Petroken"), como consecuencia de haber adquirido en junio de 1994 el 50 % del paquete accionario de la mencionada sociedad. Adicionalmente, Petroken no podrá abonar dividendos si no mantiene ciertos ratios; y las acciones que YPF posee de esta sociedad no pueden ser vendidas sin la previa autorización de la Corporación Financiera Internacional, debido a préstamos entregados por esta entidad a Petroken.

La Sociedad, en octubre de 1993, prendó las acciones que posee de Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A., Oleoducto Trasandino (Chile) S.A. y A&C Pipeline Holding Company en garantía del cumplimiento de créditos por 126 otorgados por el Banco Río de la Plata S.A. a las dos sociedades mencionadas en primer lugar. También cedió en garantía del cumplimiento de uno de los créditos mencionados anteriormente, la concesión de transporte para explotar el oleoducto trasandino dentro de los límites de la República Argentina. La Sociedad se ha constituido en fiador solidario de dichos créditos.

6 MEDIO AMBIENTE

La Dirección de YPF estima 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 Norteamérica y en países de la Comunidad Económica Europea.

El plan de acción previsto para los próximos 3 años, a partir de 1995, incluye inversiones estimadas por 260. Los gastos requeridos para subsanar daños ya causados han sido provisionados al 31 de diciembre de 1994.

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 los planes de la Dirección o en las leyes o regulaciones argentinas podrían afectar los resultados de las operaciones en los años venideros.

7 CAPITAL SOCIAL

De acuerdo con lo dispuesto por el nuevo estatuto de la Sociedad, aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 11 de junio de 1993, el capital de la Sociedad se incrementó de 610 a 3.530. Está representado por 353.000.000 acciones ordinarias, escriturales, de valor nominal \$10 y se encuentra totalmente suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública. No se ha registrado modificación en el número de las acciones desde la fecha antes mencionada.

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.
Clase "B":	Acciones adquiridas por las Provincias.
Clase "C":	Acciones a ser adquiridas por el personal de la Sociedad, equivalentes al 10% del Capital Social, a un precio de \$19 por acción. El precio de venta de estas acciones será integrado con las distribuciones de dividendos correspondientes y con el 50% de las utilidades generadas por los bonos de participación en las ganancias emitidos de acuerdo a la Ley N° 23.696 (Nota 16).
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 ó 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 1994, es la siguiente:

Acciones Clase "A"	71.672.544
Acciones Clase "B"	39.765.234
Acciones Clase "C"	35.300.000
Acciones Clase "D"	206.262.222
	353.000.000

8 CREDITOS CON EL SECTOR PUBLICO

Al 31 de diciembre de 1992 se completaron gestiones con los principales clientes del sector público, firmando actas acuerdo o de reconocimiento de deudas al 31 de diciembre de 1991 con la mayor parte de ellos. Las citadas actas acuerdo contemplaron las transferencias a la Sociedad de bienes de uso de Gas del Estado y Petroquímica General Mosconi S.A.I.C., que han sido aprobadas por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sobre los cuales la Sociedad aún está efectuando los trámites de cambio de titularidad.

Al 31 de diciembre de 1994 existían créditos con el sector público por 29, a cobrar en efectivo de los futuros adjudicatarios de las empresas públicas a privatizar, según lo dispuesto por la Resolución N° 2/94 de la Secretaría de Energía.

9 SUCURSALES EN EL EXTERIOR Y PARTICIPACION EN CONSORCIOS, Y UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS

Al 31 de diciembre de 1994, la Sociedad integraba los siguientes consorcios de exploración y explotación:

NOMBRE Y UBICACION	PARTICIPACION	OPERADOR	DURACION HASTA	TIPO DE EXPLOTACION
Bloque 14 ⁽¹⁾ Ecuador	25%	Elf Hydrocarbures Equateur	(1)	Exploración y Producción
Vizcacheras Mendoza	10%	Astra C.A.P.S.A.	2016	Extracción petróleo
El Huemul Santa Cruz	30%	Total Austral S.A.	2016	Extracción petróleo
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	40%	Cía. Naviera Perez Companc S.A.C.F.I.M.F.A.	2016	Extracción petróleo
El Tordillo Chubut	10%	Tecpetrol S.A.	2016	Extracción petróleo
Santa Cruz I Santa Cruz	30%	Quintana Exploration Argentina S.A.	2016	Extracción petróleo y gas
Magallanes "A" Santa Cruz	50%	Sipetrol S.A.	2016	Extracción petróleo y gas
Santa Cruz II Santa Cruz	30%	Cía. Naviera Perez Companc S.A.C.F.I.M.F.A.	2017	Extracción petróleo y gas
Tierra del Fuego Tierra del Fuego	30%	Bridas S.A.P.I.C.	2017	Extracción petróleo y gas
Palmar Largo Formosa	30%	Pluspetrol S.A.	2017	Extracción petróleo y gas
Aguaragüe Salta	30%	Ampolex S.A.	2017	Extracción petróleo y gas
El Portón-Buta Ranquil Neuquén	50%	Mexpetrol Argentina S.A.	2017	Extracción petróleo y gas
Aguada Pichana ⁽²⁾ Neuquén	27,28%	Total Austral S.A.	2017	Extracción petróleo y gas
San Roque ⁽²⁾ Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	2017	Extracción petróleo y gas
Acambuco ⁽²⁾ Salta	45%	YPF S.A. ⁽³⁾	2016	Exploración y Producción

⁽¹⁾ Consorcio en que la Sociedad participa en el exterior.

⁽²⁾ Consorcios formados en 1994.

⁽³⁾ Momento del descubrimiento de reservas comercialmente explotables, a partir del cual se decidirá si se venderá la propiedad o si se explotará el área.

⁽⁴⁾ Al finalizar la etapa de exploración, y luego de que se hayan reembolsado ciertos gastos a realizar por YPF (fuera de sus obligaciones mínimas), el operador será Bridas S.A.P.I.C.

