

PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS
SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

31 DE DICIEMBRE DE 2004 Y 2003

PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS
SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

31 DE DICIEMBRE DE 2004 Y 2003

ÍNDICE

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Dictamen de los auditores independientes	1 a 3
Estados financieros consolidados:	
Balances generales consolidados	4
Estados consolidados de resultados	5
Estados consolidados de variaciones en el patrimonio	6
Estados consolidados de cambios en la situación financiera	7
Notas a los estados financieros consolidados	8 a 44

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

México, D. F., 22 de abril de 2005

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 2004 y 2003, y los estados consolidados de resultados, de variaciones en el patrimonio y de cambios en la situación financiera que les son relativos, por cada uno de los tres años del período que terminó el 31 de diciembre de 2004. 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.

Como se menciona en las Notas 21. y 11 a los estados financieros consolidados, a partir del 1° de enero de 2004, PEMEX adoptó las adecuaciones al Boletín D-3, "Obligaciones Laborales", emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos ("IMCP"), las cuales incorporan reglas de valuación, presentación y registro para el reconocimiento de las remuneraciones por otros beneficios posteriores al retiro. La adopción de dichas adecuaciones generó, al 1° de enero de 2004, como efecto acumulado inicial por el reconocimiento de los servicios anteriores por beneficios posteriores al retiro, un cargo a los resultados del ejercicio por \$8,444,988,000 que se presenta en el renglón de Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos en el estado consolidado de resultados.

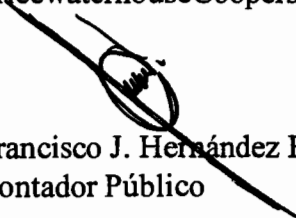
Como se menciona en la Nota 2e. a los estados financieros consolidados, el Consejo de Administración de PEMEX aprobó, a partir de 2004, el cambio en la política contable para el registro de los gastos de exploración y perforación de pozos, indicando que se discontinuará el uso de la reserva para exploración y declinación de campos y se aplicará el método contable de Esfuerzos Exitosos. El cambio en la política contable para el registro de los gastos de exploración y perforación de pozos no tuvo efecto en los estados financieros consolidados, ya que al 31 de diciembre de 2003 la reserva para exploración y declinación de campos ya había sido utilizada en su totalidad. La Administración de PEMEX considera que esta metodología es la que mejor reconoce los conceptos capitalizables en la exploración y perforación de pozos.

Como se indica en la Nota 2i. a los estados financieros consolidados, a partir del 1° 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. PEMEX realizó el cálculo del deterioro de sus activos de larga duración al 1° de enero y 31 de diciembre de 2004 y determinó un efecto acumulado inicial y del año de \$2,024,132,000 y de \$1,652,570,000, respectivamente; el efecto acumulado inicial se presenta en el estado consolidado de resultados en el renglón de Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos, y el efecto del año se presenta también en el estado consolidado de resultados dentro de los costos y gastos.

Como se menciona en la Nota 2h. a los estados financieros consolidados, 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. Como resultado de dicha adopción, fue reconocido un efecto acumulado inicial de \$2,117,261,000, como beneficio, en los resultados de 2003, que se presenta en el renglón de Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos.

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 2004 y 2003, y los resultados consolidados de sus operaciones, las variaciones en el patrimonio y los cambios en la situación financiera por cada uno de los tres años del período que terminó el 31 de diciembre de 2004, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados.

PricewaterhouseCoopers



Francisco J. Hernández F.
Contador Público

PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

(Notas 1, 2 y 14)

Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2004

	<u>31 de diciembre de</u>	
<u>Activo</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Activo circulante:		
Efectivo y valores de inmediata realización	\$ 84,872,231	\$ 77,143,143
Cuentas y documentos por cobrar y otros - Neto (Nota 3)	90,273,995	73,857,439
Banco Santander Serfin, S. A., comisión mercantil (Nota 13)	32,705,633	
Inventarios - Neto (Nota 4)	<u>35,763,728</u>	<u>28,903,964</u>
Total del activo circulante	243,615,587	179,904,546
Propiedades y equipo - Neto (Nota 5)	594,568,925	567,209,192
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales y otros activos (Notas 6 y 11)	<u>109,342,825</u>	<u>142,244,817</u>
Total del activo	<u>\$ 947,527,337</u>	<u>\$ 889,358,555</u>
<u>Pasivo</u>		
Pasivo circulante:		
Porción circulante de la deuda a largo plazo (Nota 9)	\$ 47,065,088	\$ 60,488,366
Porción circulante de documentos por pagar a contratistas (Nota 8)	2,076,592	1,985,108
Proveedores	24,322,630	35,282,295
Cuentas y gastos acumulados por pagar	22,881,389	7,720,936
Impuestos por pagar	<u>44,136,805</u>	<u>38,546,112</u>
Total del pasivo circulante	<u>140,482,504</u>	<u>144,022,817</u>
Pasivo a largo plazo:		
Deuda a largo plazo (Nota 9)	394,549,328	319,373,040
Documentos por pagar a contratistas (Nota 8)	11,285,080	13,821,639
Venta de derechos de cobro futuros (Nota 7)	36,635,689	42,557,120
Reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, créditos diversos y otros (Notas 2h. y 5)	25,969,304	20,739,386
Reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones (Nota 11)	<u>305,262,514</u>	<u>300,603,198</u>
Total del pasivo a largo plazo	<u>773,701,915</u>	<u>697,094,383</u>
Total del pasivo	<u>914,184,419</u>	<u>841,117,200</u>
Compromisos y contingencias (Notas 16 y 17)		
<u>Patrimonio (Nota 13)</u>		
Certificados de Aportación "A"	86,908,890	86,908,890
Exceso en la actualización del patrimonio	132,342,011	137,018,937
Incremento al Patrimonio de los Organismos Subsidiarios realizado por el Gobierno Federal	32,637,530	
Efecto patrimonial de la reserva laboral	(6,975,592)	
Pérdidas acumuladas:		
De ejercicios anteriores	(186,074,311)	(132,932,341)
Pérdida neta del ejercicio	<u>(25,495,610)</u>	<u>(42,754,131)</u>
	<u>(211,569,921)</u>	<u>(175,686,472)</u>
Total del patrimonio	<u>33,342,918</u>	<u>48,241,355</u>
Total del pasivo y patrimonio	<u>\$ 947,527,337</u>	<u>\$ 889,358,555</u>

Las dieciocho notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS

(Notas 1, 2 y 14)

Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2004

	Año que terminó el 31 de diciembre de		
	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Ventas netas:			
En el país	\$ 449,012,740	\$ 407,337,262	\$ 353,526,447
De exportación	<u>324,574,385</u>	<u>250,556,143</u>	<u>188,047,374</u>
	773,587,125	657,893,405	541,573,821
Otros ingresos (gastos) - Neto	<u>11,154,377</u>	<u>3,114,711</u>	<u>(94,065)</u>
Total de ingresos	<u>784,741,502</u>	<u>661,008,116</u>	<u>541,479,756</u>
Costos y gastos de operación:			
Costo de lo vendido	264,105,487	217,869,140	177,513,719
Gastos de distribución y transportación	17,574,308	16,356,086	16,831,378
Gastos de administración	<u>36,706,034</u>	<u>37,021,765</u>	<u>36,158,166</u>
Total de costos y gastos de operación	<u>318,385,829</u>	<u>271,246,991</u>	<u>230,503,263</u>
Costo integral de financiamiento:			
Pérdida en cambios - Neta	(3,470,747)	(26,830,343)	(4,661,247)
Intereses pagados - Neto	(23,123,667)	(17,598,848)	(15,493,308)
Utilidad por posición monetaria	<u>19,546,261</u>	<u>12,090,999</u>	<u>13,591,567</u>
	<u>(7,048,153)</u>	<u>(32,338,192)</u>	<u>(6,562,988)</u>
Utilidad antes de derechos sobre extracción de petróleo y otros, impuesto especial sobre producción y servicios y efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos	<u>459,307,520</u>	<u>357,422,933</u>	<u>304,413,505</u>
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	419,629,162	303,334,715	201,470,457
Impuesto especial sobre producción y servicios	<u>54,704,848</u>	<u>98,959,610</u>	<u>128,792,678</u>
	<u>474,334,010</u>	<u>402,294,325</u>	<u>330,263,135</u>
Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos (Notas 2h., 2i. y 2l.)	<u>(10,469,120)</u>	<u>2,117,261</u>	<u>_____</u>
Pérdida neta del ejercicio	<u>(\$ 25,495,610)</u>	<u>(\$ 42,754,131)</u>	<u>(\$ 25,849,630)</u>

Las dieciocho notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

ESTADOS CONSOLIDADOS DE VARIACIONES EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2004, 2003 Y 2002
 (Notas 1, 2 y 13)

Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2004

	Certificados de Aportación "A"	Reserva para exploración y declinación de campos	Exceso en la actualización del patrimonio	Incremento al patrimonio de los Organismos Subsidiarios realizado por el Gobierno Federal	Reserva laboral	<u>Pérdidas acumuladas</u>		
						De ejercicios anteriores	Del ejercicio	Total
Saldos al 1° de enero de 2002	\$ 86,908,890	\$ 21,145,734	\$ 135,504,569	\$	\$	(\$ 65,089,279)	(\$ 38,421,987)	\$ 140,047,927
Traspaso a pérdidas de ejercicios anteriores						(38,421,987)	38,421,987	
Pago de rendimientos al Gobierno Federal, aprobado por el Consejo de Administración el 24 de abril de 2002						(2,441,738)		(2,441,738)
Traspaso de la reserva para exploración y declinación de campos a pérdidas de ejercicios anteriores aprobado por el Consejo de Administración el 24 de abril de 2002		(9,326,018)				9,326,018		
Pérdida integral del ejercicio (Nota 12)		<u>1,911,708</u>	<u>(4,413,521)</u>			<u>44,436</u>	<u>(25,849,630)</u>	<u>(28,307,007)</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2002	86,908,890	13,731,424	131,091,048			(96,582,550)	(25,849,630)	109,299,182
Traspaso a pérdidas de ejercicios anteriores						(25,849,630)	25,849,630	
Pago de rendimientos al Gobierno Federal, aprobado por el Consejo de Administración el 28 de mayo de 2003						(10,500,161)		(10,500,161)
Pérdida integral del ejercicio (Nota 12)		<u>(13,731,424)</u>	<u>5,927,889</u>				<u>(42,754,131)</u>	<u>(50,557,666)</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2003	86,908,890		137,018,937			(132,932,341)	(42,754,131)	48,241,355
Traspaso a pérdidas de ejercicios anteriores						(42,754,131)	42,754,131	
Pago de rendimientos al Gobierno Federal, aprobado por el Consejo de Administración el 12 de mayo de 2004						(10,387,839)		(10,387,839)
Incremento al Patrimonio de los Organismos Subsidiarios realizado por el Gobierno Federal				32,637,530				32,637,530
Pérdida integral del ejercicio (Nota 12)			<u>(4,676,926)</u>		<u>(6,975,592)</u>		<u>(25,495,610)</u>	<u>(37,148,128)</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2004	<u>\$ 86,908,890</u>	<u>\$</u>	<u>\$ 132,342,011</u>	<u>\$ 32,637,530</u>	<u>(\$ 6,975,592)</u>	<u>(\$ 186,074,311)</u>	<u>(\$ 25,495,610)</u>	<u>\$ 33,342,918</u>

Las dieciocho notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

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 2004

	Año que terminó el 31 de diciembre de		
<u>Recursos generados por (utilizados en):</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
<u>Actividades de operación:</u>			
Pérdida neta del ejercicio	(\$ 25,495,610)	(\$ 42,754,131)	(\$ 25,849,630)
Cargos a resultados que no requirieron la utilización de recursos:			
Depreciación y amortización	41,900,077	42,648,759	35,569,746
Reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones	53,052,445	40,961,047	41,773,368
Reserva para exploración y declinación de campos	<u> </u>	<u>9,344,332</u>	<u>9,035,374</u>
	69,456,912	50,200,007	60,528,858
Variaciones en:			
Cuentas, documentos por cobrar y otros	(16,416,556)	(13,294,701)	(8,689,691)
Inventarios	(6,859,764)	(2,183,199)	(6,781,632)
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales y otros activos	32,901,992	417,586	(57,735,716)
Proveedores	(10,959,665)	3,267,931	4,841,686
Cuentas y gastos acumulados por pagar	15,160,453	357,467	(2,379,021)
Impuestos por pagar	5,590,693	9,325,935	26,287,870
Banco Santander Serfín, S. A., comisión mercantil	(32,705,633)		
Reserva para actividades de abandono y desmantelamiento y otros	5,229,918	12,330,413	(304,610)
Efecto patrimonial de la reserva laboral	(6,975,592)		
Reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones y otros	(48,393,129)	(19,303,921)	37,132,905
Gastos de exploración y perforación de pozos cargados a la reserva para exploración y declinación de campos	<u> </u>	<u>(23,075,756)</u>	<u>(7,123,667)</u>
Recursos generados por la operación	<u>6,029,629</u>	<u>18,041,762</u>	<u>45,776,982</u>
<u>Actividades de financiamiento:</u>			
Pago de rendimientos mínimos garantizados al Gobierno Federal	(10,387,839)	(10,500,161)	(2,441,738)
Otros movimientos de capital			44,436
Documentos por pagar a contratistas	(2,445,075)	(15,908,291)	14,488,431
Deuda, neta	61,753,010	116,768,545	78,793,678
Incremento al patrimonio de los Organismos Subsidiarios realizado por el Gobierno Federal	32,637,530		
Venta de derechos de cobro futuros	<u>(5,921,431)</u>	<u>(4,953,601)</u>	<u>(4,149,808)</u>
Recursos generados por actividades de financiamiento	<u>75,636,195</u>	<u>85,406,492</u>	<u>86,734,999</u>
<u>Actividades de inversión:</u>			
Incremento en activos fijos - Neto	<u>(73,936,736)</u>	<u>(74,294,409)</u>	<u>(101,218,761)</u>
Recursos utilizados en actividades de inversión	<u>(73,936,736)</u>	<u>(74,294,409)</u>	<u>(101,218,761)</u>
Incremento en efectivo y valores de inmediata realización	7,729,088	29,153,845	31,293,220
Efectivo y valores de inmediata realización al inicio del ejercicio	<u>77,143,143</u>	<u>47,989,298</u>	<u>16,696,078</u>
Efectivo y valores de inmediata realización al final del ejercicio	<u>\$ 84,872,231</u>	<u>\$ 77,143,143</u>	<u>\$ 47,989,298</u>

Las dieciocho notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS
SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
31 DE DICIEMBRE DE 2004, 2003 Y 2002

Cifras expresadas en miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2004
y en miles de dólares americanos u otras unidades monetarias

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

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

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 Orgánica 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 Irrevocable de Administración No. F/163 (“Fideicomiso F/163”), el cual fue constituido en 2003 en la República Mexicana, ambos controlados por Petróleos Mexicanos. Las “compañías 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 referidos como “PEMEX”.

NOTA 2 - PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES:

A continuación se resumen las políticas de contabilidad más significativas, incluyendo los conceptos, métodos y criterios relativos al reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera:

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 aplicarse el Boletín B-10, “Reconocimiento de los Efectos de la Inflación en la Información Financiera” (“Boletín B-10”) de PCGA. Todos los períodos aquí presentados fueron preparados de conformidad con el Boletín B-10.

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. (“PMI Trading”); 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 RepCon Lux, S.A.

Hasta el 31 de diciembre de 2003, las inversiones en subsidiarias y asociadas poco representativas se registraban al costo de adquisición y dada su poca importancia en relación con los activos totales e ingresos de PEMEX, no se consolidaban. A partir del 1° de enero de 2004, estas inversiones son valuadas utilizando el método de participación; sin embargo, el efecto de este cambio se considera poco importante para los estados financieros consolidados.

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 son originalmente registradas de conformidad con la NIF-09-B aplicable a las Entidades Paraestatales de la Administración Pública Federal, 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, de conformidad con los PCGA, todas las cuentas relativas a PIDIREGAS fueron incorporadas a los estados financieros consolidados 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.

e. Costos de exploración y perforación y reserva para exploración y declinación de campos -

El Consejo de Administración de PEMEX aprobó, a partir de 2004, el cambio en la política contable para el registro de los gastos de exploración y perforación de pozos, indicando que se discontinuará el uso de la reserva para exploración y declinación de campos y se aplicará el método contable de Esfuerzos Exitosos. El cambio en la política contable para el registro de los gastos de exploración y perforación de pozos no tuvo efecto en los estados financieros consolidados, ya que al 31 de diciembre de 2003 la reserva para exploración y declinación de campos ya había sido utilizada en su totalidad.

A partir del 1° de enero de 2004, PEMEX sigue el método contable de Esfuerzos Exitosos para el registro de los costos de exploración y perforación de pozos de petróleo y gas. Los costos de exploración son cargados a los resultados conforme se incurren, mientras que los gastos por la perforación de pozos exploratorios son alojados en el activo fijo en tanto se determina la existencia de reservas probadas. Los pozos de exploración con una antigüedad mayor a 12 meses son reconocidos como gasto excepto cuando (a) (i) se encuentren en un área que requiera de inversiones de capital mayores antes de que la producción pueda iniciar, (ii) se hayan descubierto cantidades de reservas que resulten comercialmente productivas, y (iii) estén sujetos a futuras actividades de exploración o valuación, bien sea porque se esté llevando a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o está planeando hacerse en el futuro cercano, o (b) las reservas probadas son registradas dentro de los 12 meses siguientes a la terminación de la perforación exploratoria. Los gastos por la perforación de pozos de desarrollo se capitalizan, sean estos exitosos o no.

La Administración de PEMEX hace evaluaciones anuales de las cantidades incluidas en el activo fijo para determinar si la capitalización inicial es apropiada y si ésta debe continuar. Los pozos de exploración capitalizados con antigüedad mayor a 12 meses están sujetos a una evaluación adicional en cuanto a si los hechos y circunstancias han cambiado y, por lo tanto, si las condiciones descritas en (a) y (b) del párrafo anterior han dejado de existir.

Hasta el 31 de diciembre de 2003, para cubrir los costos presentes y futuros de exploración y perforación, PEMEX tenía establecida una reserva específica patrimonial. Conforme el aceite y gas era extraído de los pozos existentes, esta reserva se incrementaba, con cargo al costo de lo vendido, con base en una cuota estimada por barril de costo de exploración y perforación no exitosa de pozos de aceite y gas aprovechable. Los costos de exploración y perforación se cargaban a la reserva conforme se incurrían. Los costos acumulados de perforación relativos a pozos exitosos eran reclasificados de esta reserva y se cargaban como inversión en el activo fijo.

f. Valores de inmediata realización -

Las inversiones en valores incluyen inversiones en títulos de deuda y de capital, y se clasifican de acuerdo con la intención del uso que la Administración les asigna al momento de su adquisición en: títulos de deuda para conservar al vencimiento; instrumentos financieros con fines de negociación; e instrumentos financieros disponibles para su venta. Inicialmente se registran a su costo de adquisición y posteriormente se valúan como se describe en los párrafos siguientes. Véase Nota 10.

