

REPORTE ANUAL QUE SE PRESENTA DE ACUERDO CON LAS DISPOSICIONES DE CARÁCTER GENERAL APLICABLES A LAS EMISORAS DE VALORES Y OTROS PARTICIPANTES DEL MERCADO PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2004



Banco J.P. Morgan, S. A. , Institución de Banca Múltiple,
J.P. Morgan Grupo Financiero, División Fiduciaria

**MONTO TOTAL AUTORIZADO CON CARÁCTER REVOLVENTE
HASTA \$110,000'000,000.00 (CIENTO DIEZ MIL MILLONES DE PESOS 00/100 M.N.)**

**MONTO TOTAL EMITIDO CON CARÁCTER REVOLVENTE
\$ 57,672'000,000 (CINCUENTA Y SIETE MIL SEISCIENTOS SETENTA Y DOS MILLONES DE PESOS 00/100 M.N.)
3,113'474,900 (TRES MIL CIENTO TRECE MILLONES CUATROCIENTAS SETENTA Y CUATRO MIL NOVECIENTAS Unidades de Inversión - "UDIS")**

DENOMINACIÓN DEL EMISOR: Banco J.P. Morgan, S.A., Institución de Banca Múltiple, División Fiduciaria con domicilio en Paseo de las Palmas No. 405 piso 16 Lomas de Chapultepec 11000 México D.F. y sus cesionarios, sucesores o sus sustitutos en los términos del Contrato de Fideicomiso.

FIDEICOMITENTES: Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer e ING (México), S.A. de C.V., Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero.

AVAL: Petróleos Mexicanos con domicilio en Av. Marina Nacional No. 329, Col. Huasteca, 11311 México D.F.

PATRIMONIO DEL FIDEICOMISO: De conformidad con el Contrato de Fideicomiso, se integra por: (a) la Aportación Inicial; (b) los derechos derivados de cualquier instrumento, reconocimiento de adeudo, título de crédito u obligación de indemnización asumidas por Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y/o Pemex-Gas y Petroquímica Básica en favor del Fiduciario; (c) los recursos obtenidos por la colocación de Certificados Bursátiles; (d) los recursos que reciba el Fiduciario de Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y/o Pemex-Gas y Petroquímica Básica en las cuentas del Fideicomiso en los términos del Contrato de Fideicomiso; (e) los recursos que reciba el Fiduciario en virtud de la contratación de cualesquier Financiamientos; (f) el producto que resulte de los contratos y actos jurídicos que lleve a cabo el Fiduciario siguiendo las instrucciones de Petróleos Mexicanos en los términos del Fideicomiso; (g) el producto de las inversiones permitidas que lleve a cabo el Fiduciario conforme al Régimen de Inversión; (h) los derechos y/o las cantidades que deriven del ejercicio de cualquier derecho que por cualquier causa válida corresponda al Fideicomiso; y (i) las demás cantidades y derechos de que sea titular el Fiduciario en relación con el Fideicomiso por cualquier causa legal.

TIPO DE DOCUMENTO: Certificados Bursátiles con valor nominal \$100.00 (Cien Pesos 00/100 M.N.) cada uno, y en el caso de Certificados Bursátiles denominados en UDIS, con valor nominal de 100 (Cien) UDIS cada uno.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR STANDARD & POOR'S, S.A. DE C.V.: "mxAAA", que es el grado más alto que otorga Standard & Poor's en su escala CaVal, indica que la capacidad de pago, tanto de intereses como del principal, es sustancialmente fuerte.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR MOODY'S DE MÉXICO, S.A. DE C.V.: "Aaa.mx", que muestra la capacidad crediticia más fuerte y la menor probabilidad de pérdida de crédito con respecto a otras emisiones nacionales.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR FITCH MÉXICO, S.A. DE C.V.: "AAA(mex)", la más alta calidad crediticia. Representa la máxima calificación asignada por Fitch México en su escala de calificaciones domésticas. Esta calificación se asigna a la mejor calidad crediticia respecto de otros emisores o emisiones del país y normalmente corresponde a las obligaciones financieras emitidas o garantizadas por el Gobierno Federal.

GARANTÍA: Los Certificados Bursátiles cuentan con el aval de Petróleos Mexicanos.