Excepto por el contrato Bloque 14 y Magallanes "A", la participación de la Sociedad en los consorcios ("UTES") y en las sucursales en el exterior ha sido consolidada línea por línea en base a la participación proporcional en los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos de los estados contables de tales consorcios. Con respecto al contrato Bloque 14, 21, 20 y 16, al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992, respectivamente, han sido incluidos en otros créditos no corrientes. En el caso de Magallanes "A" no se incluye monto alguno dado que el contrato prevé que YPF efectúe como aporte único y exclusivo el área, con las reservas, descubrimientos y la información técnica obrante en su poder, y Sipetrol S.A. las inversiones y la operación del consorcio, teniendo 6 años para recuperar las mismas con la producción; ésta se distribuirá en partes iguales.

La participación de la Sociedad en las erogaciones mínimas comprometidas en estos consorcios alcanza aproximadamente a 130.

La Sociedad participa en el "Plan Argentina". Por medio de este plan, el Gobierno Nacional licita concesiones de exploración. Hasta el 31 de diciembre de 1994, 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 1994, los compromisos de inversión ascienden aproximadamente a 64.

La Sociedad también firmó un acuerdo con otra compañía petrolera para realizar trabajos exploratorios a costo exclusivo de esta última sociedad en ciertas áreas de la cuenca neuquina.

La Sociedad ha decidido participar en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas de Bolivia, Perú y el Golfo de México, para lo cual ha constituido sucursales en las Repúblicas de Bolivia y Perú, y una sociedad en Estados Unidos de Norteamérica (YPF Exploration and Production Overseas Inc.) durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1994.

YPF S.A. (Sucursal Bolivia) firmó acuerdos con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos para la exploración y eventual asociación en la explotación de dos áreas (Charagüa y Montero) en la República de Bolivia. Por su parte, YPF Exploration and Production Overseas Inc., ha firmado acuerdos de asociación con varias empresas petroleras para la exploración y eventual explotación de las siguientes áreas pertenecientes al Golfo de México: Bloques 71 y 148 (Eugene Island), Bloque 77 (East Cameron) y Bloques 224 y 235 (Timbalier). Asimismo YPF S.A. (Sucursal Perú) firmó un acuerdo con Perupetro y Quintana Minerals Corporation (Sucursal Perú) para la exploración y even-

tual explotación del área Bloque 50 en Perú. Al 31 de diciembre de 1994, los compromisos de inversión ascienden a 16.

Adicionalmente, YPF está estudiando ciertas perspectivas existentes para desarrollar operaciones de exploración, producción y comercialización en Chile, Paraguay, Perú, Uruguay, Colombia y Argelia.

Los activos y pasivos de los consorcios y sucursales que se incluyen en cada rubro del balance general son los siguientes:

	1994	1993	1992
Activo corriente	20	7	6
Activo no corriente	128	79	45
Total del activo	148	86	51
Pasivo corriente	28	21	17
Pasivo no corriente	4	2	-
Total del pasivo	32	23	17

10 OPERACIONES Y SALDOS CON SOCIEDADES ART. 33 LEY N° 19.550

Los saldos pendientes al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 por operaciones con Sociedades Art. 33 de la Ley N° 19.550 son los siguientes:

	CREDITOS POR VENTAS					
	1994		1993		1992	
	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE
SOCIEDAD CONTROLADA:						
YPF Gas S.A.	2	-	-	-	-	-
SOCIEDADES VINCULADAS:						
Refinería del Norte S.A.	6	-	5	-	-	-
Petroken Petroquímica Ensenada S.A.	1	-	-	-	-	-
Interpetrol S.A.	-	-	-	-	12	-
Petroquímica General Mosconi S.A.I.C.	-	-	-	-	-	120 ⁽¹⁾
	7	-	5	-	12	120
	9	-	5	-	12	120

⁽¹⁾ Este importe se encuentra neto de 5 en concepto de provisión para valorar créditos con el sector público a su probable valor de realización.

	OTROS CREDITOS					
	1994		1993		1992	
	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE
SOCIEDADES CONTROLADAS:						
Sociedad Inmobiliaria Red Propia S.A.	2	-	-	-	-	-
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	1	-	-	-	-	-
YPF USA Inc.	-	4	-	-	-	-
YPF Gas S.A.	-	-	5	-	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	-	-	2	-
	3	4	5	-	2	-
SOCIEDADES VINCULADAS:						
Transportes Marítimos Petroleros S.A.	1	-	-	-	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	-	-	-	-	-
	2	-	-	-	-	-
	5	4	5	-	2	-

CUENTAS POR PAGAR — CORRIENTES			
	1994	1993	1992
SOCIEDADES CONTROLADAS:			
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2	1	—
YPF Gas S.A.	2	—	—
	4	1	—
SOCIEDADES VINCULADAS:			
Refinería del Norte S.A.	9	5	—
Oleoductos del Valle S.A.	9	11	—
Ebytem S.A.	2	3	—
Transportes Marítimos Petroleros S.A.	2	3	—
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	2	—	—
	24	22	—
	28	23	—

La Sociedad efectúa compras y ventas a 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 1994, 1993 y 1992, son las siguientes:

	1994	1993	1992
VENTAS			
SOCIEDAD CONTROLADA:			
YPF Gas S.A.	16	1	—
SOCIEDADES VINCULADAS:			
Refinería del Norte S.A.	73	57	—
Petroken Petroquímica Ensenada S.A. (1)	4	—	—
Oleoductos del Valle S.A.	3	3	—
Transportes Marítimos Petroleros S.A.	1	—	—
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	—	—
Petroquímica General Mosconi S.A.I.C. (1)	—	17	96
Interpetrol S.A. (1)	—	100	245
	82	177	341
	98	178	341
COMPRAS Y GASTOS			
SOCIEDADES CONTROLADAS:			
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	16	—	—
Servired YPF S.A.	3	—	—
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	2	—	—
YPF Gas S.A.	1	—	—
Sociedad Inmobiliaria Red Propia S.A.	1	—	—
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	1	—	—
	24	—	—
SOCIEDADES VINCULADAS:			
Refinería del Norte S.A.	126	117	—
Oleoductos del Valle S.A.	48	35	—
Transportes Marítimos Petroleros S.A.	16	5	—
Ebytem S.A.	14	15	—
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	10	—	—
Petroquímica General Mosconi S.A.I.C. (1)	—	11	29
Interpetrol S.A. (1)	—	5	33
	214	188	62
	238	188	62

(1) Se exponen las operaciones hasta el momento en que estas sociedades dejaron de ser vinculadas.