- i. Los títulos de deuda para conservar a vencimiento se valúan originalmente a su costo de adquisición y subsecuentemente es reducido por la amortización de las primas o incrementado por la amortización de los descuentos, en su caso, durante la vida de la inversión con base en el saldo insoluto. En caso de ser necesario, se reconoce la baja en su valor al cierre de cada ejercicio.
- ii. Los instrumentos financieros con fines de negociación y los disponibles para su venta, se valúan a su valor razonable, el cual se asemeja a su valor de mercado. El valor razonable es la cantidad por la que puede intercambiarse un activo financiero o liquidarse un pasivo financiero, entre partes interesadas y dispuestas, en una transacción en libre competencia. El efecto de la valuación de los instrumentos financieros que se registra en los resultados del ejercicio incluye: (a) los designados de cobertura de valor razonable; (b) la porción ineficiente en los designados de cobertura de flujo de efectivo; y (c) los no designados de cobertura. Por otra parte, el efecto de la valuación de los instrumentos financieros designados de cobertura de flujo de efectivo es registrado en el resultado integral, en el patrimonio.

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 2004 y 2003, 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 y equipo -

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 2004 y 2003 dichos activos se expresan a su valor actualizado, determinado mediante la aplicación de factores derivados del Índice Nacional de Precios al Consumidor (“INPC”).

La depreciación se calcula a partir del mes siguiente al que entran en operación los activos utilizando el método de línea recta, en función del valor actualizado de los activos y a tasas acordes con su vida útil estimada en avalúos preparados por valuadores independientes. Las tasas de depreciación anual utilizadas por PEMEX son las siguientes:

	<u>%</u>	<u>Años</u>
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 en comparación con el total de reservas probadas de los mismos 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 \$2,117,261.

El valor de estos activos está sujeto a una evaluación anual de deterioro. Véase Nota 5.

i. Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición -

A partir del 1° de enero de 2004, PEMEX adoptó las disposiciones del Boletín C-15, “Deterioro en el Valor de los Activos de Larga Duración y su Disposición”, emitido por el IMCP (“Boletín C-15”), el cual establece, entre otras cosas, criterios para la identificación y, en su caso, registro de las pérdidas por deterioro o baja de valor en los activos de larga duración, tangibles e intangibles, incluyendo el crédito mercantil. Al 1° de enero y 31 de diciembre de 2004, PEMEX realizó el cálculo del deterioro de sus activos de larga duración y determinó un efecto acumulado inicial y del año de \$2,024,132 y \$1,652,570, respectivamente; el efecto acumulado inicial se presenta en el estado consolidado de resultados en el renglón de Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos, y el efecto del año se presenta también en el estado consolidado de resultados dentro de los costos y gastos. Véase Nota 5.

PEMEX lleva a cabo la evaluación del deterioro de sus activos de larga duración siempre que existan eventos o circunstancias que indiquen que el valor en libros de un determinado activo pueda no ser recuperable. Para llevar a cabo el análisis del deterioro, PEMEX realiza, por cada una de las unidades generadoras de efectivo, la comparación entre el valor en libros de los activos de larga duración y el valor futuro estimado (descontado) de los flujos de efectivo generados por dichos activos de larga duración. Si el valor en libros de los activos de larga duración es mayor a su valor recuperable estimado, se registra un cargo a los resultados del ejercicio por concepto de pérdida por deterioro. Este cálculo se realiza al cierre de cada ejercicio, y de acuerdo con los lineamientos del Boletín C-15, el deterioro registrado puede ser revertido en períodos subsecuentes si el análisis de deterioro no resulta en pérdida en dichos períodos.

j. 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 las 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.

k. 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 Secretaría de Hacienda y Crédito Público (“SHCP”). Las pérdidas y las utilidades cambiarias, se cargan y abonan, respectivamente, a los resultados del ejercicio. En 2004, 2003 y 2002 se registraron en los resultados del ejercicio pérdidas cambiarias netas de \$3,470,747, \$26,830,343 y \$4,661,247, respectivamente.

l. Obligaciones laborales -

Las primas de antigüedad que los trabajadores tienen derecho a percibir al terminar la relación laboral, así como las obligaciones que existen bajo el plan de pensiones por jubilación para los trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen, se reconocen como costo de los años en que se presentan tales servicios, con base en estudios actuariales realizados utilizando 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, emitido por el IMCP (“Boletín D-3”).

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

A partir del 1° de enero de 2004 PEMEX adoptó las adecuaciones al Boletín D-3 emitidas por el IMCP, las cuales incorporan reglas de valuación, presentación y registro para el reconocimiento de las remuneraciones al retiro por otros beneficios posteriores al retiro. El plan de otros beneficios posteriores al retiro incluye ayuda otorgada en efectivo a jubilados y sus beneficiarios para consumos de gas, gasolina y canasta básica, así como los servicios médicos para los jubilados y sus beneficiarios. Véase Nota 11.

m. Patrimonio -

Los Certificados de Aportación “A”, la reserva para exploración y declinación de campos (hasta 2003) 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.

n. Exceso en la actualización del patrimonio -

El exceso en la actualización del patrimonio al 31 de diciembre de 2004 y 2003 se integra por el resultado acumulado por posición monetaria inicial y por el resultado por tenencia de activos no monetarios (inventarios y activos fijos principalmente), expresados en pesos de poder adquisitivo al fin del último ejercicio.

o. Utilidad por posición monetaria -

La utilidad 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, expresada en pesos de poder adquisitivo del último ejercicio. Las tasas de inflación fueron del 5.2%, 4.0% y 5.7% en 2004, 2003 y 2002, respectivamente.

p. Costo de lo vendido -

Se determina globalmente sumando a los inventarios al inicio del año, 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 monto así determinado se actualiza con factores derivados del INPC. El costo de ventas 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. Hasta el 31 de diciembre de 2003, al costo de ventas determinado conforme a la mecánica descrita en este párrafo, se le adicionaba el incremento a la reserva para exploración y declinación de campos (cuota por barril extraído).

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 es equivalente al Impuesto sobre la Renta al que son sujetas las compañías mexicanas, excepto Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, y su tasa es del 35%.

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 20.00, 18.35 y 15.50 dólares americanos por barril en 2004, 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, impuesto especial sobre producción y servicios y efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos.

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 con características de pasivo, de capital o ambos -

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.

Los instrumentos financieros emitidos por PEMEX, con características de pasivo, de capital o de ambos, se registran desde su emisión como pasivo, como capital o como ambos, dependiendo de los componentes que los integran. Los costos iniciales incurridos por la emisión de dichos instrumentos se asignan al pasivo y al patrimonio en la misma proporción que los montos de sus componentes. Las pérdidas y ganancias relacionadas con componentes de instrumentos financieros clasificados como pasivos, se registran en el costo integral de financiamiento. Las distribuciones de los rendimientos a los propietarios de componentes de instrumentos financieros clasificados como patrimonio, se cargan directamente a una cuenta de patrimonio.

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 los efectos de la actualización, el incremento o decremento neto de la reserva para exploración y declinación de campos (hasta 2003), y por aquellas partidas que por disposición específica se reflejan en el patrimonio y no constituyen aportaciones, reducciones o distribuciones, y se actualiza aplicando factores derivados del INPC. Véase Nota 12.

NOTA 3 - CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR Y OTROS:

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Clientes del país	\$30,635,446	\$23,322,587
Clientes del extranjero	9,253,595	11,880,701
Pemex Finance, Ltd.	8,051,516	8,570,007
Anticipos sobre rendimientos mínimos garantizados al Gobierno Federal (Nota 13)	10,387,839	10,703,189
Funcionarios y empleados	2,450,763	2,426,868
Otras cuentas por cobrar	31,414,785	19,155,183
Menos:		
Estimación para cuentas de dudosa recuperación	<u>(1,919,949)</u>	<u>(2,201,096)</u>
	<u>\$90,273,995</u>	<u>\$73,857,439</u>

NOTA 4 - INVENTARIOS:

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Petróleo crudo, productos refinados, derivados y petroquímicos	\$30,590,768	\$25,226,625
Materiales y accesorios en almacenes	4,242,957	4,382,523
Materiales y productos en tránsito	2,587,864	1,238,969
Menos:		
Estimación para inventarios de lento movimiento y obsoletos	<u>(1,657,861)</u>	<u>(1,944,153)</u>
	<u>\$35,763,728</u>	<u>\$28,903,964</u>

NOTA 5 - PROPIEDADES Y EQUIPO:

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Plantas	\$302,162,096	\$292,399,170
Ductos	228,317,114	228,894,105
Pozos	263,238,565	224,075,520
Equipo de perforación	19,944,162	21,397,388
Edificios	37,663,443	37,615,830
Plataformas marinas	97,065,643	72,944,546
Mobiliario y equipo	27,171,179	24,064,588
Equipo de transporte	<u>12,780,796</u>	<u>12,911,345</u>
	988,342,998	914,302,492
Menos:		
Depreciación y amortización acumuladas	<u>(515,710,572)</u>	<u>(477,041,882)</u>
	472,632,426	437,260,610
Terrenos	38,046,582	39,723,521
Obras en construcción	82,571,832	88,384,704
Activos fijos improductivos	1,318,085	1,684,867
Materiales sobrantes de obra	<u> </u>	<u>155,490</u>
Total	<u>\$594,568,925</u>	<u>\$567,209,192</u>

- a. Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2004, 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 \$4,339,933, \$7,622,449 y \$5,532,066, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, reconocidas en los costos y gastos de operación, ascendieron a \$41,900,077, \$42,648,759 y \$35,569,746, respectivamente, las cuales incluyen \$314,277, \$479,596 y \$1,473,535, respectivamente, de costos de abandono y desmantelamiento.
- c. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, PEMEX ha reconocido un deterioro en el valor de los activos de larga duración por un monto total de \$11,166,694 y \$7,489,992, respectivamente. El deterioro reconocido hasta el 31 de diciembre de 2003 fue determinado conforme al valor de uso de los activos de acuerdo con el Boletín B-10. Con motivo de la adopción de los lineamientos del Boletín C-15, se determinó un efecto acumulado inicial y del año de \$2,024,132 y de \$1,652,570, respectivamente; el efecto acumulado inicial se presenta en el estado consolidado de resultados en el renglón de Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos, y el efecto del año se presenta también en el estado consolidado de resultados dentro de los costos y gastos.

