

The background of the entire page is a dark, monochromatic photograph of water ripples. The ripples are concentric and spread across the frame, creating a textured, organic pattern. The lighting is soft, highlighting the crests of the waves against the darker troughs.

# estados financieros consolidados

31 de diciembre de 2003 y 2002

## Dictamen de los auditores independientes

México, D. F., 20 de abril de 2004

A la Secretaría de la Función Pública  
y al H. Consejo de Administración  
de Petróleos Mexicanos

Hemos examinado los balances generales consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias ("PEMEX") al 31 de diciembre de 2003 y 2002, y los estados consolidados de resultados, de variaciones en el patrimonio y de cambios en la situación financiera que les son relativos, por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros son responsabilidad de la Administración de PEMEX. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los mismos con base en nuestras auditorías.

Nuestros exámenes fueron realizados de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas, las cuales requieren que la auditoría sea planeada y realizada de tal manera que permita obtener una seguridad razonable de que los estados financieros no contienen errores importantes, y de que están preparados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados. La auditoría consiste en el examen, con base en pruebas selectivas, de la evidencia que soporta las cifras y revelaciones de los estados financieros consolidados; asimismo, incluye la evaluación de los principios de contabilidad utilizados, de las estimaciones significativas efectuadas por la Administración y de la presentación de los estados financieros tomados en su conjunto. Consideramos que nuestros exámenes proporcionan una base razonable para sustentar nuestra opinión.

A partir del 1° de enero de 2003, PEMEX reconoce los efectos de la inflación de acuerdo con la Norma de Información Financiera 06 BIS "A" Apartado C, la cual indica que debe adoptarse el Boletín B-10, "Reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera", de principios de contabilidad generalmente aceptados. En cumplimiento de las normas mencionadas, los estados financieros de 2002 han sido reformulados por la Administración de PEMEX para presentarlos sobre las mismas bases que los de 2003. En nuestra opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera consolidada de PEMEX al 31 de diciembre de 2003 y 2002, y los resultados consolidados de sus operaciones, las variaciones en el patrimonio y los cambios en la situación financiera por los años terminados en esas fechas, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados.

PriceWaterhouseCoopers

Francisco J. Hernández F.

**Balances Generales Consolidados** [Notas 1, 2 y 14]  
(Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2003)

	31 de diciembre de	
	2003	2002
<b>Activo</b>		
Activo circulante:		
Efectivo y valores de inmediata realización	\$ 73,336,397	\$ 45,621,193
Cuentas, documentos por cobrar y otros - Neto (Nota 3)	70,212,832	57,574,177
Inventarios - Neto (Nota 4)	27,477,654	25,402,188
<b>Total del activo circulante</b>	<b>171,026,883</b>	<b>128,597,558</b>
Propiedades y equipo - Neto (Nota 5)	539,219,391	503,499,976
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales y otros activos (Notas 6 y 11)	135,225,530	135,622,509
<b>Total del activo</b>	<b>\$ 845,471,804</b>	<b>\$ 767,720,043</b>
<b>Pasivo</b>		
Pasivo circulante:		
Porción circulante de la deuda a largo plazo (Nota 9)	\$ 57,503,476	\$ 51,465,139
Porción circulante de documentos por pagar a contratistas (Nota 8)	1,887,150	1,640,274
Proveedores	33,541,237	30,434,568
Cuentas y gastos acumulados por pagar	7,339,932	7,000,103
Impuestos por pagar	36,643,996	27,778,263
<b>Total del pasivo circulante</b>	<b>136,915,791</b>	<b>118,318,347</b>
Pasivo a largo plazo:		
Deuda a largo plazo (Nota 9)	303,613,091	198,645,005
Documentos por pagar a contratistas (Nota 8)	13,139,589	28,509,738
Venta de derechos de cobro futuros (Nota 7)	40,457,075	45,166,232
Reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, créditos diversos y otros (Notas 2 i. y 5)	19,715,956	7,994,019
Reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones (Nota 11)	285,769,489	265,181,054
<b>Total del pasivo a largo plazo</b>	<b>662,695,200</b>	<b>545,496,048</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>799,610,991</b>	<b>663,814,395</b>
Compromisos y contingencias (Notas 16 y 17)		
<b>Patrimonio (Nota 13)</b>		
Certificados de Aportación "A"	82,620,239	82,620,239
Reserva para exploración y declinación de campos		13,053,826
Exceso en la actualización del patrimonio	130,257,529	124,622,162
Pérdidas acumuladas:		
De ejercicios anteriores	(126,372,592)	(91,816,539)
Pérdida neta del ejercicio	(40,644,363)	(24,574,040)
	(167,016,955)	(116,390,579)
<b>Total del patrimonio</b>	<b>45,860,813</b>	<b>103,905,648</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>\$ 845,471,804</b>	<b>\$ 767,720,043</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

**Estados Consolidados de Resultados** [Notas 1, 2 y 14]*(Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2003)*

	Año que terminó el 31 de diciembre de	
	2003	2002
Ventas netas:		
En el país	\$ 387,236,585	\$ 336,081,147
De exportación	238,192,069	178,767,890
	625,428,654	514,849,037
Otros ingresos (gastos) - Neto	2,961,012	(89,423)
<b>Total de ingresos</b>	<b>628,389,666</b>	<b>514,759,614</b>
Costos y gastos de operación:		
Costo de lo vendido	207,118,056	168,754,035
Gastos de distribución y transportación	15,548,970	16,000,808
Gastos de administración	35,194,870	34,373,886
<b>Total de costos y gastos de operación</b>	<b>257,861,896</b>	<b>219,128,729</b>
Costo integral de financiamiento:		
Pérdida en cambios - Neta	(25,506,359)	(4,431,231)
Intereses pagados - Neto	(16,730,406)	(14,728,767)
Utilidad por posición monetaria	11,494,350	12,920,871
	(30,742,415)	(6,239,127)
Utilidad antes de derechos sobre extracción de petróleo y otros, impuesto especial sobre producción y servicios y efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento	339,785,355	289,391,758
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	288,366,202	191,528,591
Impuesto especial sobre producción y servicios	94,076,298	122,437,207
	382,442,500	313,965,798
Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento (Nota 2 h.)	2,012,782	
<b>Pérdida neta del ejercicio</b>	<b>(\$ 40,644,363)</b>	<b>(\$ 24,574,040)</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.



**Estados Consolidados de Variaciones en el Patrimonio**  
**por los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002** [NOTAS 1, 2 y 13]  
*(Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2003)*

	Pérdidas acumuladas					Total
	Certificados de aportación A	Reserva para exploración y declinación de campos	Exceso en actualización del patrimonio	De ejercicios anteriores	Pérdida neta del ejercicio	
Saldos al 31 de diciembre de 2001	\$ 82,620,239	\$ 20,102,266	\$128,817,890	(\$ 61,877,350)	(\$ 36,525,996)	\$ 133,137,049
Traspaso a pérdidas de ejercicios anteriores				(36,525,996)	36,525,996	
Pago de rendimientos al Gobierno Federal, aprobado por el Consejo de Administración el 24 de abril de 2002				(2,321,247)		(2,321,247)
Traspaso de la reserva para exploración y declinación de campos a rendimientos de ejercicios anteriores aprobado por el Consejo de Administración el 24 de abril de 2002		(8,865,811)		8,865,811		
Pérdida integral del ejercicio (Nota 12)		1,817,371	(4,195,728)	42,243	(24,574,040)	(26,910,154)
Saldos al 31 de diciembre de 2002	82,620,239	13,053,826	124,622,162	(91,816,539)	(24,574,040)	103,905,648
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores				(24,574,040)	24,574,040	
Pago de rendimientos al Gobierno Federal, aprobado por el Consejo de Administración el 28 de mayo de 2003				(9,982,013)		(9,982,013)
Pérdida integral del ejercicio (Nota 12)		(13,053,826)	5,635,367		(40,644,363)	(48,062,822)
Saldos al 31 de diciembre de 2003	\$ 82,620,239	\$	\$ 130,257,529	(\$ 126,372,592)	(\$ 40,644,363)	\$ 45,860,813

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

## Estados Consolidados de Cambios en la Situación Financiera [Notas 1 y 2]

(Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2003)

	Año que terminó el 31 de diciembre de	
	2003	2002
<b>Recursos generados por (utilizados en):</b>		
<b>Actividades de operación:</b>		
Pérdida neta del ejercicio	(\$ 40,644,363)	(\$ 24,574,040)
Cargos a resultados que no requirieron la utilización de recursos:		
Depreciación y amortización	40,544,191	33,814,503
Reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones	38,938,604	39,711,998
Reserva para exploración y declinación de campos	8,883,222	8,589,510
	47,721,654	57,541,971
<b>Variaciones en:</b>		
Cuentas, documentos por cobrar y otros	(12,638,655)	(8,260,885)
Inventarios	(2,075,466)	(6,446,982)
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales y otros activos	396,979	(54,886,659)
Proveedores	3,106,669	4,602,766
Cuentas y gastos acumulados por pagar	339,829	(2,261,625)
Impuestos por pagar	8,865,733	24,990,655
Reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, créditos diversos y otros	11,721,937	(289,579)
Reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones	(18,350,169)	35,300,525
Gastos de exploración y perforación de pozos cargados a la reserva para exploración y declinación de campos	(21,937,048)	(6,772,139)
Recursos generados por la operación	17,151,463	43,518,048
<b>Actividades de financiamiento:</b>		
Pago de rendimientos mínimos garantizados al Gobierno Federal	(9,982,013)	(2,321,247)
Otros movimientos de capital		42,243
Documentos por pagar a contratistas	(15,123,273)	13,773,477
Deuda	111,006,423	74,905,484
Venta de derechos de cobro futuros	(4,709,157)	(3,945,029)
Recursos generados por actividades de financiamiento	81,191,980	82,454,928
<b>Actividades de inversión:</b>		
Incremento en activos fijos - Neto	(70,628,239)	(96,223,968)
Recursos utilizados en actividades de inversión	(70,628,239)	(96,223,968)
Incremento en efectivo y valores de inmediata realización	27,715,204	29,749,008
Efectivo y valores de inmediata realización al inicio del ejercicio	45,621,193	15,872,185
Efectivo y valores de inmediata realización al final del ejercicio	\$ 73,336,397	\$ 45,621,193

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

## Notas de los Estados Financieros Consolidados

31 de diciembre de 2003 y 2002

*Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2003 y en miles de dólares americanos*

### NOTA 1 • ANTECEDENTES Y ACTIVIDADES DE PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS:

Petróleos Mexicanos se creó el 7 de junio de 1938, y comenzó a operar a partir del 20 de julio de 1938, mediante decreto del Congreso de la Unión por el cual se nacionalizaron todas las compañías extranjeras que entonces operaban en los Estados Unidos Mexicanos (“México”). Petróleos Mexicanos y sus cuatro Organismos Subsidiarios (definidos más adelante) son organismos públicos descentralizados del Gobierno Federal de México (el “Gobierno Mexicano”) y juntos conforman la compañía estatal de petróleo y gas.