(2) Se exponen las operaciones desde el momento en que esta sociedad comenzó a ser vinculada.

11 DEUDA FINANCIERA EXTERNA — LEY N° 23.526

La deuda financiera externa de la Sociedad consistía en: (a) deuda anterior al 31 de diciembre de 1986 con acreedores del sector

privado externo; (b) deuda anterior al 31 de diciembre de 1986 con acreedores del sector público externo; y (c) deuda financiera contraída con posterioridad al 31 de diciembre de 1986.

Con relación a la deuda con el sector privado y el sector público existente al 31 de diciembre de 1986, el Congreso de la Nación dictó la Ley N° 23.526 por la cual el Gobierno Nacional asumió la responsabilidad de toda la deuda pendiente al 31 de diciembre de 1986, incluyendo los intereses y gastos relacionados. La asunción de la deuda debido a la mencionada ley generó un incremento del patrimonio neto que se incluyó como Aportes de los propietarios.

La Sociedad ha sido liberada formalmente de sus obligaciones, por la parte del capital adeudado al sector privado externo con anterioridad al 31 de diciembre de 1986, a partir del 7 de abril de 1993, fecha en que la Argentina ingresó al Plan Brady. También ha sido liberada de la totalidad de los intereses relacionados y su respectiva retención de impuesto a las ganancias devengada, en el cuarto trimestre de 1994. La Dirección de la Sociedad estima que no existirán reclamos sobre intereses en el futuro. Si estos reclamos ocurren, serán asumidos por el Gobierno Nacional de acuerdo a lo dispuesto por la Ley N° 23.526.

Debido a que la Sociedad no había sido formalmente liberada de todas sus obligaciones con respecto a los intereses y las correspondientes retenciones por impuesto a las ganancias devengadas que totalizaban 208 y 1.827 al 31 de diciembre de 1993 y 1992, respectivamente, se encuentran incluidas en la porción corriente de préstamos, regularizadas por el correspondiente compromiso de aporte para asumir los intereses sobre la deuda financiera externa privada (Nota 4.g).

En relación con los 50, 70 y 149 al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 de deuda con el sector público anterior al 31 de diciembre de 1986 y las correspondientes retenciones de impuestos, que no ingresó al Plan Brady, la Sociedad no será formalmente liberada de esta obligación por los acreedores; por ello, el crédito compromiso de aporte para asumir deuda financiera externa — Ley N° 23.526 se presenta en los estados contables regularizando el pasivo (Nota 4.g).

12 INFORMACION ADICIONAL SOBRE LOS ESTADOS DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS

	1994	1993	1992
Pagos en efectivo en concepto de:			
Impuesto a las ganancias y a los activos	17	25	12
Intereses	55	30	46
	72	55	58
Caja y equivalentes de caja (fondos) incluye:			
Caja y bancos	55	77	79
Inversiones (Nota 2)	6	7	—
	61	84	79

Las principales operaciones financieras y de inversión que no afectaron fondos están constituidas para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 por aportes en bienes de uso a sociedades vinculadas, provisiones para pérdidas futuras por contratos a largo plazo, distribución de dividendos pendientes de pago, pago de dividendos mediante su compensación con otros créditos, ventas a crédito de BOCONES y bienes de uso, cobranza de créditos en bienes de uso y BOCONES, adquisición a plazo de inversiones permanentes y activos intangibles, y deudas sociales y fiscales compensadas con créditos con el Tesoro Nacional.

13 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 servicio y concesiones, y las actividades de extracción de petróleo y gas. Todas estas operaciones se llevan a cabo a través del segmento de "Exploración y producción", mientras que las operaciones de refinación y venta ("Downstream") se realizan por medio del segmento de "Refinación y marketing".

Las otras actividades de la Sociedad, que no encuadran en estas dos categorías, se agrupan bajo la clasificación Administración Central que comprende también los activos no asignados a los otros dos segmentos (activos corporativos), incluyendo las disponibilidades.

Durante el segundo trimestre del ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 1993 y dentro del marco del proceso de transformación de la Sociedad, las Direcciones de las unidades de negocio decidieron implementar un nuevo procedimiento de asignación de costos en forma retroactiva al 1° de enero de 1993 para mejorar el control de la gestión y medición de resultados de cada una de las mencionadas unidades. Si este cambio hubiera sido aplicado en forma retroactiva al 1° de enero de 1992, habría originado una disminución de 79 en los gastos de administración y un incremento de 21 en los gastos de exploración y producción, de 24 en los de refinación y marketing, y de 34 en otros egresos netos, en los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1992.

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 en Argentina.