RÉGIMEN FISCAL: La tasa de retención aplicable a los intereses pagados conforme a los Certificados Bursátiles, se encuentra sujeta: (i) para las personas físicas residentes en México para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 160 y 58 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente y 23 de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2005 y en otras

disposiciones complementarias; (ii) para las personas morales residentes en México para efectos fiscales, a lo previsto en el artículo 20 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente y en otras normas complementarias; y (iii) para las personas físicas o morales residentes en el extranjero para efectos fiscales, a lo previsto en el artículo 195 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente y en otras disposiciones complementarias. Los preceptos citados pueden ser sustituidos en el futuro por otros. El régimen fiscal puede modificarse a lo largo de la vigencia de los Certificados Bursátiles. No se asume la obligación de informar acerca de los cambios en las disposiciones legales a lo largo de la vigencia de las emisiones de valores.

LUGAR Y FORMA DE PAGO DE PRINCIPAL E INTERESES: El principal e intereses de los Certificados Bursátiles se pagarán el día de su vencimiento y en cada una de las fechas de pago de intereses, respectivamente, en las oficinas de la S.D. Indeval, S.A. de C.V., Institución para el Depósito de Valores, ubicadas en Avenida Paseo de la Reforma No. 255, 3er. Piso, Col. Cuauhtémoc, 06500 México, D.F. Los pagos podrán efectuarse mediante transferencia electrónica de conformidad con el procedimiento establecido en el Título que ampara la emisión de valores, en el Suplemento y en el Prospecto correspondiente. El último pago se efectuará en la Fecha de Vencimiento, contra la entrega del propio título de crédito, o constancia al efecto emitida por el Depositario.

DEPOSITARIO: La S.D. Indeval, S.A. de C.V., Institución para el Depósito de Valores.

REPRESENTANTE COMÚN: Scotia Inverlat Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero Scotiabank Inverlat.

ÚLTIMO PÁRRAFO DEL ARTÍCULO 14 DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES: “La Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante disposiciones de carácter general establecerá el procedimiento para la inscripción de valores en el Registro Nacional de Valores y para la aprobación de su oferta pública, las bases para la elaboración de los documentos a que se refieren los incisos a) y b) de la fracción I anterior, así como los medios y plazos en los cuales deberá ponerse a disposición del público inversionista la información a que se refiere este artículo. Asimismo, la citada Comisión podrá dictar criterios que permitan determinar los supuestos bajo los cuales un auditor externo y quien emita una opinión legal, se considerarán independientes”.

El Programa de Certificados Bursátiles por un monto total de \$20,000,000,000.00 (veinte mil millones de pesos M.N. 00/100) fue autorizado por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante oficio No. DGE-611-230101 de fecha 22 de octubre de 2003, inscrito en la Sección de Valores del Registro Nacional de Valores de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores bajo el No. 2471-4.15-2003-005 y son objeto de cotización en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A. de C.V.

La ampliación del Programa de Certificados Bursátiles por un monto adicional de \$20,000,000,000.00 (veinte mil millones de pesos M.N. 00/100) para quedar en un monto total de \$40,000,000,000.00 (cuarenta mil millones de pesos M.N. 00/100) fue autorizada por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante oficio No. DGE-166-166 de fecha 24 de marzo de 2004; la ampliación del Programa de Certificados Bursátiles por un monto adicional de \$30,000,000,000.00 (treinta mil millones de pesos M.N. 00/100) para quedar en un monto total de \$70,000,000,000.00 (setenta mil millones de pesos M.N. 00/100) fue autorizada por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante oficio No. DGE-016-23516 de fecha 27 de enero de 2005; y la ampliación del Programa de Certificados Bursátiles por un monto adicional de \$40,000,000,000.00 (cuarenta mil millones de pesos M.N. 00/100) para quedar en un monto total de \$110,000,000,000.00 (ciento diez mil millones de pesos M.N. 00/100) fue autorizada por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante oficio No. DGE-254-23754 de fecha 10 de mayo de 2005.