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:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales (Nota 11)	\$ 76,438,830	\$ 125,502,324
Inversiones a largo plazo y otros activos	<u>32,903,995</u>	<u>16,742,493</u>
	<u>\$ 109,342,825</u>	<u>\$ 142,244,817</u>

Dentro de las inversiones a largo plazo y otros activos se encuentra la inversión en 58,679,800 acciones de Repsol YPF, S.A. con un valor de \$17,224,496 al 31 de diciembre de 2004, y en 18,557,219 acciones de la misma empresa con un valor de \$4,274,205 al 31 de diciembre de 2003.

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 \$5,182,708 y \$2,952,132 al 31 de diciembre de 2004 y 2003, respectivamente. Durante 2004, 2003 y 2002, PEMEX registró \$3,232,074 y \$935,910 de utilidades, y \$276,553 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 \$7,638,459, \$4,903,450 y \$2,829,725, 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 2d.). En los años terminados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, las ventas de cuentas por cobrar mediante estos contratos ascendieron a \$170,160,778, \$128,339,972 y \$82,918,425, 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 2004 y 2003. 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:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b) (c)	\$ 13,361,672	\$15,806,747
Menos: Porción circulante de documentos por pagar a contratistas	<u>(2,076,592)</u>	<u>(1,985,108)</u>
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	<u>\$ 11,285,080</u>	<u>\$13,821,639</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 2004 y 2003, el saldo pendiente de pago era de \$11,832,618 y \$14,180,314, respectivamente.

- (b) El 25 de junio de 1997, PEMEX firmó un contrato de servicios por diez años, con un contratista, 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 2004 y 2003, el saldo pendiente de pago era de \$976,442 y \$1,227,715, respectivamente.
- (c) En 2004 y 2003, PEMEX registró un pasivo por \$552,612 y \$398,718, respectivamente, para la reconfiguración de la refinería ubicada en Minatitlán, Veracruz. Adicionalmente, PEMEX pagó \$6,046,440 y \$15,364,577 para la reconfiguración y modernización de las refinerías ubicadas en Salamanca, Guanajuato y Ciudad Madero, Tamaulipas. En 2004 y 2003, el pasivo de estos proyectos se presenta dentro del rubro de deuda del Master Trust.

NOTA 9 - DEUDA:

Durante 2004, las operaciones significativas de financiamiento fueron las siguientes:

- a. Petróleos Mexicanos emitió certificados bursátiles a corto plazo por un total de \$9,000,000 a diferentes tasas fijas que van desde 8.43% hasta 8.79%. De este importe, \$7,000,000 fueron pagados en varias fechas durante 2004 y el saldo restante es pagadero en 2005.
- b. Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito directo por ¥ 13,229,411, equivalentes a U.S. \$129,302 (\$1,456,558) que genera intereses a una tasa fija de 4.2%. De este importe, ¥ 1,202,674 fueron pagados en diciembre de 2004 y el saldo restante es pagadero en diversas fechas hasta 2009.
- c. Petróleos Mexicanos obtuvo U.S. \$93,666 (\$1,055,129) para compra de bienes y servicios a través de créditos garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación. Estos créditos generan intereses a la tasa LIBOR más 0.0625% a 0.5% y son pagaderos en varias fechas hasta 2014.

Durante 2004, el Master Trust llevó a cabo las siguientes actividades de financiamiento:

- a. El Master Trust obtuvo créditos para financiar sus operaciones de comercio exterior por un total de U.S. \$1,399,069 (\$15,760,232). Los préstamos son pagaderos en varias fechas hasta 2007 y generan intereses a la tasa LIBOR más 0.6% y 1.125%.
- b. El 5 de agosto de 2004, el Master Trust emitió bonos por €850,000 (\$13,022,085) a una tasa del 6.375%, con vencimiento en 2016; estos bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos.
- c. El 15 de junio de 2004, el Master Trust emitió bonos por U.S. \$1,500,000 (\$16,897,200) que generan intereses a la tasa LIBOR más 1.3%, con vencimiento en 2010, y están garantizados por Petróleos Mexicanos.
- d. El 28 de septiembre de 2004, el Master Trust emitió bonos perpetuos por U.S. \$1,750,000 (\$19,713,400) a una tasa del 7.75%, garantizados por Petróleos Mexicanos, amortizables a partir del quinto aniversario, a opción de Petróleos Mexicanos.
- e. El 30 de diciembre de 2004, se formalizó una operación de intercambio de deuda entre Petróleos Mexicanos y el Master Trust, como parte de la estrategia de manejo de pasivos. El monto del intercambiado fue de U.S. \$2,308,161 (\$26,000,972), lo cual representó el 78.4% del total de los bonos contemplados en la oferta.
- f. En varias fechas durante 2004, el Master Trust obtuvo créditos bancarios para financiamiento de proyectos PIDIREGAS por un total de U.S. \$ 25,000 (\$281,620) a tasa LIBOR más 0.55% a 0.7%, con vencimiento en 2006 y 2007.

Durante 2004, el Fideicomiso F/163 llevó a cabo las siguientes actividades de financiamiento:

- a. El 30 de enero de 2004, el Fideicomiso F/163, a través de su programa de certificados bursátiles por \$20,000,000, aprobado por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”), realizó una segunda colocación por \$11,500,000, la cual correspondió a una reapertura de la primera colocación y se llevó a cabo en tres tramos: \$4,000,000 a tasa variable (Certificados de la Tesorería de la Federación “CETES”) más 0.65%, con vencimiento en 2007; \$5,000,000 a tasa CETES más 0.67%, con vencimiento en 2009; y \$2,500,000 a tasa fija de 8.38%, con vencimiento en 2010.
- b. El 26 de marzo de 2004, el Fideicomiso F/163, a través de su programa de certificados bursátiles, ampliado a \$ 40,000,000, aprobado por la CNBV, realizó una tercera colocación por \$14,672,000, la cual correspondió a una reapertura de la primera colocación y también se dio en tres tramos: \$6,000,000 a tasa CETES más 0.65%, con vencimiento en 2007; \$6,000,000 a tasa CETES más 0.67%, con vencimiento en 2009; y \$2,672,000 a tasa fija de 8.38%, con vencimiento en 2010.
- c. El 30 de marzo de 2004, el Fideicomiso F/163 obtuvo un préstamo bancario por \$4,000,000 que genera intereses a tasa variable (Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio “TIIE”) más 0.40%, con vencimiento en 2005 y 2009.
- d. El 4 de noviembre de 2004, el Fideicomiso F/163, obtuvo un crédito bancario por \$4,000,000 que genera intereses a tasa fija de 11%, con vencimientos entre los años 2011 y 2012.
- e. El 23 de noviembre de 2004, el Fideicomiso F/163, obtuvo un crédito bancario por \$3,000,000 que genera intereses a tasa TIIE más 0.48%, con vencimientos entre los años 2010 y 2012.
- f. El 23 de diciembre de 2004, el Fideicomiso F/163 realizó una emisión de certificados bursátiles por 1,415.8 millones de UDIS equivalentes a \$5,000,000, bajo la modalidad de cupón cero a un plazo de 15 años.
- g. El 20 de diciembre de 2004, el Fideicomiso F/163, obtuvo un crédito bancario por \$4,000,000 a tasa TIIE más 0.425%, que posteriormente fue cambiado a tasa fija de 10.55%, con vencimientos entre los años 2010 y 2012.

Adicionalmente, durante 2004 también se llevaron a cabo las siguientes actividades de financiamiento:

- a. El 26 de enero de 2004, RepCon Lux, S.A. emitió U.S. \$1,373,738 (\$15,474,884) de bonos intercambiables garantizados con vencimiento en 2011, que generan intereses a tasa fija de 4.5%. Estos bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos y son intercambiables por acciones de Repsol YPF, S.A., o su equivalente en efectivo a opción del tenedor de los bonos. Véase Nota 6.

- b. Al 31 de diciembre de 2004, PMI Trading tiene celebrados varios contratos con bancos extranjeros, relacionados con líneas de crédito destinadas al apoyo de las transacciones comerciales, por un monto total de U.S. \$60,000. Al 31 de diciembre de 2004 no se ha hecho uso de estas líneas de crédito. Adicionalmente, se obtuvo un préstamo bancario por U.S. \$25,000 (\$281,620) a una tasa fija de 3.45%, que es pagadero en 2005.

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 (\$1,477,405). Los préstamos fueron pagaderos en 2004 y generaron intereses a la tasa LIBOR más 0.585% a 0.65%.
- b. Petróleos Mexicanos obtuvo créditos directos por U.S. \$440,000 (\$5,200,464), de diversas instituciones bancarias. Los créditos directos generaron intereses a la tasa LIBOR más 0.55% hasta 0.695% y fueron pagados en 2004.
- c. Petróleos Mexicanos reutilizó U.S. \$432,000 (\$5,105,911) del programa de papel comercial. El programa de papel comercial fue liquidado durante 2004 y generó intereses a tasas de descuento de 1.085% a 1.11%; dichas tasas fueron las que prevalecieron en el mercado a la fecha de la emisión.
- d. Petróleos Mexicanos utilizó U.S. \$540,000 (\$6,382,389) 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% y fueron pagadas en 2004.
- e. Petróleos Mexicanos obtuvo U.S. \$152,340 (\$1,800,543) para compra de bienes y servicios a través de créditos garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación. Estos créditos generan intereses a tasa LIBOR más 0.0625% a 1.5% y fija de 3.32% a 5.04% y son pagaderos en varias fechas hasta 2014.