	EXPLORACION Y PRODUCCION	REFINACION Y MARKETING	ADMINISTRACION CENTRAL	AJUSTES DE CONSOLIDACION	TOTAL
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 1994					
Ventas netas a terceros	676	3.354	-	-	4.030
Ventas netas a sociedades controladas y vinculadas	25	73	-	-	98
Ventas netas intersegmentos	1.771	12	-	(1.783)	-
Ventas netas totales	2.472	3.439	-	(1.783)	4.128
Utilidad (pérdida) operativa	570	270	(127)	(10)	703
Resultado de inversiones permanentes	(4)	28	-	-	24
Depreciación de bienes de uso ⁽¹⁾	547	137	4	-	688
Inversión en bienes de uso	1.034	200	23	-	1.257
Activos identificables	3.995	2.871	690	(47)	7.509
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 1993					
Ventas netas a terceros	792	3.218	-	-	4.010
Ventas netas a sociedades controladas y vinculadas	29	149	-	-	178
Ventas netas intersegmentos	1.771	-	-	(1.771)	-
Ventas netas totales	2.592	3.367	-	(1.771)	4.188
Utilidad (pérdida) operativa	746	146	(123)	(13)	756
Resultado de inversiones permanentes	-	7	-	-	7
Depreciación de bienes de uso	443	126	2	-	571
Inversión en bienes de uso	881	397	6	-	1.284
Activos identificables	3.772	2.974	874	-	7.620
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 1992					
Ventas netas a terceros	777	2.976	-	-	3.753
Ventas netas a sociedades controladas y vinculadas	-	341	-	-	341
Ventas netas intersegmentos	1.996	-	-	(1.996)	-
Ventas netas totales	2.773	3.317	-	(1.996)	4.094
Utilidad (pérdida) operativa	914	(106)	(254)	-	554
Resultado de inversiones permanentes	-	4	-	-	4
Depreciación de bienes de uso ⁽¹⁾	523	139	3	-	665
Inversión en bienes de uso	569	201	4	-	774
Activos identificables	3.776	3.286	718	-	7.780

⁽¹⁾ Neto de depreciación acelerada.

Las ventas por exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 fueron de 1.157, 848 y 728, respectivamente. Aproximadamente el 66% de las exportaciones se realizan a países de América Central y América del Sur; el resto está dividido entre Europa y América del Norte.

14 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) Obra social y otros beneficios posteriores al retiro:

Provee los servicios de asistencia médica integral al personal activo de la Sociedad y provee los correspondientes a sus jubilados y pensionados. Para tal fin disponía como ingresos de las retenciones legales del 3% que se practicán sobre las remuneraciones de la totalidad del personal activo, del 6% de las mismas que legalmente la Sociedad hubiera aportado a otra Obra Social si no hubiera tenido la suya propia (ambos sujetos a un máximo por empleado, y netos de las contribuciones que deben realizarse a la Administración Nacional del Seguro de Salud) y, hasta abril de 1993 (cuando la Sociedad anunció que dejaría de atender a los jubilados y pensionados), de un aporte mensual que el Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados (el "INSSJP", obra social para jubilados y pensionados) efectuaba por cada jubilado y pensionado atendido por la Obra Social de la Sociedad. Los ingresos se registraban a medida que se devengaban y los costos por prestaciones al momento de su efectiva prestación.

Tal como se describe en la Nota 4.i, la Obra Social era deficitaria básicamente porque la atención de los jubilados y pensionados demandaba más fondos que los aportados por el INSSJP. Desde el 31 de diciembre de 1992, se han producido tres acciones significativas relacionadas con la Obra Social. En primer lugar, entre marzo de 1993 y abril de 1994 la Sociedad discontinuó la atención a jubilados y pensionados según lo permitido por la legislación vigente.

En segundo lugar, la Sociedad ha constituido una Obra Social independiente de YPF para beneficio de sus empleados activos y se encuentra gestionando el traspaso de los servicios correspondientes a la misma. Consecuentemente, la Dirección de la Sociedad considera que la contribución de YPF no sería superior al 6% de las remuneraciones, de conformidad con la legislación vigente.

En tercer lugar, YPF había recibido demandas judiciales de jubilados y pensionados, reclamando la restitución de las prestaciones médico-asistenciales. Los jueces intervinientes habían dictado medidas cautelares, acatadas por YPF mediante la entrega de certificados provisorios de atención médica, no obstante ser apeladas en el fuero judicial. Durante el segundo trimestre de 1994 la Cámara de Apelaciones dispuso el levantamiento de parte de dichas medidas cautelares. La Dirección de la Sociedad y sus asesores legales, no esperan que estas acciones legales tengan efectos adversos significativos en el resultado de las operaciones, pues se espera transferir al INSSJP el costo de las prestaciones reconocidas.

La Sociedad había prestado beneficios vacacionales a sus jubilados, pensionados y sus familiares hasta 1994. A partir de 1995, la prestación de estos beneficios fue discontinuada.

b) Programa de bonificación a funcionarios:

A partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1993, la Dirección de la Sociedad puso en práctica un programa de bonificación a funcionarios. La bonificación se basa en la evolución de la cotización de las acciones de la Sociedad y de sus resultados. El programa alcanza a los principales ejecutivos de la Sociedad.

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 5.

Los adherentes recibirán los fondos aportados por la Sociedad antes de su retiro, únicamente en caso de renuncia o despido injustificado bajo ciertas circunstancias, 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.

15 COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

La Sociedad ha llevado a cabo un análisis de sus compromisos contractuales que individualmente generan probables pérdidas futuras y ha provisionado el valor actual estimado de las mismas, empleando una tasa de descuento del 10% anual.

Los importes así calculados ascendieron, considerando la porción corriente y no corriente, a 96, 223 y 518 al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992, respectivamente y se incluyen en la Previsión para pérdidas futuras por contratos a largo plazo (Anexo E). Dichos saldos incluyen el efecto de:

a) Contratos de venta y obligaciones de compra de petróleo y gas: 54, 166 y 438 al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992, respectivamente.