Las actividades de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios están reguladas por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, vigente a partir del 30 de noviembre de 1958 y modificada el 12 de mayo de 1995 y el 14 de noviembre de 1996, y por la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (la “Ley Orgánica”), vigente a partir del 17 de julio de 1992 y modificada el 1° de enero de 1994 y el 16 de enero de 2002, y por medio de la cual se confirieron a Petróleos Mexicanos (Corporativo) la conducción central y la dirección estratégica de todos los Organismos Subsidiarios que se crearon con la mencionada Ley. En estos estados financieros consolidados, los nombres propios que no se definen aquí mismo, se entienden tal y como se conceptualizan en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos o en la Ley Orgánica.

Las entidades creadas son organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio, denominados:

Pemex-Exploración y Producción;  
Pemex-Refinación;  
Pemex-Gas y Petroquímica Básica; y  
Pemex-Petroquímica.

Dichos Organismos tienen el carácter de subsidiarios respecto a Petróleos Mexicanos, siendo este último un Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal.

Las actividades estratégicas confiadas por la Ley Orgánica a Petróleos Mexicanos y a los Organismos Subsidiarios, a excepción de Pemex-Petroquímica, pueden ser realizadas únicamente por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y no pueden ser delegadas ni subcontratadas. Pemex-Petroquímica es una excepción y puede delegar y/o subcontratar ciertas actividades.

Las actividades estratégicas que la Ley encarga a cada uno de los Organismos Subsidiarios son:

I. Pemex-Exploración y Producción: exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;

II. Pemex-Refinación: procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados;

III. Pemex-Gas y Petroquímica Básica: procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y derivados; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; y

IV. Pemex-Petroquímica: procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Petróleos Mexicanos asignó a los Organismos Subsidiarios los activos y pasivos necesarios para que pudieran llevar a cabo sus actividades, integrando así su patrimonio inicial. Adicionalmente, les fue asignado el personal necesario para realizar sus operaciones, asumiendo los Organismos Subsidiarios todas las obligaciones laborales relativas a dicho personal. No hubo cambio en los valores de los activos y pasivos asignados por Petróleos Mexicanos a los Organismos Subsidiarios.

La principal distinción entre Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (definidas más adelante) es que los Organismos Subsidiarios son organismos públicos descentralizados creados por el Artículo 3 de la Ley Orgánica, mientras que las Compañías Subsidiarias son compañías que han sido formadas de acuerdo con la ley general de sociedades de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas, y son administradas como otras compañías privadas y sujetas a la ley general de sociedades de sus respectivas jurisdicciones.

Para fines de estos estados financieros consolidados, “Compañías Subsidiarias” se definen como (a) aquellas compañías que no son Organismos Subsidiarios pero en las cuales Petróleos Mexicanos tiene más de un 50% de participación, y (b) el Pemex Project Funding Master Trust (el “Master Trust”), un fideicomiso constituido en Delaware, así como el Fideicomiso F/163, el cual fue constituido en 2003 en la República Mexicana con Bank Boston, S. A. (Institución de banca múltiple), los cuales son controlados por Petróleos Mexicanos. Las “compañías subsidiarias no consolidadas”, son las entidades (a) que no son Organismos Subsidiarios o Compañías Subsidiarias, y (b) en las que Petróleos Mexicanos tiene menos de un 50% de participación. Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias son referidas como “PEMEX”.

#### NOTA 2 • PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES:

Las principales políticas contables seguidas por PEMEX en la preparación de sus estados financieros consolidados, se resumen a continuación:

##### a. Base contable para la preparación de la información financiera

Los estados financieros consolidados que se acompañan han sido preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados (“PCGA”) emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos (“IMCP”).

##### b. Efectos de la inflación en la información financiera

A partir del 1° de enero de 2003 PEMEX reconoce los efectos de la inflación en la información financiera conforme a los lineamientos establecidos en la Norma de Información Financiera (“NIF”) 06 BIS “A” Apartado C, la cual indica que debe adoptarse el Boletín B-10, “Reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera” (“Boletín B-10”) de PCGA. En cumplimiento de las normas mencionadas, los estados financieros de 2002 han sido reformulados por la Administración de PEMEX para presentarlos sobre las mismas bases que los de 2003.



Los efectos de la aplicación del Boletín B-10, al 31 de diciembre de 2002, se presentan a continuación:

	Cifras previamente reportadas	Efectos de actualización	Cifras reformuladas
Activos totales	\$ 697,379,233	\$ 70,340,810	\$ 767,720,043
Patrimonio	100,695,549	3,210,099	103,905,648
Pérdida del ejercicio	(30,492,113)	5,918,073	(24,574,040)

### c. Consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Petróleos Mexicanos, los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias. Todas las cuentas y operaciones interorganismos e intercompañías, de importancia, han sido eliminadas en la consolidación.

Las Compañías Subsidiarias que se consolidan son: P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. ("PMI"); P.M.I. Trading Ltd.; P.M.I. Holdings North América, Inc.; P.M.I. Holdings N.V.; P.M.I. Holdings B.V.; P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. ("PMI NASA"); Kot Insurance Co. Ltd.; Integrated Trade Systems, Inc.; P.M.I. Marine Limited; P.M.I. Services B.V.; Pemex Internacional España, S.A.; Pemex Services Europe Ltd.; P.M.I. Services North América, Inc.; Mex Gas International, Ltd.; el Master Trust; el Fideicomiso F/163 y RepConLux, S.A.

Las inversiones en compañías subsidiarias y asociadas poco representativas se registran al costo de adquisición y dada su poca importancia en relación con los activos totales e ingresos de PEMEX, no se consolidan ni se registran por el método de participación.

### d. Proyectos de infraestructura productiva a largo plazo (PIDIREGAS)

Las inversiones en proyectos de infraestructura productiva a largo plazo ("PIDIREGAS") y los pasivos relacionados con ellas se registran contablemente de conformidad con la NIF-09-B aplicable a las Entidades Paraestatales de la Administración Pública Federal. Además de establecer el tratamiento contable específico, la NIF-09-B también identifica los requerimientos presupuestales y legales específicos que regulan a los PIDIREGAS.

Durante 1997, PEMEX inició proyectos de inversión para constituir activos generadores de ingresos, con financiamiento a largo plazo, cuyo registro y el reconocimiento del pasivo relativo, se han diferido a ejercicios posteriores de conformidad con la NIF-09-B, la cual estipula que deben ser reconocidos en los registros contables solamente los pasivos con vencimientos menores a dos años. Para efectos de estos estados financieros consolidados y de acuerdo con los principios de consolidación establecidos en los PCGA, todas las cuentas relativas a PIDIREGAS fueron incorporadas en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2003 y 2002, y por lo tanto, fueron excluidos todos los efectos de la NIF-09-B.

El objetivo principal del Master Trust así como del Fideicomiso F/163, es la administración de recursos financieros relacionados con PIDIREGAS, para financiar proyectos que para este fin sean designados por PEMEX. El Master Trust ha sido consolidado con los estados financieros desde 1998 de conformidad con los principios de consolidación detallados en el Boletín B-8, "Estados financieros consolidados y combinados y valuación de inversiones permanentes en acciones", de PCGA. El Fideicomiso F/163 se está consolidando con los estados financieros desde el año 2003, fecha en que inició sus operaciones.

#### e. Costos de exploración y perforación

Los costos de exploración y perforación con su costo financiero relativo, se cargan a la reserva para exploración y declinación de campos, como se describe en el párrafo siguiente. Los costos acumulados de perforación y financieros correspondientes a pozos que resultan productivos, se acreditan a esta reserva para registrarse como inversión en el activo fijo.

#### f. Reserva para exploración y declinación de campos

Para cubrir los costos presentes y futuros de exploración y perforación, PEMEX ha establecido una reserva específica patrimonial. Conforme el aceite y gas es extraído de los pozos existentes, esta reserva se incrementa, con cargo al costo de lo vendido, con base en una cuota estimada por barril de costo de exploración y perforación de pozos de aceite y gas aprovechable. Los costos de exploración y perforación son cargados a la reserva conforme se incurren. Los costos acumulados de perforación relativos a pozos exitosos son reclasificados de esta reserva al activo fijo. Durante 2003 y 2002, PEMEX mantuvo la cuota, a valor nominal, de 5.48 pesos por barril.

#### g. Valuación de inventarios

Los inventarios están valuados como sigue:

I. Petróleo crudo y derivados para exportación: a su valor neto de realización, determinado con base en el promedio de los precios de exportación al 31 de diciembre de 2003 y 2002, menos una provisión para gastos de distribución y mermas.

II. Petróleo crudo y derivados para consumo nacional: al costo, calculado con base en los precios de realización de los productos en el mercado internacional.

III. Materiales, refacciones y accesorios: al precio de la última compra.

IV. Materiales en tránsito: a su costo de adquisición.

#### h. Propiedades

Los activos de PEMEX son inicialmente registrados a su costo de adquisición o construcción. Los intereses identificados con activos fijos que se encuentran en etapa de construcción o instalación, se capitalizan como parte del costo de estos activos. Al 31 de diciembre de 2003 dichos activos se expresan a su valor actualizado, determinado mediante la aplicación de factores derivados del Índice Nacional de Precios al Consumidor ("INPC"), (en 2002 aplicando índices específicos basados en estudios técnicos).