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 (\$13,870,856). 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 varias fechas hasta 2018.
- b. El Master Trust obtuvo créditos para financiar sus operaciones de comercio exterior por un total de U.S. \$1,700,000 (\$20,092,705). Los préstamos son pagaderos entre los años 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 (\$5,283,786) que generan intereses 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 (\$8,864,429) que generan intereses 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 (\$5,909,619) que generan intereses 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 (\$11,173,630) que generan intereses 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 (\$8,864,428) que generan intereses 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 (\$7,449,086) que generan intereses 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 (\$5,909,619) que generan intereses a la tasa LIBOR más 1.8%, con vencimiento en 2009; los bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos.
- j. El 5 de noviembre de 2003, el Master Trust emitió bonos por £150,000 (\$3,170,272) que generan intereses 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 (\$24,774,943) que generan intereses a tasas fijas que van de 3.23% a 6.64% y a tasa LIBOR más 0.03% a 2.25%, con vencimientos en varias fechas 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 (valor nominal) dividido en tres emisiones que generan intereses a tasa fija del 8.38% y a tasa CETES más 0.65% y 0.67%, con vencimientos en varias fechas hasta 2010.
- b. El 18 de diciembre de 2003, el Fideicomiso F/163 obtuvo un préstamo bancario por \$2,500,000 (valor nominal) que genera intereses a la tasa THIE 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 (valor nominal) que genera intereses a la tasa THIE más 0.35% y a tasa fija del 8.4%, y vence en 2007 y 2008.

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 2004 y 2003, la deuda documentada se integra como sigue:

	Tasa de interés (3)	Vencimiento	31 de diciembre de 2004		31 de diciembre de 2003		
			Moneda nacional (miles)	Moneda extranjera (miles)	Moneda nacional (miles)	Moneda extranjera (miles)	
En dólares:							
Créditos directos	Doméstica y LIBOR más 0.8125%	En 2005 y 2006	\$ 2,760,153	245,025	\$ 1,770,531	149,801	
Créditos directos	Doméstica y LIBOR más 0.8125%	En 2006	763,360	67,765	5,029,146	425,505	
Aceptaciones bancarias	LIBOR más 0.6%	En 2004			6,382,389	540,000	
Bonos	Fija de 4.5% a 9.125%, LIBOR más 1.3% a 1.8%	Varios hasta 2023	188,932,978	16,771,978	143,582,944	12,148,240	
Financiamiento asignado a PIDIREGAS	Fija de 3.23% a 7.69%, LIBOR más 0.03% a 2.25%	Varios hasta 2014	52,109,773	4,625,894	43,516,471	3,681,834	
Créditos comprador y financiamiento de proyectos	Fija de 3.32% a 7.77%, LIBOR más 0.0625% a 0.5%	Varios hasta 2012	4,602,299	408,556	5,299,876	448,411	
Arrendamientos financieros	Fija de 8.05% a 10.04%	Varios hasta 2012	2,219,489	197,029	3,006,217	254,350	
Papel comercial	Varias desde 1.085% a 1.11%	Varios hasta 2004			5,105,911	432,000	
Créditos al comercio exterior	LIBOR más 0.6% a 1.125%	Varios hasta 2007	27,138,781	2,409,167	39,279,268	3,323,333	
Préstamos bancarios	Fija de 3.45% a 5.58% y LIBOR más 0.55% a 1.2%	Varios hasta 2018	<u>16,897,200</u>	<u>1,500,000</u>	<u>29,257,642</u>	<u>2,475,425</u>	
Total en dólares			<u>295,424,033</u>	<u>26,225,414</u>	<u>282,230,395</u>	<u>23,878,899</u>	
En euros:							
Bonos	Fija de 6.25% a 7.75%, y flotante de 9.1045%	Varios hasta 2016	47,348,823	3,090,634	36,074,346	2,421,394	
Créditos directos, bancarios y financiamiento de proyectos	Fija de 2%, y LIBOR más 0.8125%	Varios hasta 2016	<u>40,301</u>	<u>2,631</u>	<u>79,759</u>	<u>5,354</u>	
Total en euros			<u>47,389,124</u>	<u>3,093,265</u>	<u>36,154,105</u>	<u>2,426,748</u>	
En pesos:							
Certificados bursátiles	Fija de 8.38% a 8.79% y CETES más 0.65% a 0.67%	Varios hasta 2019	39,672,000		6,837,402		
Préstamo bancario y préstamos bancarios sindicados	Fija de 8.4% a 11% y TIEE más 0.2% a 0.48%	Varios hasta 2012	<u>29,222,222</u>		<u>19,986,252</u>		
Total en Pesos			<u>68,894,222</u>		<u>26,823,654</u>		
En yenes japoneses:							
Créditos directos	Fija de 4.2%	En 2009	1,324,144	12,016,738			
Bonos	Fija de 3.5%	En 2023	3,303,000	30,000,000	3,307,199	30,000,000	
Financiamiento de proyectos	Fija de 2.9% a 2.9081% y PRIME en yenes	Varios hasta 2015	<u>12,929,322</u>	<u>129,502,885</u>	<u>16,402,257</u>	<u>148,786,858</u>	
Total en yenes			<u>17,556,466</u>	<u>171,519,623</u>	<u>19,709,456</u>	<u>178,786,858</u>	
Otras monedas (1)	Tasa fija de 7.5% y 14.5%, LIBOR más 0.8125%	Varios hasta 2013	<u>9,746,203</u>	<u>Varias</u>	<u>9,515,174</u>	<u>Varias</u>	
Total del principal en moneda nacional (2)			439,010,048		374,432,784		
Más:							
Intereses devengados			<u>2,604,368</u>		<u>5,428,622</u>		
Total principal e intereses de la deuda			441,614,416		379,861,406		
Menos:							
Vencimiento a corto plazo			<u>47,065,088</u>		<u>60,488,366</u>		
Deuda a largo plazo			<u>\$ 394,549,328</u>		<u>\$ 319,373,040</u>		
Vencimientos del principal (en moneda nacional)	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010 en adelante</u>	<u>Total</u>
	<u>\$ 44,460,720</u>	<u>\$ 44,620,298</u>	<u>\$ 58,811,119</u>	<u>\$ 44,962,600</u>	<u>\$ 59,803,885</u>	<u>\$ 186,351,426</u>	<u>\$ 439,010,048</u>

- 1) Incluye operaciones de mercado, créditos directos remanentes después de reestructuración y emisión de bonos, en francos suizos y libras esterlinas, a diversas tasas de interés.
- 2) Incluye financiamientos obtenidos de bancos extranjeros por \$389,294,878 y \$340,152,847, al 31 de diciembre de 2004 y 2003, respectivamente.
- 3) Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las tasas eran las que siguen: LIBOR, 2.78% y 1.22%, respectivamente; Prime en yenes, 1.375% y 1.7%, respectivamente; la tasa para las aceptaciones bancarias era 0.75%; la tasa CETES 8.81% a 91 días y 8.66% a 182 días y 6.17% a 91 días y 6.74% a 182 días, respectivamente; TIE 8.95 % y 6.2889%, respectivamente.

NOTA 10 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS:

Durante sus operaciones normales, PEMEX está expuesto a riesgos de mercado relacionados con el valor de las divisas extranjeras, las tasas de interés, los precios de hidrocarburos y crediticios. 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 con el propósito de mitigar o limitar estos riesgos.

PEMEX ha establecido políticas y lineamientos generales de administración integral de riesgos para el uso de instrumentos financieros derivados.

Cada Organismo Subsidiario que utiliza productos financieros derivados también ha adoptado políticas y lineamientos específicos por industria para administrar los riesgos que surjan de sus respectivas actividades. Los lineamientos de los Organismos Subsidiarios operan dentro de la estructura general de administración de riesgos 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 de PEMEX; asimismo, propone las políticas de administración de riesgos para su aprobación por parte del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (“Consejo de Administración”).

En el año 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, así como desarrollar normas institucionales consistentes con el enfoque de administración de riesgos de la institución.

(i) Riesgo de crédito

PEMEX está expuesto a riesgos de crédito por sus cuentas por cobrar. 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. Una parte importante de las ventas de PEMEX se realiza con clientes nacionales cuyas actividades están relacionadas con la industria, sin embargo se tienen clientes ubicados en países extranjeros (principalmente en los Estados Unidos).

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

PEMEX está expuesto a riesgos de crédito (o repago) con la contratación a través de instrumentos financieros derivados. Si la contraparte no cumple con sus obligaciones establecidas contractualmente, el riesgo de crédito de PEMEX será igual al valor de mercado positivo de instrumentos financieros derivados, 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 e intermediarios de hidrocarburos que cumplen con los criterios establecidos por 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 ofrecen ni reciben colaterales para transacciones con derivados financieros asociados a deuda.

(iii) Riesgo por tasas de interés

La estrategia de cobertura por riesgo de tasas de interés permite mitigar el impacto de la volatilidad en las tasas de corto plazo sobre los flujos de efectivo operacionales de PEMEX, establecidos para compromisos de deuda a largo plazo y rendimientos mínimos garantizados. La contratación de instrumentos financieros derivados asociados a tasas de interés permite a PEMEX establecer una composición de tasas variables y fijas para su deuda.