De acuerdo con los Decretos N° 1.055, 1.212 y 1.589 promulgados en 1989 bajo las Leyes N° 17.319 y 23.696, se autorizó el otorgamiento de concesiones por 25 años a terceros, con libre disponibilidad de la producción, convirtiendo en innecesarios los contratos de servicios y se instruyó a la Sociedad para proceder a la reconversión de sus contratos de servicios existentes en concesiones a través de la renegociación de los mismos.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (la "Sociedad Predecesora") había firmado un acuerdo con Total Austral S.A., Deminex Argentina S.A. y Bidas S.A.P.I.C. ("los socios de TOTAL") que obligaba a la Sociedad a pagar por la producción de gas natural un precio determinado contractualmente que era superior a los precios normales de mercado. En noviembre de 1993, la Sociedad y los socios de TOTAL firmaron un acuerdo definitivo estableciendo la finalización del contrato de TOTAL y su reemplazo por nuevos acuerdos. Este acuerdo definitivo fue aprobado por el Poder Ejecutivo Nacional por medio del Decreto N° 214/94.

YPF acordó, entre otras condiciones, comprar cantidades de gas variables, sujetas a un máximo, a un precio fijo predeterminado; transferir ciertas concesiones e intereses en consorcios a los socios de TOTAL; e indemnizar a los socios de TOTAL por y respecto del impuesto a las ganancias y cualquier otro impuesto sobre las utilidades netas o brutas que lo complemente o sustituya, que pudiera ser aplicable como consecuencia de la finalización del contrato de servicios. La Dirección de la Sociedad estima que los compromisos de compra mencionados no generarán pérdidas futuras.

Como consecuencia de esta renegociación, ciertas previsiones que se habían establecido para cubrir pérdidas relacionadas con el contrato de TOTAL dejaron de ser necesarias y se reversaron en el cuarto trimestre de 1993. La ganancia neta resultante de la renegociación del contrato con los socios de TOTAL fue de 224 en el cuarto trimestre de 1993. Al 31 de diciembre de 1994, la Sociedad mantenía una previsión adecuada para cubrir la pérdida futura estimada originada en la cláusula de indemnidad del impuesto a las ganancias mencionada precedentemente.

b) Reconversión de contratos: 42, 57 y 80 al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992, respectivamente.

En la mayoría de los contratos renegociados, YPF se comprometió a recibir y transportar el petróleo de propiedad de terceros y prestar ciertos servicios auxiliares. En algunos casos, como contraprestación se reconoció a YPF un porcentaje sobre la producción de crudo y gas, en tanto que en otros no existió tal resarcimiento.

c) Otros compromisos y contingencias:

La Sociedad y ciertos consorcios en los que participa han llegado a acuerdos por los cuales se han comprometido a entregar hidrocarburos líquidos a través de oleoductos asociados a destilerías asociadas, o a adquirir ciertos volúmenes de petróleo crudo, gas natural o productos relacionados. La Dirección de la Sociedad no prevé pérdidas relacionadas con estos acuerdos.

La Sociedad ha firmado un contrato de venta a largo plazo con ENAP (la compañía petrolera estatal chilena) para la provisión de petróleo de la Cuenca Neuquina a Chile que comenzó en 1994. Adicionalmente, se firmó un contrato con Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. y Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., sociedades controladas por YPF, para transportar un mínimo de 60.000 barriles diarios de petróleo crudo a Chile. La Sociedad se hará responsable por el pago del transporte de los volúmenes comprometidos, aún en el caso en que los mismos no sean efectivamente transportados.

La Sociedad, conjuntamente con otros cuatro productores neuquinos de gas, también mantiene con ENAP y Chilectra Metropolitana S.A., un contrato para la provisión de gas que podría comenzar en 1997, el cual se encuentra sujeto a la finalización exitosa de un gasoducto de Neuquén a Chile y del sistema de distribución relacionado. Durante 1995 se confirmará si este proyecto será llevado a cabo o no. El Poder Ejecutivo Nacional deberá garantizar la concesión del transporte a efectos de permitir la construcción del gasoducto y la operación dentro del territorio argentino.

La Dirección de la Sociedad estima que no se sufrirán pérdidas como resultado de las negociaciones y compromisos descriptos más arriba.

Adicionalmente, en relación con la transformación de la Sociedad, se ha reducido significativamente el número de personas empleadas, y la Sociedad ha sido demandada judicialmente por algunos ex-empleados. La Sociedad ya ha constituido una previsión para esta contingencia y por lo tanto, en opinión de la Dirección de la Sociedad, basada en la opinión de sus asesores legales externos en materia laboral, 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.

La Secretaría de Energía dispuso que YPF entregue a las provincias de Río Negro y Neuquén la propiedad de ciertas líneas de alta tensión y ciertas estaciones transformadoras con un valor de libros no significativo, sin resarcimiento para la Sociedad. En tal sentido, YPF ha reclamado tal resarcimiento ya que considera no le corresponde cederlas por ser de su propiedad. La Dirección de la Sociedad ha propuesto a la Secretaría de Energía absorber el valor de dichos bienes con los futuros dividendos que le correspondan al Estado Nacional en su carácter de accionista. La Sociedad entregó las instalaciones ubicadas en dichas provincias en el primer trimestre de 1994.

YPF era parte de un contrato de servicios firmado con Amoco Argentina Oil Company ("Amoco") en 1958, relacionado con el área de Cerro Dragón en la Cuenca del Golfo San Jorge ("Contrato Amoco"). El contrato de servicios fue reconvertido en 1990 en un contrato de participación en la producción. De acuerdo con el Contrato Amoco, YPF tenía una participación en la producción que variaba entre el 62% de los primeros volúmenes producidos hasta el 20% de los volúmenes que excedían un máximo.