La depreciación se calcula a partir del mes siguiente al que entran en operación los activos, utilizando el método de línea recta, en función al valor actualizado de los activos y a tasas acordes con su vida útil estimada. Hasta el 31 de diciembre de 2002 la depreciación se calculó a partir del año siguiente al que entraron en operación los activos. Las tasas de depreciación anual utilizadas por PEMEX son las siguientes:

	%	Años
Edificios	3	33
Plantas y equipo de perforación	3-5	20-33
Mobiliario y equipo	10	10
Plataformas marinas	4	25
Equipo de transporte	4-20	5-25
Ductos	4	25
Equipo de cómputo y programas	10-25	4-10

Las pérdidas o ganancias generadas por la venta o disposición de activos fijos se reconocen en el resultado del ejercicio en que se incurren. La amortización de los pozos se determina utilizando el método de unidades producidas de barriles de petróleo crudo equivalente extraídas en cada uno de los respectivos campos.

El Reglamento de Trabajos Petroleros establece que cuando un pozo resulte seco, invadido por agua salada, incosteable o abandonado por accidente mecánico, existe la obligación de taponarlo para dejarlo en condiciones sanitarias y de seguridad. Esta obligación existe también en los pozos en que después de un período de explotación decline su producción al grado de que sea necesario abandonarlos por incosteables. Los trabajos necesarios para el taponamiento de pozos se efectuarán con la finalidad de aislar definitiva y convenientemente las formaciones atravesadas en la perforación que contengan aceite, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie. Este reglamento también requiere que PEMEX obtenga la aprobación de la Secretaría de Energía para el desmantelamiento de instalaciones petroleras, con el propósito de reemplazarlas por nuevas instalaciones o para su retiro permanente.

Hasta el 31 de diciembre de 2002, los costos estimados de abandono y desmantelamiento fueron tomados en cuenta en la determinación de las tasas de depreciación y amortización. Los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados son reconocidos por PEMEX con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos sujetos a abandono y desmantelamiento, el costo total ha sido reconocido al final de cada período. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, considerando costos estimados sobre una base no descontada. No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido. Los costos estimados de abandono y desmantelamiento fueron incluidos en la depreciación y amortización acumuladas.

A partir del 1° de enero de 2003, PEMEX adoptó los lineamientos del Boletín C-9, "Pasivos, provisiones, activos y pasivos contingentes y compromisos", emitido por el IMCP ("Boletín C-9"). Como consecuencia, PEMEX cambió el método para reconocer los costos relativos a abandono y desmantelamiento. El valor presente de estos costos se registra como un pasivo sobre una base descontada cuando los costos son incurridos, que es generalmente cuando el pozo empieza a producir. Los montos incurridos por estas obligaciones son inicialmente capitalizados como parte del valor del pozo. Con el paso del tiempo, los pasivos serán acreditados con base en el cambio en su valor presente y el monto inicial capitalizado será depreciado de acuerdo con la vida útil del pozo con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos sujetos a abandono y desmantelamiento, el costo total ha sido reconocido al final de cada período.

La adopción del Boletín C-9 significó para PEMEX el reconocimiento de un beneficio en la reserva para abandono y desmantelamiento, al inicio del año 2003, por un importe de \$2,012,782.

#### **i. Pasivos, provisiones, activos y pasivos contingentes y compromisos -**

Los pasivos a cargo de PEMEX y las provisiones de pasivo reconocidas en el balance general, representan obligaciones presentes en las que es probable la salida de recursos económicos para liquidar la obligación. Estas provisiones se han registrado contablemente, bajo la mejor estimación razonable efectuada por la Administración para liquidar la obligación presente; sin embargo, los resultados reales podrían diferir de las provisiones reconocidas.

A partir del 1° de enero de 2003 inició la vigencia del Boletín C-9, el cual establece reglas generales de valuación, presentación y revelación de pasivos, provisiones y activos y pasivos contingentes, así como reglas generales para la revelación de los compromisos contraídos por una compañía

como parte de sus operaciones cotidianas. El impacto del Boletín C-9 en relación con los costos de abandono y desmantelamiento de pozos se muestra en el inciso h. de esta Nota.

#### **j. Transacciones y saldos en moneda extranjera**

Las transacciones en monedas extranjeras se registran a los tipos de cambio vigentes en la fecha en que se realizan. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se convierten a moneda nacional a los tipos de cambio de divisas extranjeras para cierres contables proporcionados por la SHCP. Las pérdidas y las utilidades cambiarias, se cargan y abonan, respectivamente, a los resultados del ejercicio. En 2003 y 2002 se registraron en los resultados del ejercicio pérdidas cambiarias netas de \$25,506,359 y \$4,431,231, respectivamente.

#### **k. Obligaciones laborales**

PEMEX tiene establecido un plan de pensiones por jubilación y prima de antigüedad para sus trabajadores, cuya reserva es calculada por actuario independiente, mediante el método de crédito unitario proyectado. PEMEX incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en estos estados financieros consolidados, conforme a los lineamientos establecidos en el Boletín D-3, "Obligaciones laborales", de PCGA.

Los pagos por indemnizaciones al personal por retiro involuntario se cargan a los resultados del ejercicio en que son exigibles.

#### **l. Patrimonio**

Los Certificados de Aportación "A", la reserva para exploración y declinación de campos y las pérdidas acumuladas representan el valor de dichos conceptos en términos de poder adquisitivo al fin del último ejercicio, y se determinan aplicando a los importes históricos factores derivados del INPC.

#### **m. Exceso en la actualización del patrimonio**

El exceso en la actualización del patrimonio al 31 de diciembre de 2003 y 2002 se integra por el resultado acumulado por posición monetaria inicial y por el resultado por tenencia de activos no monetarios, expresados en pesos de poder adquisitivo al fin del último ejercicio.

#### **n. Resultado por posición monetaria**

El resultado por posición monetaria representa la utilidad o pérdida por inflación, medida en términos del INPC, sobre el neto de los activos y pasivos monetarios mensuales del año, expresado en pesos de poder adquisitivo del último ejercicio. Las tasas de inflación fueron del 4% y 5.7% en 2003 y 2002, respectivamente.

#### **o. Costo integral de financiamiento**

El costo integral de financiamiento incluye todos los conceptos de ingresos o gastos financieros, tales como los intereses, resultados cambiarios y efectos de valuación de instrumentos financieros, a medida que ocurren o se devengan, además del resultado por posición monetaria.

#### **p. Costo de lo vendido**

Se determina globalmente sumando a los inventarios al inicio del año, el incremento a la reserva para exploración y declinación de campos (cuota por barril extraído), el costo de operación de campos, refinerías y plantas (incluyendo los productos propios utilizados), las compras de refinados y otros productos, y deduciendo el valor de los inventarios al final del año. El costo de lo vendido incluye la depreciación y amortización asociadas con los activos utilizados en la operación, así como el gasto asociado con la reserva para costos futuros de abandono y desmantelamiento de pozos.

#### q. Impuestos y derechos federales

Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios son sujetos de leyes especiales de impuestos, las cuales se basan en ingresos por venta de petróleo y no generan diferencias temporales o impuestos diferidos. Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios no son sujetos de la Ley del Impuesto sobre la Renta ni de la Ley del Impuesto al Activo. Algunas de las Compañías Subsidiarias son sujetas de la Ley del Impuesto sobre la Renta y del Impuesto al Activo y no generan un monto significativo de impuestos diferidos.

Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios son sujetos de los siguientes impuestos y derechos: Derechos sobre extracción de petróleo, Impuesto a los rendimientos petroleros e Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS). Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios son también sujetos del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Los Derechos sobre extracción de petróleo se calculan aplicando una tasa del 52.3% sobre los flujos de efectivo de la diferencia entre las ventas de petróleo crudo y los costos y gastos de extracción. Se calculan derechos extraordinarios y adicionales sobre extracción de petróleo usando una tasa del 25.5% y 1.1%, respectivamente, sobre la misma base. El impuesto a los rendimientos petroleros, cuya tasa es del 35%, es equivalente al Impuesto sobre la Renta al que son sujetas las compañías mexicanas, excepto Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios.

La suma de todos los impuestos y derechos mencionados anteriormente equivalen al 60.8% del total de las ventas a terceros de Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios (adicionalmente se paga un 39.2% sobre la porción de los ingresos por ventas de petróleo crudo a un precio superior a los 18.35 y 15.50 dólares de los E.U.A. por barril en 2003 y 2002, respectivamente). En resumen, mientras los derechos sobre hidrocarburos no rebasen el 60.8% de las ventas a terceros, se pagan derechos adicionales hasta alcanzar dicho tope.

#### r. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

El IEPS a cargo de los clientes es un impuesto sobre las ventas locales de gasolina y diesel. Las tasas aplicables dependen, entre otros factores, del producto, del precio del productor, de los fletes, de las comisiones y de la región en que se vende cada producto. Para propósitos de una mejor revelación, las ventas incluyen el IEPS. Por otra parte, dicho impuesto se presenta en el estado de resultados restándose después de la utilidad antes de derechos sobre extracción de petróleo y otros e impuesto especial sobre producción y servicios.

#### s. Reconocimiento de los ingresos

Para todos los productos de exportación, el riesgo de pérdida y el título de propiedad se transfieren al momento del embarque, por lo que PEMEX registra los ingresos por ventas cuando los productos son embarcados a los clientes del extranjero. En el caso de algunas ventas nacionales en las cuales el cliente recibe el producto en las instalaciones de PEMEX, las ventas se registran cuando se recoge el producto. Para las ventas nacionales en las que PEMEX es responsable de la entrega del producto, el riesgo de pérdida y la propiedad se transfieren en el punto de entrega, y PEMEX registra los ingresos por ventas al momento de entrega del producto.