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 de divisas distintas al dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. Debido a que una cantidad importante de los ingresos de PEMEX está denominada en dólares americanos, PEMEX generalmente contrata préstamos en dólares. Sin embargo, PEMEX también contrata deuda en divisas diferentes al dólar americano 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) Riesgo por precios de hidrocarburos

- Productos petrolíferos

PEMEX equilibra la oferta y la demanda global de sus productos petrolíferos a través de PMI Trading, controlando únicamente las exposiciones asociadas con el programa operativo inmediato. Con esta finalidad se utiliza un amplio rango de instrumentos financieros derivados convencionales relacionados con el precio del petróleo y disponibles dentro de los mercados petroleros. El objetivo de las actividades comerciales para los productos petrolíferos es el precio de mercado prevaleciente.

- Gas natural

PEMEX ofrece a sus clientes como servicio de valor agregado coberturas financieras de precio, por lo que para cubrir la exposición a las fluctuaciones en los precios internacionales de gas natural de dichas coberturas, ha celebrado y seguirá celebrando contratos de cobertura. Como parte de la política del Gobierno Federal para promover el crecimiento económico, el 17 de enero de 2001, la SHCP, la Secretaría de Economía, la Secretaría de Energía y PEMEX anunciaron un programa para fijar el precio del gas natural para ciertos consumidores industriales de gas natural en México que así lo desearan ("Convenio"). La mayoría de los consumidores industriales mexicanos se adhirieron a dicho Convenio, a través de un contrato por tres años para comprar gas natural a un precio de referencia fijo de 4.00 dólares americanos por millón de BTU's (Unidad Térmica Británica). Este precio, durante la vigencia del Convenio (enero de 2001 a diciembre de 2003) representó un descuento de 1.6% sobre el precio de venta.

A finales de 2003, la Secretaría de Energía emitió un boletín mediante el cual dio a conocer los mecanismos de cobertura de precios de gas natural, adicionales a los ya existentes, que PEMEX ofrecería a los consumidores para el comprendido entre los años 2004 y 2006. Este programa aplica a aproximadamente el 20% del total de las ventas domesticas de gas natural. Dichos mecanismos contemplan dos opciones:

- Precio fijo máximo de 4.5 dólares americanos por millón de BTU's durante el comprendido entre los años 2004 y 2006 para consumos hasta 10 millones de pies cúbicos por día; para cantidades superiores y de hasta 20 millones de pies cúbicos por día, el precio será de 4.55 dólares americanos por millón de BTU's.
- Precio fijo 2004, acotado a 6 dólares americanos por millón de BTU's. Esta opción contemplaba el establecimiento de un precio fijo máximo de 4.425 dólares americanos por millón de BTU's para el período enero-diciembre de 2004, siempre y cuando el índice de referencia (Canasta Reynosa) se encontrara por debajo de 6 dólares americanos por millón de BTU's; en caso que el índice fuera mayor, el cliente pagaría la diferencia entre 6 dólares americanos y el precio de mercado. Esta opción estaba condicionada a que el cliente hubiese contratado, a más tardar el 30 de junio de 2004, una cobertura para el período 2005-2006.

PEMEX decidió modificar su perfil de riesgo tradicional en relación al gas natural con el propósito de mitigar la volatilidad de los ingresos provenientes de las ventas de este producto. Esta estrategia representa aproximadamente el 10% de las ventas totales de gas natural y no deja a PEMEX con una exposición a riesgo base ya que el derivado se valora utilizando la misma referencia de mercado usada para preciar el gas natural.

- Petróleo crudo

En general PEMEX no realiza coberturas estratégicas de largo plazo sobre los precios del crudo, lo anterior debido a que, por el sistema impositivo al que se encuentra sujeto, transfiere la mayor parte del riesgo en el precio de este hidrocarburo al Gobierno Federal a través del pago de impuestos y derechos. No obstante lo anterior, para 2004, PEMEX contrató una serie de opciones tipo "put", de corto plazo sobre el precio del crudo, con el propósito de garantizar un ingreso mínimo para el volumen cubierto, el cual fue de aproximadamente el 7% del volumen total de producción para ese año. Estos instrumentos fueron adquiridos en el mes de septiembre y se registraron contablemente conforme a lo establecido en el Boletín C-2, "Instrumentos Financieros", de PCGA ("Boletín C-2"). Al 31 de diciembre de 2004, derivado del alto precio del crudo durante el período cubierto, no fue necesario ejercer dichas opciones.

vi) Riesgo en el portafolio de inversiones

Al 31 de diciembre de 2003, PEMEX contaba con dos swaps sobre un total de 40,107,485 acciones de Repsol YPF, S.A., cuyo valor de mercado a esa fecha era de 19.47 dólares americanos por acción. Estos swaps vencieron en enero de 2004 y no fueron renovados.

vii) 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 contratados. El valor justo se calcula para cada instrumento financiero derivado, el cual es un indicativo del precio al que una parte asumiría los derechos y las obligaciones de la otra. El valor justo de los instrumentos financieros derivados es calculado usando métodos de valuación generalmente utilizados por el mercado financiero internacional y con base en información de mercados disponible a la fecha de cierre del balance general.

El siguiente es un resumen de los métodos y supuestos para la valuación de instrumentos financieros derivados en uso.

- Los forwards de gas natural, se valúan por separado utilizando los precios a futuro cotizados por el mercado a la fecha del balance general.
- Los precios de mercado para opciones sobre el precio del gas natural, se valúan utilizando los modelos estándar usados comúnmente en el mercado financiero internacional.
- El valor justo para los instrumentos de tasas de interés es calculado descontando los flujos de efectivo futuros a valor presente, usando la tasa de interés de mercado para el período remanente 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.
- Los contratos de futuro de energía operados en bolsas reconocidas se valúan individualmente a los precios pactados en mercados de futuros que publican sus respectivas instituciones de depósito.

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:

	<u>2004</u>		<u>2003</u>	
	<u>Nocional</u>	<u>Valor justo</u>	<u>Nocional</u>	<u>Valor justo</u>
Swaps de tasa de interés	\$ 12,513,876	(\$ 131,693)	\$ 4,326,456	(\$ 237,453)
Swaps de capital			8,597,444	(629,047)

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

	<u>2004</u>		<u>2003</u>	
	<u>Nocional</u>	<u>Valor justo</u>	<u>Nocional</u>	<u>Valor justo</u>
Libras esterlinas a dólares americanos	\$ 8,497,208	\$ 1,289,069	\$ 8,195,089	\$ 830,026
Yenes japoneses a dólares americanos	13,405,145	2,292,394	14,825,716	1,844,856
Euros a dólares americanos	43,154,825	4,651,255	29,116,726	5,171,162

La siguiente tabla indica los tipos de derivados de gas natural y sus respectivos valores justos al 31 de diciembre:

	<u>2004</u> <u>Valor justo</u>	<u>2003</u> <u>Valor justo</u>
Swaps	(\$3,122,776)	(\$1,278,657)
Opciones	4,839	71,686
Futuros	62,193	17,854

viii) Valor justo de instrumentos financieros distintos a derivados

El valor justo estimado de los instrumentos financieros distintos a derivados, para los que es práctico estimar su valor, al 31 de diciembre, es como sigue:

	<u>2004</u>		<u>2003</u>	
	<u>Valor nominal</u>	<u>Valor justo</u>	<u>Valor nominal</u>	<u>Valor justo</u>
Activos:				
Efectivo e inversiones de inmediata realización	\$ 84,872,231	\$ 84,872,231	\$ 77,143,143	\$ 77,143,143
Cuentas y documentos por cobrar y otros	90,273,995	90,273,995	73,857,439	73,857,439
Pasivos:				
Proveedores	24,322,630	24,322,630	35,282,295	35,282,295
Cuentas y gastos acumulados por pagar	22,881,389	22,881,389	7,720,936	7,720,936
Venta de derechos de cobro futuros	36,685,689	36,685,689	42,557,120	42,557,120
Impuestos por pagar	44,136,805	44,136,805	38,546,112	38,546,112
Porción circulante de la deuda a largo plazo	47,065,088	47,065,088	60,488,366	60,488,366
Porción circulante de documentos por pagar a contratistas	2,076,592	2,076,592	1,985,108	1,985,108
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	11,285,080	13,145,739	13,821,639	16,451,060
Deuda a largo plazo	394,549,238	426,146,489	319,373,040	342,226,441

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

El valor nominal de los instrumentos financieros tales como valores de inmediata realización, cuentas por cobrar y por pagar, impuestos por pagar y deuda a corto plazo se asemejan a su valor justo debido al corto período de sus vencimientos.

El valor justo de la deuda a largo plazo se determina por referencia a los valores de mercado, y en los casos en los que dichos valores no están disponibles, se determina con base en análisis de flujos de efectivo descontado. Debido a que los supuestos afectan significativamente el valor justo derivado y son subjetivos por su naturaleza, el valor justo estimado pudiera no necesariamente ser realizado en una venta o realización inmediata del instrumento.

NOTA 11 - OBLIGACIONES LABORALES:

PEMEX tiene establecidos planes de retiro para sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, así como los correspondientes a las primas de antigüedad que los trabajadores tienen derecho a percibir al terminarse la relación laboral, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir otras obligaciones por beneficios posteriores al retiro, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes.

Durante los ejercicios 2004 y 2003 PEMEX llevó a cabo contribuciones al plan de prima de antigüedad, al plan de pensiones y al plan de otros beneficios posteriores al retiro por \$1,806,646 y \$17,962,018, respectivamente.