El Contrato Amoco contenía una cláusula por la cual YPF asumía todos los impuestos que Amoco tuviera que pagar por sus actividades en el área del contrato y adicionalmente, las regalías por la producción del área a la Provincia de Chubut. En 1960 fue sancionada una ley que establecía que, en aquellos contratos en los cuales un ente estatal se hacía cargo de los impuestos nacionales de otra compañía, éstos constituían una exención en favor de esta última. El Contrato Amoco hubiese expirado en 1993, pero en 1987 fue revisado y extendido, incluyendo la cláusula impositiva, hasta el año 2013. Como resultado de un decreto emitido en mayo de 1993 relativo a la privatización de YPF, la exención impositiva de Amoco expiró con la venta de las acciones de YPF por parte del Gobierno, completada en julio de 1993. YPF pagó las regalías de Amoco, y Amoco ha pagado el impuesto a las ganancias por Cerro Dragón, correspondiente al año 1993, reclamando a YPF su reembolso.

Durante el cuarto trimestre de 1994, YPF y Amoco han firmado un acuerdo definitivo estableciendo los términos renegotiados de este contrato. Bajo los términos de este acuerdo, el presente contrato ha sido modificado de la siguiente manera: (i) el porcentaje de participación de YPF en la producción del área Cerro Dragón se redujo al 12,2%; (ii) dos pequeñas áreas (Cerro Tortuga-Las Flores y El Chulengo), adyacentes al área Cerro Dragón, son incorporadas al acuerdo en los mismos términos de dicha área; (iii) YPF mantiene su obligación de pagar las regalías correspondientes al total de la producción de todas las áreas mencionadas; (iv) YPF no será responsable en el futuro, de los impuestos relacionados con las áreas del acuerdo correspon-

dientes a Amoco. Adicionalmente, YPF se asoció con Amoco Andina Production Company ("Amoco Andina"), una subsidiaria de Amoco, en el 50% de la exploración y posible explotación de dos áreas de la Cuenca Neuquina.

YPF reembolsará el impuesto a las ganancias correspondiente a Amoco, en relación con su actividad en el área Cerro Dragón, desde julio de 1993 hasta diciembre de 1994; y también indemnizará a Amoco y Amoco Andina por eventuales efectos impositivos que podrían surgir como consecuencia del acuerdo. La Sociedad considera que no deberá pagar monto significativo alguno relacionado con este acuerdo de indemnidad y en consecuencia no ha registrado ninguna previsión al respecto. Este acuerdo entró en vigencia el 1° de enero de 1995.

La pérdida neta resultante del acuerdo ascendió a 66 y fue imputada a "Resultados por reconversión de contratos y venta de áreas" en el estado de resultados, correspondiendo básicamente a la valuación del activo fijo de las áreas Cerro Tortuga-Las Flores y El Chulengo a su valor de realización, y al impuesto a las ganancias de Amoco correspondiente a 1993 y 1994.

Adicionalmente, 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. En tal sentido, el Estado Nacional asumió:

- Todos los créditos y deudas originados en causa, título o compensación existentes al 31 de diciembre de 1990, que no se encuentren reconocidos como tales en los estados contables de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado a dicha fecha, que fueran auditados por la Sindicatura General de Empresas Públicas; y
- Toda contingencia, reconocida o no en dichos estados contables al 31 de diciembre de 1990, generada por hechos ocurridos y/o en operaciones celebradas a dicha fecha, siempre que exista decisión firme de la autoridad jurisdiccional competente, debiendo mantener indemne a YPF de todo reclamo que se realice por estas cuestiones.

Bajo los términos del Decreto N° 546/93, que implementa lo previsto por la Ley de Privatización, la asunción por parte del Estado Nacional de las obligaciones antes descriptas, que hubieran sido reclamadas judicialmente en procesos en trámite, no se extenderá a las costas decretadas en dichas condenas como a cargo de YPF por la parte que corresponda a los apoderados, procuradores, letrados, peritos o consultores técnicos designados por YPF para su defensa, representación o asesoramiento en dichos procedimientos. El Estado Nacional se hará cargo de las obligaciones contractuales asumidas por la Sociedad con los profesionales que la hubieran representado o asistido en los procedimientos judiciales referidos a estas obligaciones, cuando

dichos contratos establezcan retribuciones fijas y de pago periódico o escalonado, cuyo monto parcial o total estuviera desvinculado del monto del reclamo o de la demanda o de las costas reguladas a cargo de YPF. En relación al Decreto N° 546/93, la Sociedad está obligada a mantener al Gobierno Nacional informado de cualquier acción contra YPF por estos conceptos.

Hasta el mes de diciembre de 1994, la Sociedad ha recibido reclamos por un total de aproximadamente 700 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.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1994, la Sociedad vendió el área productiva Río Neuquén, y transfirió los bienes existentes en dicha área. La cesión de la concesión para la explotación del área fue autorizada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto N° 1.291/94. La ganancia generada por la transferencia del área ascendió a 67 y fue imputada a la línea "Resultados por reconversión de contratos y venta de áreas" del estado de resultados.

16 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 al 31 de diciembre de 1994, 27 deberán ser apropiados a dicha reserva.

Como consecuencia de la sanción de la Ley N° 23.696, la Sociedad emitirá bonos de participación en las ganancias para el personal, los que serán intransferibles y caducarán con la extinción de la relación laboral, de manera de distribuir entre ellos el 0,25% de la utilidad neta de cada ejercicio. Producto de su relación de dependencia, cada empleado recibirá en 1995, una cantidad de bonos de participación en las ganancias, determinada en función de su remuneración, su antigüedad y sus cargas de familia. Estos bonos darán derecho a los empleados a recibir participación en el resultado del ejercicio de 1994. El costo del plan de participación a los empleados es de 1 al 31 de diciembre de 1994 y fue registrado en el rubro "Cuentas por pagar diversas".