#### t. Instrumentos financieros

La contratación de instrumentos financieros derivados se realiza con objeto de reducir el riesgo de movimientos adversos en las tasas de interés, en el precio del petróleo y del gas natural, en el valor de divisas y en el precio de sus portafolios de inversión. Los instrumentos derivados contratados con propósitos de cobertura son registrados utilizando los mismos criterios usados para registrar los activos o pasivos que fueron cubiertos por estos instrumentos. Para operaciones no consideradas como de cobertura, sus resultados realizados y no realizados son reconocidos de acuerdo con su valor justo.



**u. Uso de estimaciones**

La preparación de los estados financieros requiere del uso de estimaciones. La Administración de PEMEX adopta supuestos y efectúa estimaciones que pueden afectar las revelaciones y los montos reportados a la fecha de los estados financieros consolidados. Los resultados reales pueden diferir de esas estimaciones.

**v. Pérdida integral**

La pérdida integral está representada por la pérdida neta más el efecto de la actualización, el incremento neto de la reserva para exploración y declinación de campos, y por aquellas partidas que por disposición específica se reflejan en el patrimonio y no constituyen aportaciones, reducciones o distribuciones (ver Nota 12).

**w. Principios de contabilidad recientemente emitidos**

Durante 2003 el IMCP emitió el nuevo Boletín C-12, "Instrumentos financieros con características de pasivo, de capital o de ambos", el cual destaca las diferencias entre los pasivos y capital contable, desde el punto de vista del emisor, como base para identificar, clasificar y contabilizar, en su reconocimiento inicial, los componentes de pasivo y patrimonio de los instrumentos financieros combinados.

El nuevo Boletín establece la metodología para separar del monto de la contraprestación recibida en la colocación de los instrumentos financieros combinados, los montos correspondientes al pasivo y al capital contable, la cual se basa en la naturaleza residual del capital contable, evitando el uso de valores razonables para afectar el capital contable en las transacciones iniciales. Asimismo, establece que los costos iniciales incurridos por la emisión de los instrumentos combinados a partir del 1° de enero de 2004, se asignen al pasivo y al capital contable en la misma proporción que los montos de los componentes reconocidos como pasivos y como capital contable, que las pérdidas y ganancias relacionadas con componentes de instrumentos financieros clasificados como pasivos, se registren en el costo integral de financiamiento y que las distribuciones de los rendimientos a los propietarios de componentes de instrumentos financieros clasificados como capital contable, se carguen directamente a una cuenta de capital que no sea la cuenta de resultados del ejercicio.

Aún cuando este Boletín entró en vigor el 1° de enero de 2004, no se requiere reformular información de ejercicios anteriores ni reconocer un efecto inicial acumulado en el resultado del ejercicio en que se adopte el mismo, de acuerdo con lo establecido en su párrafo transitorio. No obstante, se estima que la adopción de este Boletín no tendrá impacto en los estados financieros de PEMEX.

**NOTA 3 • CUENTAS, DOCUMENTOS POR COBRAR Y OTROS:**

Al 31 de diciembre, las cuentas y documentos por cobrar y otros se integran como sigue:

	2003	2002
Clientes del país	\$ 22,171,699	\$ 24,756,657
Clientes del extranjero	11,294,430	7,248,986
Pemex Finance, Ltd	8,147,107	7,779,464
Anticipos sobre rendimientos mínimos garantizados al Gobierno Federal (Nota 13)	10,175,024	10,098,227
Funcionarios y empleados	2,307,111	2,085,881
Otras cuentas por cobrar	18,209,940	7,592,816
Menos:		
Estimación para cuentas de dudosa recuperación	(2,092,479)	(1,987,854)
	\$ 70,212,832	\$ 57,574,177

**NOTA 4 • INVENTARIOS:**

Al 31 de diciembre, los inventarios se integran como sigue:

	2003	2002
Petróleo crudo, productos refinados, derivados y petroquímicos	\$ 23,981,779	\$ 21,903,277
Materiales y accesorios en almacenes	4,166,261	4,664,164
Materiales y productos en tránsito	1,177,830	979,514
Menos:		
Estimación para inventarios de lento movimiento y obsoletos	(1,848,216)	(2,144,767)
	\$ 27,477,654	\$ 25,402,188

**NOTA 5 • PROPIEDADES Y EQUIPO:**

Al 31 de diciembre, el saldo de este renglón se integra como sigue:

	2003	2002
Plantas	\$ 277,970,288	\$ 238,873,955
Ductos	217,598,977	203,340,674
Pozos	213,018,173	168,296,187
Equipo de perforación	20,341,501	19,267,114
Edificios	35,759,620	35,368,777
Plataformas marinas	69,344,986	45,911,342
Mobiliario y equipo	22,877,084	21,091,437
Equipo de transporte	12,274,215	12,225,200
	869,184,844	744,374,686
Menos:		
Depreciación y amortización acumuladas	(453,501,524)	(425,315,442)
	415,683,320	319,059,244
Terrenos	37,763,303	38,076,892
Obras en construcción	84,023,226	145,355,060
Activos fijos improductivos	1,601,725	823,622
Materiales sobrantes de obra	147,817	185,158
Total	\$ 539,219,391	\$ 503,499,976

a. Al 31 de diciembre de 2003, el valor de las propiedades y equipo se actualizó utilizando factores derivados del INPC (en 2002 aplicando índices específicos basados en estudios técnicos).

b. Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, los intereses identificados con activos fijos que se encuentran en etapa de construcción o instalación y que fueron capitalizados como parte del costo de estos activos ascendieron a \$7,246,308 y \$5,259,078, respectivamente.

c. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002, reconocidas en los costos y gastos de operación, ascendieron a \$40,544,191 y \$33,814,503, respectivamente, las cuales incluyen \$455,930 y \$1,400,821, respectivamente, de costos de abandono y desmantelamiento.

d. Hasta el 31 de diciembre de 2002, el total de costos futuros relativos a actividades de abandono y desmantelamiento determinados sobre la base de costos estimados no descontados ascendió a \$12,257,893. Este monto se incluye dentro de la depreciación y amortización acumuladas. Como resultado de la adopción del Boletín C-9 (ver Nota 2 h. e i.), el cálculo de PEMEX de los costos futuros relativos a actividades de abandono y desmantelamiento (descontado) al 31 de diciembre de 2003 asciende a \$12,274,000 y fue reclasificado como un pasivo dentro de la "Reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, créditos diversos y otros".

**NOTA 6 • ACTIVO INTANGIBLE DERIVADO DE LA VALUACIÓN ACTUARIAL DE LAS OBLIGACIONES LABORALES Y OTROS ACTIVOS:**

Al 31 de diciembre la inversión de PEMEX en estos activos se integra como sigue:

	2003	2002
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales (Nota 11)	\$ 119,309,221	\$ 120,065,003
Inversiones a largo plazo y otros activos	15,916,309	15,557,506
	<u>\$ 135,225,530</u>	<u>\$ 135,622,509</u>

PMI NASA tiene una coinversión al 50% con Shell Oil Company para la operación de una refinería ubicada en Deer Park, Texas. Esta inversión se valúa por el método de participación y asciende a \$2,806,455 y \$2,440,448 al 31 de diciembre de 2003 y 2002, respectivamente. Durante 2003 y 2002 PEMEX registró \$889,726 de utilidades y \$262,906 de pérdidas, respectivamente, por su participación en la coinversión, reflejadas en el estado de resultados en el renglón de “Otros ingresos”. Durante esos mismos años, PEMEX pagó a la coinversión \$4,661,482 y \$2,690,088, respectivamente, por el procesamiento de petróleo.

**NOTA 7 • VENTA DE DERECHOS DE COBRO FUTUROS:**

El 1° de diciembre de 1998, Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, PMI y P.M.I. Services B.V. firmaron diversos contratos con Pemex Finance, Ltd. (“Pemex Finance”), que es una compañía de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de las Islas Cayman. Mediante estos contratos, Pemex Finance compra ciertas cuentas por cobrar provenientes de ventas de petróleo crudo de Pemex-Exploración y Producción y PMI, ya sea efectuadas o por efectuarse en el futuro. Las cuentas por cobrar vendidas son aquellas que se generan por la venta de petróleo crudo tipo Maya a clientes designados en los Estados Unidos, Canadá y Aruba. Los recursos netos obtenidos por Pemex-Exploración y Producción de la venta de esas cuentas por cobrar, son utilizados para PIDIREGAS (ver Nota 2 d.). En el año que terminó el 31 de diciembre de 2003 y 2002, las ventas de cuentas por cobrar mediante estos contratos ascendieron a \$122,006,841 y \$78,826,689, respectivamente.

El importe de la “Venta de derechos de cobro futuros” se presenta como un pasivo a largo plazo en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2003 y 2002. Aunque los contratos entre Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, PMI, P.M.I. Services B.V. y Pemex Finance, establecen obligaciones de pago a corto plazo, no se espera que se utilicen recursos a corto plazo para cubrir esas obligaciones ya que dichos recursos se están renovando constantemente. Adicionalmente, Pemex Finance ha demostrado que tiene capacidad para contratar deuda en los mercados internacionales por montos suficientes para mantener la continua adquisición de cuentas por cobrar de PEMEX.

**NOTA 8 • DOCUMENTOS POR PAGAR A CONTRATISTAS:**

Al 31 de diciembre el saldo de este pasivo se integra como sigue:

	2003	2002
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b) (c)	\$ 15,026,739	\$ 30,150,012
Menos: Porción circulante de documentos por pagar a contratistas	1,887,150	1,640,274
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	<u>\$ 13,139,589</u>	<u>\$ 28,509,738</u>

(a) El 26 de noviembre de 1997, Petróleos Mexicanos y Pemex-Refinación firmaron un contrato de obra pública financiada y un contrato de obra pública a precios unitarios con Consorcio Proyecto Cadereyta Conproca, S. A. de C. V. Dichos contratos se firmaron para la reconfiguración y modernización de la refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa” en Cadereyta, N. L.