A continuación se resumen los principales datos financieros de dichos planes:

	31 de diciembre de 2004			31 de diciembre de 2003
	Pensiones	Prima de antigüedad	Total	Total
Obligaciones por derechos adquiridos	\$ 127,412,954	\$ 2,646,718	\$ 130,059,672	\$ 115,655,154
Obligaciones por derechos no adquiridos	<u>85,732,940</u>	<u>8,871,727</u>	<u>94,604,667</u>	<u>100,932,081</u>
Obligaciones por beneficios actuales	213,145,894	11,518,445	224,664,339	216,587,235
Menos: Activos del plan	<u>(2,484,870)</u>	<u>(10,478)</u>	<u>(2,495,348)</u>	<u>(13,831,178)</u>
Pasivo neto actual	<u>\$ 210,661,024</u>	<u>\$ 11,507,967</u>	<u>\$ 222,168,991</u>	<u>\$ 202,756,057</u>
Pasivo adicional derivado del exceso del pasivo neto actual sobre el pasivo neto proyectado	\$ 83,414,422		\$ 83,414,422	\$ 88,434,071
Porción generada por otros beneficios posteriores al retiro de 2003				<u>37,068,251</u>
Total del pasivo adicional derivado del exceso del pasivo neto actual sobre el pasivo neto proyectado	<u>\$ 83,414,422</u>		<u>\$ 83,414,422</u>	<u>\$ 125,502,322</u>

	<u>31 de diciembre de 2004</u>			<u>31 de diciembre de 2003</u>
	<u>Pensiones</u>	<u>Prima de antigüedad</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>
Obligaciones por beneficios proyectados	\$ 219,514,314	\$ 12,364,573	\$ 231,878,887	\$ 230,471,098
Menos: Activos del plan	(2,484,870)	(10,478)	(2,495,348)	(13,831,178)
Partidas pendientes de amortizar en 14 y 15 años:				
Pasivo de transición	(72,895,366)	(3,751,149)	(76,646,515)	(85,295,839)
Servicios anteriores y modificaciones al plan	(4,134,368)	(291,659)	(4,426,027)	(3,496,811)
Variaciones en supuestos y ajustes por experiencia	<u>(12,753,108)</u>	<u>5,449,112</u>	<u>(7,303,996)</u>	<u>(13,525,284)</u>
Total partidas pendientes de amortizar	<u>(89,782,842)</u>	<u>1,406,304</u>	<u>(88,376,538)</u>	<u>(102,317,934)</u>
Pasivo neto proyectado	<u>\$ 127,246,602</u>	<u>\$ 13,760,399</u>	<u>\$ 141,007,001</u>	<u>\$ 114,321,986</u>

Costo neto del período del plan de primas de antigüedad y del plan de pensiones:

Costo laboral	\$ 5,568,008	\$ 794,684	\$ 6,362,692	\$ 5,663,238
Costo financiero	16,790,888	1,115,091	17,905,979	16,561,294
Rendimiento de los activos del plan	(624,941)		(624,941)	(1,082,971)
Pasivo de transición	5,070,015	345,330	5,415,345	5,472,645
Servicios anteriores y modificaciones al plan	240,979	28,369	269,348	150,549
Variaciones en supuestos y ajustes por experiencia	177,870	(45,308)	132,562	53,659
Ajuste por inflación	<u>1,408,068</u>	<u>116,178</u>	<u>1,524,246</u>	<u>1,064,096</u>
Total del costo neto del período	<u>\$ 28,630,887</u>	<u>\$ 2,354,344</u>	<u>\$ 30,985,231</u>	<u>\$ 27,882,510</u>

31 de diciembre de

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
<u>Tasas utilizadas en el cálculo de las obligaciones por beneficios y rendimientos del plan:</u>		
Tasa de descuento	4.59%	4.59%
Tasa de incremento salarial	0.92%	0.92%
Tasas de incremento de costos y gastos de otros beneficios posteriores al retiro	0.92%	0.92%
Tasa estimada a largo plazo de los rendimientos de los activos del plan	5.50%	5.50%

31 de diciembre de

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
<u>Plan de otros beneficios posteriores al retiro:</u>		
Obligaciones por otros beneficios posteriores al retiro	\$ 167,845,931	\$ 99,157,035
Menos: Partidas pendientes de amortizar relativas a dichos beneficios	<u>(87,004,840)</u>	<u>(38,378,145)</u>
Total pasivo neto por otros beneficios posteriores al retiro	<u>\$ 80,841,091</u>	<u>\$ 60,778,890</u>
<u>Costo neto del período del plan de otros beneficios posteriores al retiro:</u>		
Costo laboral	\$ 3,524,865	\$ 2,219,742
Costo financiero	11,722,692	7,694,822
Pasivo de transición	5,632,866	2,563,008
Servicios anteriores y modificaciones al plan	202,893	212,251
Variaciones en supuestos y ajustes por experiencia	(105,052)	(111,463)
Ajuste por inflación	<u>1,088,950</u>	<u>500,177</u>
Total del costo neto del período	<u>\$ 22,067,214</u>	<u>\$ 13,078,537</u>
Obligaciones esperadas por otros beneficios posteriores al retiro (OEOBPR) por trabajadores jubilados y trabajadores activos que ya alcanzaron la elegibilidad	\$ 103,846,466	\$ 56,184,702
Proporción de la OEOBPR de los demás trabajadores de acuerdo a los años de servicio	<u>63,999,465</u>	<u>42,972,333</u>
Total obligaciones acumuladas por otros beneficios posteriores al retiro	<u>\$ 167,845,931</u>	<u>\$ 99,157,035</u>
<u>Efecto de incrementar un punto porcentual la tasa utilizada del costo de otros beneficios posteriores al retiro, considerando los demás supuestos sin cambio:</u>		
Suma del costo laboral y costo financiero	<u>\$ 5,310,481</u>	<u>\$</u>
Obligación acumulada por beneficios posteriores al retiro	<u>\$ 49,131,237</u>	<u>\$</u>

Desde el año 1995, PEMEX reconoce el pasivo y costo por concepto de la ayuda para gas, gasolina y canasta básica, conforme a los lineamientos que establecía el Boletín D-3, "Obligaciones Laborales", vigente en esa fecha; sin embargo, a partir del año 2004 estos pasivos se recalcularon y se incorporaron los pasivos correspondientes a los servicios médicos siguiendo los lineamientos del nuevo Boletín D-3, por lo que se separaron los beneficios de pensiones y primas de antigüedad y los posteriores al retiro. Por tal motivo, el pasivo adicional disminuyó respecto a 2003, ya que los lineamientos del nuevo Boletín D-3 no establecen la obligatoriedad de determinar un pasivo adicional por otros beneficios posteriores al retiro.

NOTA 12 - PÉRDIDA INTEGRAL:

La pérdida integral de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, se analiza como sigue:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Pérdida neta del ejercicio	(\$ 25,495,610)	(\$ 42,754,131)	(\$ 25,849,630)
Efecto de la actualización en el ejercicio - Neto (Aplicación) incremento a la reserva para exploración y declinación de campos - Neto	(4,676,926)	5,927,889	(4,413,521)
Otros movimientos patrimoniales	<u>(6,975,592)</u>	<u>(13,731,424)</u>	<u>1,911,708</u>
		<u>44,436</u>	
Pérdida integral del ejercicio	<u>(\$ 37,148,128)</u>	<u>(\$ 50,557,666)</u>	<u>(\$ 28,307,007)</u>

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.

Durante 2004, Petróleos Mexicanos pagó al Gobierno Federal \$10,387,839 (\$10,703,190 durante el año 2003) por concepto de anticipos a cuenta de rendimientos, los cuales se aplicarán al importe que el Consejo de Administración apruebe como rendimiento total anual, el cual usualmente ocurre en el siguiente año fiscal.

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 en términos nominales (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"	\$ 10,753,090
Incremento por actualización	<u>76,155,800</u>

Certificados de Aportación "A" en pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2004	<u>\$ 86,908,890</u>
--	----------------------

En varias fechas durante 2004, el Gobierno Federal realizó transferencias a Petróleos Mexicanos por un total de \$33,000,000 por concepto de aportaciones para el incremento del Patrimonio de los Organismos Subsidiarios. De acuerdo a la Ley de Ingresos de la Federación, este incremento deberá ser destinado a obras de infraestructura en materia de exploración, refinación, gas y petroquímica, para lo cual, Petróleos Mexicanos firmó un contrato de comisión mercantil con el Banco Santander Serfin, S. A. que, en su carácter de comisionista, tendrá a su cargo la administración de los fondos recibidos y su canalización a obras de infraestructura. El monto entregado a la comisionista ascendió a \$32,637,530, mismo que se vió reflejado como un incremento al patrimonio de los Organismos Subsidiarios.

NOTA 14 - POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA:

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los estados financieros consolidados de PEMEX incluyen activos y pasivos monetarios, denominados en moneda extranjera, como sigue:

	Importe en moneda extranjera (Miles)		Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
	Activos	Pasivos			
<u>2004:</u>					
Dólares americanos	9,322,376	(40,570,870)	(31,248,494)	11.2648	(\$ 352,008,035)
Yenes japoneses	90,415	(163,009,706)	(162,919,291)	0.1101	(17,937,414)
Libras esterlinas	814	(452,498)	(451,684)	21.6532	(9,780,404)
Euros	14,393	(3,280,525)	(3,266,132)	15.3201	<u>(50,037,469)</u>
Total posición pasiva, antes de coberturas cambiarías (Nota 10)					<u>(\$ 429,763,322)</u>
<u>2003:</u>					
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	<u>(33,864,838)</u>
Total posición pasiva, antes de coberturas cambiarías (Nota 10)					<u>(\$ 333,686,702)</u>

NOTA 15 - INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS:

La actividad principal de PEMEX es la exploración y la producción de petróleo crudo y de gas natural, así como la refinación y la comercialización de productos derivados del petróleo a través de cuatro segmentos de negocios: Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica. La Administración toma las decisiones relacionadas con las operaciones de los negocios consolidados junto con las cuatro líneas estratégicas.