NÚMERO DE EMISIONES AL AMPARO DEL PROGRAMA

PRIMERA EMISIÓN

Características

Clave	PMXCB 03
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Primera Emisión:	1,455 días, equivalentes aproximadamente a 4 (cuatro) años.
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Primera Emisión:	Significa: (i) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 26 de marzo de 2004, 1,301 días, equivalentes a aproximadamente 3 (tres) años con 6 (seis) meses y (ii) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 30 de enero de 2004, 1,357 días, equivalentes a aproximadamente 3 (tres) años con 8 (ocho) meses.
Monto	\$13,000'000,000
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Primera Emisión	24 de octubre de 2003
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Primera Emisión	Significa: (i) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 26 de marzo de 2004, el 26 de marzo de 2004 y (ii) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 30 de enero de 2004, el 30 de enero de 2004.
Fecha de Vencimiento	12 de octubre de 2007
Intereses y Procedimiento de Cálculo	<p>A partir de la Fecha de Emisión y en tanto no sean amortizados, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal, a una tasa anual igual a la tasa a la que hace referencia el siguiente párrafo, que el Representante Común calculará el día hábil anterior al inicio de cada período de intereses de aproximadamente 91 (noventa y un) días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual"), que tenga lugar antes de la total amortización de los Certificados Bursátiles, períodos que se determinarán conforme al calendario de pagos que aparece más adelante, para el período de intereses de que se trate y que regirá durante tal período de intereses.</p> <p>La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.67 (cero punto sesenta y siete) puntos porcentuales a la Tasa de Interés de los Certificados de la Tesorería de la Federación ("Cetes") a plazo de 91 (noventa y un) días, en colocación primaria, o la que la sustituya, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada período de intereses, dada a conocer por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a través del Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación incluso Internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 (veintidos) días hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el día hábil más próximo a dicha fecha. En caso de que la tasa de Cetes deje de existir o publicarse, el Representante Común utilizará como tasa sustituta para determinar la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles, aquélla que dé a conocer la Secretaría de Hacienda y Crédito Público como la tasa sustituta de Cetes aplicable para el plazo más cercano al plazo citado. Para determinar la tasa de rendimiento capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos del período de que se trate, a los plazos antes mencionados, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título que documenta la emisión. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará a partir de la Fecha de Emisión y los cálculos para</p>

determinar las tasas y los intereses a pagar, deberán comprender los días naturales de que efectivamente consten los períodos respectivos. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses a pagar en cada período respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título que representa la presente emisión.

Periodicidad en el Pago de Intereses

Los intereses que devenguen los Certificados se liquidarán aproximadamente cada 91 (noventa y un) días conforme al calendario de pagos de intereses que se establece en el título que documenta la emisión, comenzando precisamente el día 22 de abril de 2004.

Intereses Moratorios

En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles a la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles aplicable en el momento del incumplimiento, más 2 (dos) puntos porcentuales. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas del Emisor.

Amortización

La amortización de los Certificados Bursátiles será en un solo pago en la Fecha de Vencimiento de la emisión contra la entrega del título correspondiente.

Vencimiento Anticipado

En el caso de que ocurra un Evento de Incumplimiento (considerando el período de gracia de cinco (5) Días Hábiles correspondiente), todas las cantidades pagaderas conforme a los Certificados Bursátiles se podrán declarar vencidas anticipadamente, siempre y cuando al menos 1 (un) Tenedor entregue una notificación por escrito al Representante Común indicando su intención de declarar vencidos anticipadamente los Certificados Bursátiles. El Representante Común, a su vez, notificará por escrito al Emisor sobre la citada intención (cuya notificación se hará personalmente), debiendo el Emisor pagar las cantidades antes señaladas dentro de los 3 (tres) Días Hábiles siguientes a la mencionada notificación del Representante Común. De no realizar el pago en la fecha correspondiente, el Emisor se constituirá en mora desde dicho momento y se harán exigibles de inmediato la suma principal insoluta de los Certificados Bursátiles, los intereses devengados y no pagados con respecto a la misma y todas las demás cantidades que se adeuden conforme a los mismos.

SEGUNDA EMISIÓN

Características

Clave

PMXCB 03-2

Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Segunda Emisión:

2,176 días, equivalentes aproximadamente a 6 (seis) años.

Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Segunda Emisión:

Significa: (i) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 26 de marzo de 2004, 2,022 días, equivalentes a aproximadamente 5 (cinco) años con 6 (seis) meses y (ii) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 30 de enero de 2004, 2,078 días, equivalentes a aproximadamente 5 (cinco) años con 8 (ocho) meses.

Monto

\$13,500'000,000

Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Segunda Emisión

24 de octubre de 2003

Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Segunda Emisión

Significa: (i) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 26 de marzo de 2004, el 26 de marzo de 2004 y (ii) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 30 de enero de 2004, el 30 de enero de 2004.

Fecha de Vencimiento

8 de octubre de 2009

Intereses y Procedimiento de Cálculo

A partir de la Fecha de Emisión y en tanto no sean amortizados, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal, a una tasa anual igual a la tasa a la que hace referencia el siguiente párrafo, que el Representante Común calculará el día hábil anterior al inicio de cada período de intereses de aproximadamente 182 (ciento ochenta y dos) días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual"), que tenga lugar antes de la total amortización de los Certificados Bursátiles, períodos que se determinarán conforme al calendario de pagos que aparece más adelante, para el período de intereses de que se trate y que regirá durante tal período de intereses.