La cantidad original del contrato de obra pública financiada fue de U.S. \$1,618,352, más un costo de financiamiento de U.S. \$805,648, pagadero en veinte exhibiciones semestrales de U.S. \$121,200. La cantidad original del contrato de obra pública a precios unitarios fue de U.S. \$80,000, incluyendo un costo financiero de U.S. \$47,600, pagadero mensualmente con base en el avance del proyecto. Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el saldo pendiente de pago era de \$13,480,564 y \$14,298,491, respectivamente.

(b) El 25 de junio de 1997, PEMEX firmó un contrato de servicios por diez años, con un contratista distinto, por U.S. \$82.50 diarios por el almacenamiento y carga de petróleo estabilizado mediante un sistema de flotación (FSO). Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el saldo pendiente de pago era de \$1,167,132 y \$1,245,132, respectivamente.

(c) En 2002, PEMEX registró desarrollos realizados por diversos contratistas. Los contratos se refieren a la reconfiguración y modernización de las refinerías ubicadas en Salamanca, Guanajuato y Ciudad Madero, Tamaulipas, por un monto de \$14,606,389. En el año 2003, el pasivo de estos proyectos se presenta dentro del rubro de deuda del Master Trust. Adicionalmente, en 2003 PEMEX registró \$379,043 para la reconfiguración de la refinería ubicada en Minatitlán, Veracruz.

#### NOTA 9 • DEUDA:

Al 31 de diciembre de 2003, las líneas de crédito contratadas por PEMEX con características revolventes (aceptaciones bancarias y papel comercial) y de disponibilidad en parcialidades, ascendieron a \$54,030,425. Al 31 de diciembre de 2003, la porción no utilizada de esas líneas de crédito ascendió a \$9,870,861, de los cuales \$2,898,888 corresponden a líneas revolventes y \$6,971,973 a líneas garantizadas por Agencias de Crédito a la Exportación.

Durante 2003, las operaciones significativas de financiamiento fueron las siguientes:

a. Petróleos Mexicanos obtuvo créditos para financiar sus operaciones de comercio exterior por un total de U.S. \$125,000 (\$1,404,500). Los préstamos son pagaderos en 2004 y generan intereses a la tasa LIBOR más 0.585% a 0.65%.

b. Petróleos Mexicanos obtuvo créditos directos por U.S. \$440,000 (\$4,943,840), los cuales generan intereses a la tasa LIBOR más 0.55% hasta 0.695% y son pagaderos durante 2004.

c. Petróleos Mexicanos reutilizó U.S. \$432,000 (\$4,853,952) del programa de papel comercial. El programa de papel comercial genera intereses a tasas de descuento de 1.085% a 1.11%; dichas tasas son las prevalecientes en el mercado a la fecha de la emisión.

d. Petróleos Mexicanos utilizó U.S. \$540,000 (\$6,067,440) en líneas de aceptaciones bancarias: U.S. \$405,000 (\$4,550,580) de la línea americana y U.S. \$135,000 (\$1,516,860) de la línea japonesa. Las disposiciones de estas líneas se efectuaron como créditos con pago de intereses al final del período a la tasa LIBOR más 0.6% y vencen en 2004.

e. Petróleos Mexicanos obtuvo U.S. \$152,340 (\$1,711,692) para compra de bienes y servicios a través de créditos garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación. Estos créditos generan intereses a tasas LIBOR más 0.0625% a 1.5% y fija de 3.32 a 5.04%.

Durante 2003, el Master Trust llevó a cabo las siguientes actividades de financiamiento:

a. El Master Trust obtuvo préstamos bancarios comerciales por U.S. \$1,173,583 (\$13,186,379). Estos préstamos están pactados a tasas de interés fija del 5.44%, LIBOR más 0.6% a 1.9% y variable más 0.2% a 0.4%, y son pagaderos en varios pagos hasta 2018.

b. El Master Trust obtuvo créditos para financiar sus operaciones de comercio exterior por un total de U.S. \$1,700,000 (\$19,101,200). Los préstamos son pagaderos en 2004 y 2006 y generan intereses a la tasa LIBOR más 0.4% y 0.6%.

c. El 27 de enero de 2003, el Master Trust emitió bonos por £250,000,000 (\$5,023,050) a una tasa del 7.50%, con vencimiento en 2013; los bonos se emitieron de acuerdo al programa de pagarés a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

d. El 6 de febrero de 2003, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$750,000 (\$8,427,000) a una tasa del 6.125%, con vencimiento en 2008; los bonos se emitieron de acuerdo al programa de pagarés a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

e. El 21 de marzo de 2003, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$500,000 (\$5,618,000) a una tasa del 8.625%, con vencimiento en 2022; los bonos se emitieron de acuerdo al programa de pagarés a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

f. El 4 de abril de 2003, el Master Trust emitió bonos por ₡ 750,000,000 (\$10,622,250) a una tasa del 6.625%, con vencimiento en 2010; los bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos.

g. El 4 de junio de 2003, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$750,000 (\$8,427,000) a una tasa del 7.375%, con vencimiento en 2014; los bonos se emitieron de acuerdo al programa de pagarés a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

h. El 5 de agosto de 2003, el Master Trust emitió bonos por ₡ 500,000,000 (\$7,081,500) a una tasa del 6.25%, con vencimiento en 2013; los bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos.

i. El 15 de octubre de 2003, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$500,000 (\$5,618,000) a una tasa de interés variable, con vencimiento en 2009.

j. El 5 de noviembre de 2003, el Master Trust emitió bonos por £150,000,000 (\$3,013,830) a una tasa fija del 7.5%, con vencimiento en 2013; los bonos fueron emitidos bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

k. En varias fechas durante 2003 el Master Trust obtuvo créditos para financiamiento de proyectos por un total de U.S. \$2,096,154 (\$23,552,386) a tasas fijas que van de 3.23% a 6.64% y a tasa LIBOR más 0.03% a 2.25% con varios vencimientos hasta 2014.

Durante 2003, el Fideicomiso F/163 llevó a cabo las siguientes actividades de financiamiento:

a. El 24 de octubre de 2003 el Fideicomiso F/163 emitió certificados bursátiles por \$6,500,000 a tasa fija del 8.38% y a tasa variable más 0.65% y 0.67% y vencen en varios pagos hasta 2010.

b. El 18 de diciembre de 2003 el Fideicomiso F/163 obtuvo un préstamo bancario por \$2,500,000 a tasa variable más 0.36% y vence en varios pagos hasta 2008.

c. El 23 de diciembre de 2003 el Fideicomiso F/163 obtuvo un préstamo bancario sindicado por \$7,000,000 a tasa variable más 0.35% y a tasa fija del 8.4% y vence en 2007 y 2008.

Durante 2002, las operaciones significativas de financiamiento fueron las siguientes:

a. Petróleos Mexicanos obtuvo créditos para financiar sus operaciones de comercio exterior por un total de U.S. \$225,000 (\$2,412,579). Los préstamos son pagaderos en 2003 y generan intereses a la tasa LIBOR más 0.55% hasta 0.65%.

b. Petróleos Mexicanos obtuvo créditos directos por U.S. \$650,000 (\$6,969,675), los cuales generan intereses a la tasa LIBOR más 0.625% hasta 0.760% y son pagaderos durante 2003.

c. Petróleos Mexicanos emitió U.S. \$962,500 (\$10,320,480) del programa de papel comercial. El programa de papel comercial generó intereses a tasas de descuento de 1.345% a 1.42%, dichas tasas son las prevalecientes en el mercado a la fecha de la emisión.

d. Petróleos Mexicanos utilizó U.S. \$785,000 (\$8,417,222) en líneas de aceptaciones bancarias. Las disposiciones de estas líneas se efectuaron como créditos con pago de intereses al final del período a la tasa LIBOR más 0.6%.



e. Petróleos Mexicanos obtuvo U.S. \$146,442 (\$1,570,235) para compra de bienes y servicios a través de créditos garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación. Estos créditos generan intereses fijos de 4.14% a 5.51% e intereses a la tasa LIBOR más 0.0625% a 0.2250%.

f. PMI Trading Limited obtuvo U.S. \$10,000 (\$107,226) en un préstamo bancario de una institución financiera. El préstamo bancario genera intereses a una tasa de interés fija del 2.2345% y vence en enero de 2003.

Durante 2002, el Master Trust realizó las siguientes actividades de financiamiento:

a. El Master Trust obtuvo préstamos bancarios comerciales por U.S. \$650,000 (\$6,969,675). Estos préstamos están pactados a una tasa de interés LIBOR más 0.9% y son pagaderos en 2004. Adicionalmente, el Master Trust obtuvo préstamos bancarios comerciales por \$11,957,298. Estos préstamos generan intereses a una tasa de interés doméstica de 8.3% y 8.13% y son pagaderos de 2003 a 2005.

b. El 7 de enero de 2002, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$500,000 (\$5,361,288) a la tasa LIBOR más 1.5% y vencimiento en 2005. Los bonos fueron emitidos bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

c. El 1° de febrero de 2002, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$1,000,000 (\$10,722,577) a una tasa de interés fija del 7.875% y vencimiento en 2009; los bonos fueron emitidos bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

d. El 1° de febrero de 2002, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$500,000 (\$5,361,288) a una tasa de interés fija del 8.625%, con vencimiento en 2022; los bonos fueron emitidos bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

e. El 3 de diciembre de 2002, el Master Trust incrementó su programa de bonos a mediano plazo, Serie A, de U.S. \$6,000,000 (\$64,335,459) a U.S. \$11,000,000 (\$117,948,342).

f. El 5 de diciembre de 2002, el Master Trust emitió bonos por \$30,000,000,000 (\$2,710,667) a una tasa de interés fija del 3.50%, con vencimiento en 2023.

g. El 12 de diciembre de 2002, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$1,000,000 (\$10,722,577) a una tasa de interés fija del 7.375%, con vencimiento en 2014; los bonos fueron emitidos bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust, Serie A, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

h. El Master Trust obtuvo U.S. \$2,042,500 (\$21,900,862) de varias instituciones financieras para financiamiento de proyectos, de los cuales U.S. \$300,000 (\$3,216,773) corresponden a financiamiento de comercio exterior; U.S. \$1,000,000 (\$10,722,577) a un crédito sindicado y U.S. \$742,500 (\$7,961,513) a financiamiento garantizado por Agencias de Crédito a la Exportación, que a su vez incluyen \$13,962,623,000 (\$1,261,601). El financiamiento de proyectos genera un interés fijo a tasas de entre 4.14% y 5.74% y tasas variables de LIBOR más 0.05% a 2.25% y a la tasa PRIME de yenes. El financiamiento de proyectos es pagadero entre 2003 y 2013.