Las fuentes principales de ingresos para los segmentos son como se describen a continuación:

- Pemex-Exploración y Producción percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo crudo, así como de la exportación de petróleo crudo, a través de su subsidiaria PMI, hacia los mercados internacionales. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI a cerca de 25 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Menos de la mitad (cerca de 45%) del crudo de PEMEX se vende en el mercado nacional; sin embargo, estos montos son en gran medida suficientes para satisfacer la demanda nacional en México.
- Pemex-Refinación percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados. La mayoría de las ventas de Pemex-Refinación se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. El Organismo suministra a la Comisión Federal de Electricidad (“CFE”) una porción significativa de su producción de petróleo combustible. Los productos más rentables de Pemex-Refinación son las gasolinas.
- Pemex-Gas y Petroquímica Básica percibe ingresos de fuentes domésticas, en forma principal. Pemex-Gas y Petroquímica Básica también consume niveles elevados de su propia producción de gas natural. La mayoría de los ingresos del Organismo se obtiene a través de la venta de gases etano y butano.
- Pemex-Petroquímica participa en la venta de productos petroquímicos al mercado doméstico. Pemex-Petroquímica ofrece una amplia gama de productos; los productos que generan el mayor ingreso son los derivados del metano, los derivados del etano y los aromáticos y los derivados.

Al realizar el análisis de desempeño para los Organismos, la Administración de PEMEX se enfoca en los volúmenes de ventas y en los ingresos brutos como los indicadores principales.

El rendimiento (pérdida) y los activos identificables para cada segmento se han determinado después de los ajustes intersegmentos. Las ventas entre segmentos se realizan a precios internos de transferencia, establecidos por PEMEX, que reflejan los precios internacionales de mercado.

A continuación se muestra la información financiera condensada de estos segmentos:

	Exploración y Producción	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones intersegmentos	Total
<u>Año terminado el 31 de diciembre de 2004:</u>							
Ingresos por ventas -							
Clientes	\$	\$ 316,139,585	\$ 116,049,305	\$ 16,823,850	\$ 324,574,385		\$ 773,587,125
Intersegmentos	560,997,135	27,021,306	67,187,349	7,365,976	93,070,685	(755,642,451)	
Total ventas netas	560,997,135	343,160,891	183,236,654	24,189,826	417,645,070	(755,642,451)	773,587,125
Rendimiento (pérdida) de operación	412,422,364	39,877,803	13,298,155	(7,905,400)	(628,631)	(1,862,995)	455,201,296
Costo integral de financiamiento	7,589,872	5,296,769	(156,854)	1,348,140	(3,830,960)	(3,198,814)	7,048,153
Rendimiento (pérdida) neta	(13,669,930)	(22,060,462)	11,652,271	(12,315,100)	(22,020,397)	32,918,008	(25,495,610)
Depreciación y amortización	28,902,751	7,500,738	3,400,804	1,289,115	806,669		41,900,077
Adquisición de activos fijos	66,849,314	4,653,156	1,636,351	1,592,677	330,970		75,062,468
Activos totales	727,062,059	274,694,329	102,356,611	46,347,703	991,353,926	(1,194,287,293)	947,527,337
<u>Año terminado el 31 de diciembre de 2003:</u>							
Ingresos por ventas -							
Clientes	\$	\$ 299,551,437	\$ 96,312,823	\$ 11,472,993	\$ 250,556,152	\$	\$ 657,893,405
Intersegmentos	448,779,512	24,657,053	53,442,431	6,375,129	69,862,428	(603,116,553)	
Total ventas netas	448,779,512	324,208,490	149,755,254	17,848,122	320,418,580	(603,116,553)	657,893,405
Rendimiento (pérdida) de operación	319,977,798	74,950,471	4,176,736	(10,294,391)	(21,364,403)	19,200,203	386,646,414
Costo integral de financiamiento	22,387,213	12,932,215	(696,249)	1,082,210	11,804,864	(15,172,061)	32,338,192
Rendimiento (pérdida) neta	1,180,484	(38,098,735)	8,082,419	(15,378,314)	(38,887,401)	40,347,416	(42,754,131)
Depreciación y amortización	29,177,389	8,009,797	3,513,544	1,056,697	891,332		42,648,759
Adquisición de activos fijos	51,602,488	13,792,567	3,716,279	1,710,828	564,640		71,386,802
Activos totales	651,073,944	216,364,002	88,949,282	34,638,684	851,895,796	(953,563,153)	889,358,555
<u>Año terminado el 31 de diciembre de 2002:</u>							
Ingresos por ventas -							
Clientes	\$	\$ 281,356,956	\$ 64,395,399	\$ 8,167,656	\$ 187,653,810	\$	\$ 541,573,821
Intersegmentos	316,852,364	15,803,262	29,155,117	4,409,362	63,175,849	(429,395,954)	
Total ventas netas	316,852,364	297,160,218	93,550,516	12,577,018	250,829,659	(429,395,954)	541,573,821
Rendimiento (pérdida) de operación	215,938,359	97,978,654	4,268,959	(9,892,062)	(18,371,914)	21,148,562	311,070,558
Costo integral de financiamiento	1,865,971	5,575,489	69,901	390,028	653,889	(1,992,290)	6,562,988
Rendimiento (pérdida) neta	16,384,685	(37,498,442)	2,440,614	(12,855,688)	(20,231,066)	25,910,267	(25,849,630)
Depreciación y amortización	22,611,578	7,193,072	3,632,643	1,296,963	835,490		35,569,746
Adquisición de activos fijos	7,621,267	24,800,902	1,584,804	2,020,351	63,872,081		99,899,405
Activos totales	452,032,357	215,759,226	72,215,196	34,866,588	783,048,290	(750,350,802)	807,570,855

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 2004 y 2003, el valor del nitrógeno a suministrar durante la vigencia del contrato asciende aproximadamente a \$18,480,170 y \$22,418,099, 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 2004, PEMEX tiene contratos celebrados con varios contratistas por un monto aproximado de \$215,567,409. Estos contratos son para desarrollo de PIDIREGAS.
- c. 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 2004 y 2003, PEMEX ha registrado una provisión para remediación ambiental, la cual asciende a \$1,543,264 y \$2,026,438, respectivamente. Este pasivo se incluye en reservas a largo plazo, en el balance general.

- c. Al 31 de diciembre de 2004, PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, administrativos y laborales, por un monto de \$13,323,752. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, PEMEX ha reservado \$1,578,654 y \$1,409,283 respectivamente, en relación con esas contingencias.
- d. PEMEX enfrenta un juicio de arbitraje con Conproca, S. A. de C. V. (“Conproca”). Conforme a la última actualización de los reclamos de las partes hecha ante el Tribunal de Arbitraje, las prestaciones demandadas por Conproca se cuantifican en U.S. \$632,801. PEMEX ha contra-demandado el pago de la cantidad de U.S. \$907,660.

Por lo que hace al estado procesal del juicio, se encuentran pendientes diversas etapas como lo son entre otras, la de ofrecimiento de pruebas, la presentación de dictámenes periciales, desahogo de testimoniales y celebración de diversas audiencias en las que se fijarán las responsabilidades de las partes. Conforme al calendario procesal aprobado por el Tribunal, las acciones por desahogar están programadas para llevarse a cabo durante los años 2005 y 2006. Con base en el análisis efectuado por la Administración de PEMEX, no fue necesario registrar una provisión por este concepto.

- e. PEMEX ha sido demandado por Construcciones Industriales del Golfo, S. A. de C. V. por retrasos en el pago y la falta del mismo, entre otros, por un monto total de U.S. \$79,276 (\$893,028). Con base en el análisis de la documentación que presentó el proveedor, PEMEX reconoció un pasivo de U.S. \$4,576 (\$51,548). Por otra parte, PEMEX interpondrá una demanda contra el proveedor por U.S. \$4,949 (\$55,749), por insatisfacción en el producto de su trabajo. Se dictó sentencia en primera instancia, condenando a PEMEX al pago de U.S. \$4,000 (\$45,059), 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 - EVENTOS POSTERIORES:

Nuevos pronunciamientos contables:

A partir del 1º de enero de 2005, entraron en vigor las disposiciones contenidas en el Boletín B-7, "Adquisiciones de Negocios", así como las adecuaciones al Boletín C-2, emitidos por el IMCP; se considera que su adopción no tendrá una afectación importante en la información financiera consolidada que se presenta.

Asimismo, a partir del 1° de enero de 2005 entraron en vigor las disposiciones del Boletín C-10, “Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura”, el cual precisa y detalla los criterios de valuación, registro y revelación aplicables a los instrumentos financieros derivados designados de cobertura y a los derivados implícitos. Se estima que la adopción de este boletín generará, el 1° de enero de 2005, un crédito a los resultados de aproximadamente \$1,348,783 y un cargo al resultado integral, dentro del patrimonio, por aproximadamente \$131,693, por el reconocimiento del efecto acumulado al 1° de enero de 2005.

A partir del 1° de enero de 2005, entraron en vigor las nuevas disposiciones del Boletín D-3, las cuales establecen reglas para la valuación y registro de los pasivos generados por otras remuneraciones al término de la relación laboral. La adopción de dichas adecuaciones generará al 1° de enero de 2005, como efecto inicial por el reconocimiento de los servicios anteriores por remuneraciones al término de la relación laboral, un pasivo por aproximadamente \$1,222,561 y un cargo estimado a los resultados del ejercicio por \$313,069.