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 29 de abril de 1994 cumpliendo con lo establecido por los estatutos de YPF, aprobó distribuir Resultados no asignados por 410 al Gobierno Nacional, correspondientes al pago de un dividendo especial. El mismo fue compensado parcialmente con un crédito por ahorro obligatorio por 71, el reembolso de regalías pagadas

en exceso por 36, e intereses correspondientes a estos créditos por 19. El remanente fue cancelado en efectivo.

17 LIBROS LEGALES

La sociedad está organizada operativa, administrativa y contablemente en dependencias, cada una de las cuales en ejercicios anteriores rubricaba sus libros Diarios y Subdiarios en los organismos públicos correspondientes a su domicilio. Entre 1983 y 1989 las diversas dependencias dejaron de rubricar estos libros pasando a sistemas de hojas móviles obtenidos y emitidos mediante procesos computarizados, aunque sólo algunas de ellas habían obtenido la correspondiente autorización de los respectivos organismos de contralor jurisdiccionales.

Debido a su transformación de Sociedad del Estado en Sociedad Anónima, la Sociedad tramitó la autorización de utilización de medios mecánicos ante la Inspección General de Justicia, la cual obtuvo con fecha 31 de marzo de 1993.

18 HECHOS POSTERIORES

El 28 de febrero de 1995, la Sociedad y Maxus Energy Corporation ("Maxus") anunciaron un acuerdo por el cual YPF hará una oferta pública de adquisición por la totalidad de las acciones ordinarias de Maxus ("la Oferta"), por un precio de U\$S 5,50 por acción, y si se adquieren más del 50% de las acciones ordinarias en circulación con derecho a voto, una subsidiaria de YPF se fusionará con Maxus, y las acciones ordinarias de Maxus que no hayan sido adquiridas por la Sociedad en la Oferta, serán canjeadas por igual monto de U\$S 5,50 por acción. El Directorio de Maxus ha aprobado la Oferta y la fusión y ha recomendado a los accionistas de Maxus aceptar dicha Oferta. Las acciones preferidas de Maxus seguirán en circulación.

La Oferta comenzó en los primeros días de marzo. YPF ha firmado una carta compromiso con The Chase Manhattan Bank N.A. para organizar y suscribir el financiamiento total de la transacción de hasta U\$S 800 millones a ser utilizados en la adquisición. De esta cifra, hasta U\$S 600 millones se convertirán en deuda de Maxus después de la fusión, los cuales serán cancelados en parte con la aplicación de U\$S 100 millones provenientes del efectivo disponible de Maxus y con préstamos por un monto total de U\$S 500 millones a ser otorgados a las subsidiarias de Maxus de Midcontinent en los Estados Unidos y de Indonesia. La deuda por la adquisición de las acciones y los préstamos mencionados serán totalmente garantizados por YPF. Además, de acuerdo con el Contrato de Fusión, en caso de que Maxus no pueda hacer frente a sus obligaciones en el momento en que las mismas sean exigibles, ya sea al vencimiento o por otro motivo, incluyendo los dividendos correspondientes a las acciones preferidas y los pagos por rescate, YPF se comprometió

por el periodo de nueve años posteriores a la consumación de la fusión, a capitalizar la empresa hasta el monto necesario para permitirle afrontar sus obligaciones. Este compromiso está limitado al monto del servicio de deuda por las obligaciones que surgen de los préstamos para la adquisición o los préstamos de refinanciación y se reducirá de acuerdo con el monto de cualquier aporte de capital recibido por la empresa luego de finalizada la fusión y por el producido neto de cualquier venta por la empresa de acciones ordinarias o de acciones preferidas no rescatables con posterioridad a la fusión. Asimismo, se prevé que YPF garantizará obligaciones financieras existentes de Maxus por un total de aproximadamente U\$S 1.000 millones. La Oferta, la fusión y el financiamiento están sujetos a varias condiciones, incluyendo la efectiva adquisición por parte de YPF de acciones de Maxus que representen como mínimo la mayoría absoluta del total de las acciones de Maxus en circulación y de los títulos u opciones convertibles en acciones de Maxus.

19 EXPOSICIONES SOBRE PETRÓLEO Y GAS (INFORMACION 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". Al 31 de diciembre de 1994, sustancialmente, todas las áreas productivas de petróleo y gas de la Sociedad se encuentran localizadas en la República Argentina. Tal como se indica en la Nota 2 a los estados contables, los importes en pesos están expresados en millones de pesos del 31 de diciembre de 1994.

Costos Activados

A continuación se exponen los costos activados, junto con las correspondientes amortizaciones, depreciaciones y agotamientos acumulados al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992:

	1994	1993	1992
Pozos, equipos e instalaciones	9.330	8.837	8.552
Equipos e instalaciones auxiliares	646	737	1.076
Perforaciones, equipos e instalaciones	272	242	151
Total costos activados	10.248	9.816	9.779
Amortización, depreciación y agotamiento acumulados y provisiones que reducen valores de activos	(6.584)	(6.213)	(6.357)
Costos netos activados	3.664	3.603	3.422

Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 en las actividades productoras de petróleo y gas de la Sociedad son los siguientes:

	1994	1993	1992
Costos de exploración	298	150	77
Costos de desarrollo	755	652	319
Total de costos incurridos	1.053	802	396

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 de la Sociedad. 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 de la Sociedad.

Las diferencias entre las cifras de esta tabla y las expuestas en la Nota 13 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.