En 1983, 1985, 1987 y 1990, Petróleos Mexicanos, junto con el Gobierno Mexicano, llevó a cabo convenios con la comunidad bancaria internacional para reestructurar su deuda. Derivado de la negociación final, los saldos que quedaron como deuda reestructurada conservaron prácticamente las mismas condiciones que la negociación de 1987 en cuanto a tasas de interés. Los períodos de amortización se reprogramaron en dos grandes porciones de deuda que se están amortizando en 52 y 48 trimestres respectivamente, comenzando la primera en 1994 y la segunda en 1995, y terminando ambas en diciembre de 2006.

Cada año, la SHCP aprueba el presupuesto anual de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, así como su programa anual de financiamiento. El Gobierno Mexicano incorpora el presupuesto anual y el programa anual de financiamiento de Petróleos Mexicanos y sus Organismos

Subsidiarios a su presupuesto anual, el cual debe ser aprobado por el Congreso de la Unión cada año. La deuda de PEMEX no constituye una obligación del Gobierno Mexicano ni está garantizada por éste. Sin embargo, bajo la Ley General de Deuda Pública, las obligaciones de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios sobre su deuda externa deben ser aprobadas y registradas por la SHCP y es considerada como deuda externa pública mexicana. A pesar de que la deuda de Petróleos Mexicanos no está garantizada por el Gobierno Mexicano, la deuda externa de Petróleos Mexicanos ha recibido el tratamiento de “pari passu” en reestructuras anteriores.

Algunos de los créditos requieren el cumplimiento de varias condiciones operativas, las cuales, entre otras cosas, establecen restricciones sobre los siguientes tipos de transacciones:

- Ventas substanciales de activos esenciales para la continuidad de las operaciones del negocio.
- Gravámenes sobre sus activos; y
- Transferencias, ventas o asignaciones de derechos de pago de contratos para la venta de petróleo crudo o gas aún no recibidos, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables.

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, la deuda documentada se integra como sigue:

			31 de diciembre de 2003		31 de diciembre de 2002	
	Tasa de interés (4)	Vencimiento	Moneda nacional (miles)	Moneda extranjera (miles)	Moneda nacional (miles)	Moneda extranjera (miles)
<b>EN DÓLARES:</b>						
Créditos directos (1)	Variable y LIBOR más 0.8125%	Varios hasta 2006	\$1,683,161	149,801	\$ 2,369,194	220,954
Créditos directos	Variable y LIBOR más 0.55 a 0.8125%	Varios hasta 2006	4,780,975	425,505	10,177,021	949,121
Aceptaciones bancarias	LIBOR más 0.6%	En 2004	6,067,440	540,000	8,417,223	785,000
Bonos	Fija de 6.125% a 9.5%, LIBOR más 1.5% a 1.8%	Varios hasta 2027	136,497,625	12,148,240	103,453,992	9,648,240
Financiamiento asignado a PIDIREGAS	Fija de 3.23% a 7.69%, LIBOR más 0.3% a 2.25%	Varios hasta 2014	41,369,085	3,681,834	60,123,966	5,607,231
Créditos comprador y financiamiento de proyectos	Fija de 3.32% a 7.77%, LIBOR más 0.0625% a 2%	Varios hasta 2012	5,038,346	448,411	4,589,066	427,982
Arrendamientos financieros	Fija de 8.05% a 10.34%	Varios hasta 2012	2,857,871	254,350	2,987,949	278,660
Papel comercial	Varias desde 1.085% a 1.11%	Varios hasta 2004	4,853,952	432,000	4,637,514	432,500
Créditos al comercio exterior	LIBOR más 0.4% a 1.125%	Varios hasta 2007	37,340,973	3,323,333	2,412,580	225,000
Préstamos bancarios	Fija de 5.44% a 5.58%, LIBOR más 0.6% a 1.9%	Varios hasta 2018	27,813,879	2,475,425	107,720	10,046
<b>TOTAL EN DÓLARES</b>			<b>268,303,307</b>	<b>23,878,899</b>	<b>199,276,225</b>	<b>18,584,734</b>
<b>EN EUROS:</b>						
Bonos	Fija de 6.25% a 7.75%, flotante y LIBOR más 1.65%	Varios hasta 2013	34,294,203	2,421,394	15,145,600	1,346,394
Créditos directos, bancarios y financiamiento de proyectos	Fija de 2%, flotante y LIBOR más 0.8125%	Varios hasta 2016	75,823	5,354	89,790	7,982
<b>TOTAL EN EUROS</b>			<b>34,370,026</b>	<b>2,426,748</b>	<b>15,235,390</b>	<b>1,354,376</b>

			31 de diciembre de 2003		31 de diciembre de 2002		
	Tasa de interés (4)	Vencimiento	Moneda nacional (miles)	Moneda extranjera (miles)	Moneda nacional (miles)	Moneda extranjera (miles)	
EN PESOS:							
Certificados bursátiles	Fija de 8.38% y variable más 0.65% a 0.67%	Varios hasta 2010	6,500,000				
Financiamiento de proyectos y préstamos bancarios	Fija de 8.4% y variable más 0.2% a 0.4%.	Varios hasta 2008	19,000,000		11,957,296		
TOTAL EN PESOS			25,500,000		11,957,296		
EN YENES JAPONESES:							
Bonos	Fija de 3.5%	En 2023	3,144,000	30,000,000	2,710,667	30,000,000	
Financiamiento de proyectos	Fija de 2.9% y PRIME en yenes	Varios hasta 2015	15,592,863	148,786,858	15,273,229	169,034,706	
TOTAL EN YENES			18,736,863	178,786,858	17,983,896	199,034,706	
Otras monedas (2)	Tasa fija de 7.5% y 14.5%, LIBOR más 0.8125%	Varios hasta 2013	9,045,633	Varias	2,170,580	Varias	
Total del principal en moneda nacional (3)			355,955,829		246,623,387		
Más:							
Intereses devengados			5,160,738		3,486,757		
Total principal e intereses de la deuda			361,116,567		250,110,144		
Menos:							
Vencimiento a corto plazo			57,503,476		51,465,139		
Deuda a largo plazo			\$ 303,613,091		\$ 198,645,005		
					2009 en adelante	Total	
Vencimientos del principal							
(en moneda nacional)	\$ 52,342,738	\$ 41,347,653	\$ 42,291,744	\$ 42,074,201	\$ 42,056,092	\$ 135,843,401	\$ 355,955,829

1) Créditos directos remanentes después de una reestructuración en 1987, la cual extendió los vencimientos originales a nuevos períodos que van hasta 2006.

2) Incluye operaciones de mercado, créditos directos remanentes después de reestructuración y emisión de bonos, en libras esterlinas y francos suizos, a diversas tasas de interés.

3) Incluye financiamientos obtenidos de bancos extranjeros por \$323,367,487 y \$239,068,285, al 31 de diciembre de 2003 y 2002, respectivamente.

4) Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, las tasas eran las que siguen: LIBOR, 1.22% y 1.38%, respectivamente; Eurodólar, 1.2% y 1.38%, respectivamente; las tasas de descuento 0.75% y 1.42%, respectivamente; Prime en yenes, 1.7% y 1.375%, respectivamente; las tasas para las aceptaciones bancarias estaban entre 0.75% y 1.42%, respectivamente.

#### NOTA 10 • INSTRUMENTOS FINANCIEROS:

Durante sus operaciones normales, PEMEX está expuesto a riesgos por divisas extranjeras y riesgos por tasa de interés, entre otros. Estos riesgos generan volatilidad en los ingresos, el patrimonio y los flujos de efectivo entre un período contable y otro. PEMEX usa instrumentos financieros derivados bajo varias estrategias para eliminar o limitar muchos de estos riesgos.

PEMEX ha establecido lineamientos generales de administración integral de riesgos para el uso y control de instrumentos financieros derivados que forman parte de la estructura de PEMEX.

El Comité de Administración de Riesgos de PEMEX está formado por representantes de PEMEX, el Banco de México, la SHCP y PMI y se encarga de autorizar las estrategias de cobertura, asimismo propone las políticas de administración de riesgos para la aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos ("Consejo de Administración").

En 2001, el Consejo de Administración aprobó la reestructuración del área de administración de riesgos y creó la Subdirección de Administración de Riesgos, cuyo objetivo es desarrollar la estrategia de administración de riesgos financieros y catastróficos de PEMEX, para establecer normas institucionales consistentes con el enfoque de administración de riesgos de la institución.

#### (i) Riesgo de crédito

PEMEX está sujeto a riesgos de crédito por sus cuentas por cobrar e instrumentos financieros derivados. Para monitorear el riesgo de las cuentas por cobrar, PEMEX ha establecido un comité de crédito interno para monitorear las políticas y procedimientos de crédito. PEMEX monitorea de cerca sus operaciones de crédito y nunca ha tenido pérdidas considerables por recuperación. PEMEX invierte sus excesos de efectivo en instrumentos líquidos de bajo riesgo que se colocan en una amplia gama de instituciones.

#### (ii) Riesgos de contraparte por el uso de instrumentos financieros derivados

PEMEX está expuesto a riesgos de crédito (o repago) y riesgos de mercado a través del uso de instrumentos financieros derivados. Si la contraparte no cumple con sus obligaciones bajo un contrato de instrumentos financieros derivados, el riesgo de crédito de PEMEX será igual al valor de mercado positivo de instrumentos financieros derivados, esto indica que la contraparte le debe esa cantidad a PEMEX, lo que genera un riesgo por repago para PEMEX. Cuando el valor justo de un contrato de derivados es negativo, PEMEX le debe una cantidad a la contraparte y, por lo tanto, no asume un riesgo de repago.