	1994	1993	1992
Ventas netas a terceros	454	653	630
Transferencias entre unidades de negocios	1.763	1.765	1.965
Total ventas netas	2.217	2.418	2.595
Costos de producción	(915)	(1.178)	(1.128)
Gastos de exploración	(174)	(110)	(73)
Depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(547)	(443)	(523)
Utilidad por actividades de producción antes de impuestos	581	687	871
Impuesto a las ganancias	(167)	(215)	(265)
Utilidad neta de las actividades de producción de petróleo y gas	414	472	606

Reservas de petróleo y gas

Las reservas probadas representan cantidades estimadas de petróleo crudo incluyendo condensado y gas natural líquido, 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 por la Sociedad usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria del petróleo y de acuerdo con las regulaciones de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica ("SEC"). Las estimaciones de reservas al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 fueron auditadas por Gaffney, Cline & Asociados, ingenieros petroleros. 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 el 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 preci-

sión de los supuestos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas fueron sujetas a evaluación económica para determinar sus límites económicos. Tales reservas se muestran antes del pago de cualquier tipo de regalías correspondientes a las mismas. Las regalías han sido tomadas en cuenta en las evaluaciones económicas como parte de los costos operativos. Las estimaciones pueden variar como resultado de numerosos factores que incluyen, pero no se limitan a, la actividad adicional de desarrollo, la historia evolutiva de la producción de los pozos, y una continua redefinición de la viabilidad de la producción bajo condiciones económicas cambiantes.

El siguiente cuadro refleja las reservas probadas estimadas de petróleo crudo y gas natural al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992 y los cambios correspondientes.

PETROLEO CRUDO, CONDENSADO Y LIQUIDOS DE GAS NATURAL
(MILLONES DE BARRILES)

	1994	1993	1992
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	1.005	1.029	881
Revisiones de estimaciones anteriores	78	17	251
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	147	120	107
Venta de reservas <i>in situ</i>	(59)	(52)	(109)
Producción del ejercicio:			
Áreas poseídas al 31 de diciembre de 1994	(120)	(101)	(90)
Áreas vendidas durante los ejercicios	(6)	(8)	(11)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	1.045	1.005	1.029
Reservas probadas y desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	719	711	796
Cierre del ejercicio ⁽²⁾	705	719	711

⁽¹⁾ Incluye líquidos de gas natural por 85, 97 y 110, respectivamente.

⁽²⁾ Incluye líquidos de gas natural por 75, 85 y 92, respectivamente.

GAS NATURAL
(MILES DE MILLONES DE PIES CUBICOS)

	1994	1993	1992
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	9.129	10.918	13.807
Revisiones de estimaciones anteriores	(20)	63	(990)
Extensiones y descubrimientos	31	496	124
Venta de reservas <i>in situ</i>	(237)	(1.901)	(1.530)
Producción del ejercicio: ⁽¹⁾			
Áreas poseídas al 31 de diciembre de 1994	(365)	(373)	(393)
Áreas vendidas durante los ejercicios	(14)	(74)	(100)
Saldos al cierre del ejercicio	8.524	9.129	10.918
Reservas probadas y desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	7.335	8.019	13.274
Cierre del ejercicio	7.164	7.335	8.019

⁽¹⁾ Excluye las cantidades venteadas.

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.

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 con-

tinuarán 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 sobre flujos de fondos netos futuros al 31 de diciembre de 1992, que se presenta a continuación, incluye el efecto de la producción de volúmenes de petróleo crudo y gas natural de áreas poseídas por la Sociedad cuya modalidad de explotación es en base a un contrato de servicios, que requería que la Sociedad pague a un tercero un precio determinado contractualmente que era superior al precio de venta que la Sociedad recibía finalmente a precios de mercado (Nota 15). Por consiguiente, los flujos de fondos netos descontados al 31 de diciembre de 1992 fueron reducidos para reflejar los flujos de fondos negativos, dado que la Sociedad se encontraba obligada a operar bajo este contrato. En 1993 debido a la renegociación de este Contrato los flujos de fondos negativos fueron revertidos.

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 periodos durante los cuales se extraerán las reservas probadas. Ni el efecto de variación en los precios futuros (incluyendo, para los años 1993 y 1992, la desregulación de los precios del gas en 1994), ni los cambios futuros esperados en la tecnología y prácticas operativas han sido considerados.

	1994	1993	1992
Ingresos futuros de fondos	25.078	21.598	31.715
Costos futuros de producción	(7.305)	(6.351)	(12.690)
Costos futuros de desarrollo	(1.885)	(1.666)	(1.927)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuestos	15.888	13.581	17.098
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(7.596)	(7.478)	(8.972)
Valor presente de los flujos de fondos futuros netos, antes de impuesto a las ganancias	8.292	6.103	8.126
Impuestos a las ganancias, descontados al 10% ⁽¹⁾	(2.024)	(1.607)	(2.278)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros ⁽²⁾	6.268	4.496	5.848

⁽¹⁾ El impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 3.860, 3.554 y 4.857 al 31 de diciembre de 1994, 1993 y 1992, respectivamente.

⁽²⁾ Incluye el efecto de los flujos negativos de fondos por 503 al 31 de diciembre de 1992, relacionados con la producción bajo un contrato de servicios que obligaba a la Sociedad a pagar precios por la producción en exceso de los precios de mercado.

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 1994, 1993 y 1992:

	1994	1993	1992
Saldos al inicio del ejercicio	4.496	5.848	5.748
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(1.302)	(1.240)	(1.467)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción y desarrollo	1.122	(1.411)	481
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria neto de costos futuros de producción y desarrollo	678	535	303
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo	(637)	(266)	(714)
Costos de desarrollo incurridos durante el ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	755	652	319
Revisiones de estimaciones de volúmenes	229	76	154
Efecto financiero	610	813	709
Cambio neto de impuesto a las ganancias	(417)	671	(935)
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(188)	(725)	(439)
Cambio en el perfil de producción y otros ⁽¹⁾	922	(457)	1.689
Saldos al cierre del ejercicio	6.268	4.496	5.848

⁽¹⁾ Incluye la reversión de cash flows negativos que ascienden a 381 al 31 de diciembre de 1993, relativa a la renegociación de un contrato de servicios con los socios de TOTAL durante 1993 (Nota 15).



Roberto J. A. Dormal Bosch
Por Comisión Fiscalizadora



José A. Estenssoro
Presidente