Para minimizar el riesgo de crédito en instrumentos financieros derivados, PEMEX realiza todas sus transacciones con contrapartes de alta calidad crediticia que incluyen a instituciones financieras que cumplen con el criterio establecido para la aprobación de riesgos de crédito de PEMEX. Normalmente, estas contrapartes tienen un mejor posicionamiento crediticio que PEMEX.

Las transacciones con derivados generalmente se realizan con base en contratos estándar. En general, no se ofrece ni reciben avales para transacciones con derivados financieros. Sin embargo, en transacciones de instrumentos financieros derivados de hidrocarburos, las contrapartes sí necesitan de avales cuando el valor de mercado es negativo.

#### (iii) Riesgo por tasas de interés

La estrategia de cobertura por riesgo de tasas de interés de PEMEX permite que la volatilidad del riesgo financiero sea reducida en los flujos de efectivo operacionales de PEMEX, establecidos para compromisos de deudas a largo plazo y dividendos mínimos garantizados. Los instrumentos financieros derivados por tasas de interés permiten que PEMEX contrate préstamos a largo plazo a tasas fijas o variables y elija la adecuada mezcla de tasas variables y fijas para su deuda.

Las estrategias de cobertura contra riesgos de tasas de interés han permitido que PEMEX cambie efectivamente las características de sus pasivos. Los instrumentos financieros derivados usados en las transacciones de cobertura de PEMEX consisten principalmente en swaps de tasas de interés fijas, bajo las que PEMEX tiene derecho a recibir pagos basados en la tasa de interés LIBOR a tres y seis meses.

**(iv) Riesgo de tipo de cambio**

Como política de cobertura contra riesgos de tipo de cambio, PEMEX contrata swaps de divisas como protección contra movimientos adversos en los tipos de cambio. Debido a que una cantidad importante de los ingresos de PEMEX están denominados en dólares americanos, PEMEX generalmente contrata préstamos en dólares.

Sin embargo, PEMEX también contrata deudas en divisas diferentes al dólar para aprovechar las condiciones de financiamiento disponibles en estas divisas extranjeras. PEMEX tradicionalmente ha contratado swaps de divisas como una estrategia de protección contra las fluctuaciones cambiarias para mitigar los efectos por la exposición a la depreciación del dólar americano. Estos instrumentos financieros derivados en divisas extranjeras han sido establecidos para convertir las cantidades emitidas en bonos en divisas diferentes al dólar a dólares americanos.

**(v) Valor justo de instrumentos financieros derivados**

El valor justo de los instrumentos financieros derivados es susceptible a movimientos en las variables de mercado y el precio de los subyacentes. PEMEX monitorea periódicamente el valor justo de los instrumentos financieros derivados. El valor justo de los derivados de divisas extranjeras y tasas de interés se monitorea diario o cuando menos trimestralmente. El valor justo se calcula para cada instrumento financiero derivado, que es el precio al que una parte asume los derechos y las obligaciones de la otra. El valor justo de los instrumentos financieros derivados ha sido calculado usando métodos de valuación generalmente utilizados por el mercado y con base en información de mercados disponible a la fecha del balance general.

El valor justo para los instrumentos designados no de cobertura de tasas de interés fue calculado descontando los flujos de efectivo futuros a valor presente, usando la tasa de interés de mercado para el período restante del instrumento. Los flujos de efectivo descontados para los swaps de tasas de interés se determinan por cada transacción individual a la fecha del balance general.

La siguiente tabla muestra el valor justo y el nocional contratado de los swaps de tasa de interés y los swaps de capital vigentes al 31 de diciembre de 2003 y 2002:

	2003		2002	
	Cantidad nocional	Valor justo	Cantidad nocional	Valor justo
Swaps de tasa de interés	\$4,112,960	(\$225,736)	\$4,445,926	(\$336,971)
Swaps de capital	8,173,190	598,006	6,589,202	(1,162,613)

La siguiente tabla indica los tipos de swaps de divisas y sus respectivos valores justos al 31 de diciembre de 2003 y 2002:

	2003		2002	
	Cantidad nocional	Valor justo	Cantidad nocional	Valor justo
Libras inglesas contra dólar americano	\$ 8,195,089	\$ 830,026	\$ 2,023,570	\$ 27,433
Yenes japoneses contra dólar americano	14,825,716	1,844,856	14,402,316	(1,016,237)
Euro contra dólar americano	29,116,726	5,171,162	16,094,968	114,592

El valor justo de los instrumentos financieros derivados presentados en los cuadros anteriores se muestra con fines informativos.



**NOTA 11 • RESERVA PARA JUBILACIONES Y PRIMA DE ANTIGÜEDAD:**

De acuerdo con lo que establece la Ley Federal del Trabajo y los contratos colectivos e individuales de trabajo, PEMEX tiene obligaciones por concepto de primas de antigüedad y pensiones a pagar a su personal. Estas obligaciones sólo son exigibles después de que el personal haya prestado un mínimo de años de servicio y se computa con base en esos años y las compensaciones del personal a la fecha de su retiro. Para hacer frente a estas obligaciones PEMEX tiene establecido un fondo en fideicomiso; asimismo, cuenta con una reserva que es determinada con base en cálculos actuariales preparados por peritos independientes bajo el método de crédito unitario proyectado. El costo neto del período cargado a los resultados de 2003 y 2002 fue de \$38,938,604 y \$39,711,998, respectivamente.

Los principales conceptos que se derivan del estudio actuarial se analizan a continuación:

	2003	2002
Obligaciones por beneficios actuales	\$ 298,918,138	\$ 272,046,398
Importe adicional por beneficios proyectados	14,443,993	7,303,724
Obligaciones por beneficios proyectados	313,362,131	279,350,122
Menos:		
Activos del plan (fondo en fideicomiso)	13,148,657	6,865,808
	300,213,474	272,484,314
Menos:		
Pasivo de transición por amortizar en 15 años, para jubilación y prima de antigüedad y otros efectos de los cálculos actuariales	133,753,206	127,368,263
Pasivo neto proyectado	166,460,268	145,116,051
Pasivo mínimo adicional	119,309,221	120,065,003
Pasivo acumulado	\$ 285,769,489	\$ 265,181,054

El costo neto del período se integra por:

Costo laboral	\$ 7,493,503	\$ 7,061,838
Costo financiero	23,058,739	25,793,820
Rendimientos esperados de los activos del plan	(1,029,529)	(715,319)
Amortización de la obligación transitoria	7,638,880	1,233,101
Servicios anteriores y modificaciones al plan	344,877	5,350,289
Variaciones en supuestos y ajustes por experiencia	(54,950)	988,269
Ajuste por inflación	1,487,084	
Costo neto del período	\$ 38,938,604	\$ 39,711,998

Las tasas reales utilizadas en las proyecciones actuariales para 2003 y 2002 son:

Tasa de rendimiento del fondo	5.50%
Tasa de interés	4.59%
Tasa de incremento de sueldos	0.92%

**NOTA 12 • PÉRDIDA INTEGRAL:**

La pérdida integral de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002, se analiza como sigue:

	2003	2002
Pérdida neta del ejercicio	(\$ 40,644,363)	(\$ 24,574,040)
Efecto de la actualización en el ejercicio - Neto	5,635,367	(4,195,728)
(Aplicación) incremento a la reserva para exploración y declinación de campos - Neto	(13,053,826)	1,817,371
Otros movimientos patrimoniales		42,243
Pérdida integral del ejercicio	(\$ 48,062,822)	(\$ 26,910,154)

**NOTA 13 • PATRIMONIO:**

El 31 de diciembre de 1990 se llevó a cabo la capitalización de la deuda reestructurada que Petróleos Mexicanos debía al Gobierno Federal. El monto a valor nominal de la capitalización ascendió a \$22,334,195 (7,577 millones de dólares) y fue autorizada por el Consejo de Administración. El convenio de capitalización entre Petróleos Mexicanos y el Gobierno Mexicano estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen capital permanente.

Como condición de esta capitalización, Petróleos Mexicanos aceptó pagar al Gobierno Federal rendimientos mínimos garantizados equivalentes al servicio de la deuda que fue capitalizada. Los rendimientos mínimos garantizados comprenden el pago de capital e intereses, en los mismos términos y condiciones que los pactados originalmente con los acreedores internacionales, a los tipos de cambio vigentes en la fecha en que se realizan los pagos, hasta el año 2006. Estos pagos deberán ser aprobados anualmente por el Consejo de Administración.

En diciembre de 1997, el Consejo de Administración y el Gobierno Mexicano acordaron una reducción al patrimonio de los Certificados de Aportación "A" a cambio de un pago en efectivo al Gobierno Mexicano por \$12,118,050 (U.S. \$1,500,000). Petróleos Mexicanos y la SHCP acordaron la correspondiente reducción en los pagos futuros de los rendimientos mínimos garantizados.

Después del movimiento anterior, el Patrimonio de Petróleos Mexicanos se integra como sigue:

Certificados de Aportación "A"	\$ 10,222,463
Incremento por actualización	72,397,776
Certificados de Aportación "A" en pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2003	\$ 82,620,239

Durante 2003, Petróleos Mexicanos pagó al Gobierno Federal \$10,175,024 (\$10,098,227 durante el año 2002) por concepto de anticipos a cuenta de rendimientos, los cuales se aplicarán al importe que el Consejo de Administración apruebe como rendimiento total anual, lo cual usualmente ocurre en el siguiente año fiscal.

**NOTA 14 • POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA:**

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, los estados financieros consolidados de PEMEX incluyen activos y pasivos monetarios, denominados en moneda extranjera, como sigue:

Importe en moneda extranjera (Miles)					
2003:	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares americanos	5,779,829	29,843,201	(24,063,372)	11.2360	(\$ 270,376,048)
Yenes japoneses		194,226,518	(194,226,518)	0.1048	(20,354,939)
Libras esterlinas	260	452,718	(452,458)	20.0922	(9,090,877)
Euros	279,441	2,670,519	(2,391,078)	14.1630	(33,864,838)
Total posición pasiva, antes de coberturas cambiarias (Nota 10)					(\$ 333,686,702)
2002:					
Dólares americanos	12,969,633	32,372,228	(19,402,595)	10.3125	(\$ 200,089,261)
Yenes japoneses	102,593,907	204,882,010	(102,288,103)	0.0869	(8,888,836)
Libras esterlinas	125,208	125,479	(271)	16.6217	(4,504)
Francos suizos		669	(669)	7.4572	(4,989)
Florines holandeses	40		40	4.9044	196
Euros	1,318,788	1,369,405	(50,617)	10.8188	(547,615)
Total posición pasiva, antes de coberturas cambiarias (Nota 10)					(\$ 209,535,009)

**NOTA 15 • INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS:**

PEMEX opera en distintos giros de actividad, ya que se dedica a la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, así como al proceso y distribución de productos petrolíferos y petroquímicos. Los principales datos por segmento son los siguientes:

	Exploración y Producción	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica	Corporativo y compañías subsidiarias	Eliminaciones	Total consolidados
Año 2003:							
Ingresos por ventas -							
Clientes	\$183,628,097	\$294,577,620	\$99,934,930	\$12,258,658	\$286,510,797	(\$251,481,448)	\$625,428,654
Intersegmentos	243,005,708	13,632,309	42,430,424	4,708,721	16,788,136	(320,565,298)	
Rendimiento (pérdida) de operación	304,188,007	71,251,926	3,970,629	(9,786,399)	6,480,575	(8,537,980)	367,566,758
Rendimiento (pérdida) neta	1,122,231	(36,218,695)	7,683,579	(14,619,449)	(33,850,752)	35,238,723	(40,644,363)
Activos totales	618,797,893	205,687,191	84,897,672	32,929,385	838,514,752	(935,355,089)	845,471,804

	Exploración y Producción	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica	Corporativo y compañías subsidiarias	Eliminaciones	Total consolidados
Año 2002:							
Ingresos por ventas -							
Clientes	\$137,698,829	\$274,058,225	\$66,768,894	\$8,755,370	\$219,905,302	(\$192,337,583)	\$514,849,037
Intersegmentos	163,517,973	8,438,170	22,165,229	3,201,016	18,546,786	(215,869,174)	
Rendimiento (pérdida) de operación	205,282,552	93,143,748	4,058,302	(9,403,924)	6,543,066	(3,903,436)	295,720,308
Rendimiento (pérdida) neta	15,576,158	(35,648,023)	2,320,178	(12,221,306)	(32,391,667)	37,790,620	(24,574,040)
Activos totales	429,726,134	205,112,259	68,651,627	33,146,042	737,382,715	(706,298,734)	767,720,043

**NOTA 16 • COMPROMISOS:**

a. PEMEX tiene un contrato de suministro de nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell, que vence en el año 2015. Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el valor del nitrógeno a suministrar durante la vigencia del contrato asciende aproximadamente a \$21,311,844 y \$23,079,619, respectivamente. En caso de rescisión del contrato por causa imputable a PEMEX, esta entidad tiene la obligación de adquirir del proveedor la planta productora de nitrógeno conforme a lo establecido en el contrato.

b. Al 31 de diciembre de 2003, PEMEX tiene contratos celebrados con varios contratistas por un monto aproximado de \$172,652,164. Estos contratos son para desarrollo de PIDIREGAS.

c. PEMEX vendió 13,679,704 de acciones de Repsol y simultáneamente contrató un swap sobre estas acciones con una institución financiera internacional. El contrato con dicha institución tenía vigencia al mes de enero de 2003 y contenía una cláusula que lo obligaba a recomprar estas acciones. El compromiso de recompra era por US \$292,000; sin embargo, a la expiración PEMEX no recompró las acciones y optó por la renovación del swap el cual no contiene cláusula de obligación de recompra.

d. PEMEX, a través de sus subsidiarias PMI y PMI NASA, tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo crudo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios.

**NOTA 17 • CONTINGENCIAS:**

a. En el curso normal de sus operaciones, PEMEX está involucrado en diversas demandas legales por diferentes razones. PEMEX califica la importancia de cada caso y evalúa el posible resultado, creando una reserva por obligaciones contingentes cuando se espera un resultado desfavorable que pueda ser cuantificable. PEMEX ha registrado reservas relacionadas con juicios pendientes que se consideran adecuadas en las circunstancias como se menciona específicamente en esta Nota.

b. PEMEX está sujeto al cumplimiento de la Ley de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente. Para cumplir con esta Ley, PEMEX ha contratado auditorías ambientales para sus principales instalaciones operativas, de almacenamiento y transportación. A la fecha, han sido concluidas las auditorías de refinerías, plantas de petroquímica secundaria y otras instalaciones. Derivado de los resultados obtenidos en las auditorías terminadas, se han suscrito convenios con la Procuraduría

Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), para implementar planes de mejoramiento y remediación ambiental. Dichos planes consideran trabajos para remediar los daños ambientales causados, así como la inversión relativa al mejoramiento de equipos, mantenimiento, mano de obra y materiales.

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, PEMEX ha registrado una provisión para remediación ambiental, la cual asciende a \$1,926,440 y \$2,287,228, respectivamente. Este pasivo se incluye en reservas a largo plazo, en el balance general.

c. Al 31 de diciembre de 2003, PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, administrativos y laborales, por un monto de \$15,736,143. Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, PEMEX ha reservado \$1,339,740 y \$1,106,577, respectivamente, en relación con esas contingencias.

d. Debido a los incumplimientos de los términos acordados por las partes involucradas respecto del Contrato de Obra Pública Financiada y del Contrato de Obra Pública a Precios Unitarios firmados con Conproca y denominados PHIDREGAS, PEMEX enfrenta una demanda de arbitraje internacional, por la que el 14 de septiembre de 2001 éste fue emplazado para comparecer a Juicio ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional con sede en París, Francia, con motivo de la demanda presentada por Conproca, siendo PEMEX la parte demandada.

En la demanda antes referida se reclama el pago de US \$648,000; dicha reclamación se originó por supuestos incumplimientos de diversos contratos y convenios celebrados entre Conproca y PEMEX. El monto demandado incluye el importe de trabajos adicionales a los establecidos en los contratos realizados por el contratista, así como indemnizaciones, gastos adicionales realizados y daños no reembolsados por PEMEX. Asimismo, éste reconvino a la demandante el pago de cantidades derivadas de diversos incumplimientos a los contratos y convenios en el Proyecto Cadereyta. El monto de la reconvención es por US \$919,200, razón por la cual no se ha registrado ninguna reserva por este concepto.

e. PEMEX ha sido demandado por un proveedor por retrasos en el pago y la falta del mismo, entre otros, por un monto total de US \$79,276 (\$890,745). Con base en el análisis de la documentación que presentó el proveedor, PEMEX reconoció un pasivo de US \$4,576 (\$51,416). Por otra parte, PEMEX interpondrá una demanda contra el proveedor por US \$4,949 (\$55,607), por insatisfacción en el producto de su trabajo. Se dictó sentencia en primera instancia, condenando a PEMEX al pago de US \$4,000 (\$44,944), más los intereses que esa cantidad ha generado a partir de que se incurrió en mora y hasta su total liquidación a razón del 6% anual. Se interpuso recurso de apelación en contra de dicha resolución, quedando pendiente que se dicte sentencia en esa instancia.

f. La Comisión Federal de Competencia emitió resolución en contra de PEMEX por presuntas prácticas monopólicas relativas a las cláusulas de exclusividad para la venta de lubricantes, grasas y aceites, estableciendo las siguientes medidas:

- Modificación de los contratos de coinversión, de licencia de uso de marcas, de franquicia de suministro, así como de documentos que contengan la cláusula de exclusividad;
- Celebrar convenios modificatorios con las estaciones de servicio franquiciadas para la adecuación de los contratos de franquicia y suministro;
- Informar a los representantes legales de las estaciones de servicio de la resolución emitida por esta Comisión.



A la fecha PEMEX ha promovido recursos de amparo en contra de esta resolución; uno de éstos fue resuelto favorablemente en primera instancia, siendo impugnado mediante recurso de revisión, el cual se encuentra pendiente de resolución por parte del Juez de Distrito. Consecuentemente, PEMEX no ha registrado ninguna reserva por este concepto.

**NOTA 18 • RESERVAS DE HIDROCARBUROS (NO AUDITADAS):**

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley Orgánica, todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos en México son propiedad de la Nación. Según estudios técnicos realizados, la estimación de las reservas probadas de hidrocarburos es de 18,900 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 31 de diciembre de 2003 y 20,077 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 31 de diciembre de 2002. Estas reservas han sido ajustadas por revisiones, incrementos y desarrollos, y disminuida, por la producción del año.

**NOTA 19 • EVENTOS POSTERIORES:**

a. A partir del 1º de enero de 2004, entraron en vigor las disposiciones del Boletín C-15, “Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición”, emitido por el IMCP. Este Boletín establece, entre otras cosas, los criterios generales que permitan la identificación y, en su caso, registro de las pérdidas por deterioro o baja de valor en los activos de larga duración. Al 31 de diciembre de 2003 y de 2002, PEMEX ha reconocido una baja de valor en sus activos fijos, derivado de la aplicación del valor de uso que requiere el Boletín B-10.

b. El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su sesión ordinaria del 11 de febrero de 2004, aprobó el cambio en la política contable para el registro de los gastos de exploración y perforación de pozos, que se aplicará a partir del ejercicio 2004 utilizando el método contable de “Esfuerzos Exitosos”, en lugar del que se realiza a través de la cuenta “Reserva para Exploración y Declinación de Campos”.

c. Al 20 de abril de 2004, fecha de emisión de los estados financieros consolidados dictaminados, el precio promedio por barril de petróleo crudo de exportación es de 28.44 dólares; este precio aumentó aproximadamente en 12% sobre el mismo precio promedio al 31 de diciembre de 2003, que era de 25.36 dólares por barril.