La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.65 (cero punto sesenta y cinco) puntos porcentuales a la Tasa de Interés de los Certificados de la Tesorería de la Federación ("Cetes") a plazo de 182 (ciento ochenta y dos) días, en colocación primaria, o la que la sustituya, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada período de intereses, dada a conocer por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a través del Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación incluso Internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 30 (treinta) días hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el día hábil más próximo a dicha fecha. En caso de que la tasa de Cetes deje de existir o publicarse, el Representante Común utilizará como tasa sustituta para determinar la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles, aquélla que dé a conocer la Secretaría de Hacienda y Crédito Público como la tasa sustituta de Cetes aplicable para el plazo más cercano al plazo citado. Para determinar la tasa de rendimiento capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos del período de que se trate, a los plazos antes mencionados, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título que documenta la emisión. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará a partir de la Fecha de Emisión y los cálculos para determinar las tasas y los intereses a pagar, deberán comprender los días naturales de que efectivamente consten los períodos respectivos. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses a pagar en cada período respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título que representa la emisión.

Protección contra la Inflación

En cada período de intereses se comparará el aumento porcentual en el valor de la Unidad de Inversión ("UDI") durante el período de intereses de que se trate, con la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable para dicho período de intereses. En aquellos casos en que el aumento porcentual en el valor de la UDI durante el período de intereses de que se trate sea mayor a la Tasa de Interés Bruto Anual citada, el Representante Común añadirá y el Emisor se obliga a pagar a los Tenedores en la fecha de pago de intereses que corresponda, una prima adicional igual a dicha diferencia positiva, calculada respecto del saldo insoluto de principal de sus Certificados Bursátiles. Dicha prima se pagará en adición y en el mismo lugar y fecha que los intereses que se devenguen conforme a la Tasa de Interés Bruto Anual que

corresponda.

Periodicidad en el Pago de Intereses

Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán aproximadamente cada 182 (ciento ochenta y dos) días conforme al calendario de pagos de intereses que se establece en el título que documenta la emisión, comenzando precisamente el día 15 de abril de 2004.

Intereses Moratorios

En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles a la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles aplicable en el momento del incumplimiento, más 2 (dos) puntos porcentuales. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas del Emisor.

Amortización

La amortización de los Certificados Bursátiles será en un solo pago en la Fecha de Vencimiento de la emisión contra la entrega del Título Correspondiente.

Vencimiento Anticipado

En el caso de que ocurra un Evento de Incumplimiento (considerando el período de gracia de cinco (5) Días Hábiles correspondiente), todas las cantidades pagaderas conforme a los Certificados Bursátiles se podrán declarar vencidas anticipadamente, siempre y cuando al menos 1 (un) Tenedor entregue una notificación por escrito al Representante Común indicando su intención de declarar vencidos anticipadamente los Certificados Bursátiles. El Representante Común, a su vez, notificará por escrito al Emisor sobre la citada intención (cuya notificación se hará personalmente), debiendo el Emisor pagar las cantidades antes señaladas dentro de los 3 (tres) Días Hábiles siguientes a la mencionada notificación del Representante Común. De no realizar el pago en la fecha correspondiente, el Emisor se constituirá en mora desde dicho momento y se harán exigibles de inmediato la suma principal insoluta de los Certificados Bursátiles, los intereses devengados y no pagados con respecto a la misma y todas las demás cantidades que se adeuden conforme a los mismos.

TERCERA EMISIÓN
Características

Clave	PMXCB 03-3
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Tercera Emisión	2,547 días, equivalentes aproximadamente a 7 (siete) años.
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Tercera Emisión	Significa: (i) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 26 de marzo de 2004, 2,393 días, equivalentes a aproximadamente 6 (seis) años con 6 (seis) meses y (ii) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 30 de enero de 2004, 2,449 días, equivalentes a aproximadamente 6 (seis) años con 8 (ocho) meses.
Monto	\$6,172'000,000
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Tercera Emisión	24 de octubre de 2003
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Tercera Emisión	Significa: (i) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 26 de marzo de 2004, el 26 de marzo de 2004 y (ii) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 30 de enero de 2004, el 30 de enero de 2004.

Fecha de Vencimiento	14 de octubre de 2010
Intereses y Procedimiento de Cálculo	<p>A partir de la Fecha de Emisión y en tanto no sean amortizados, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común calculará el día hábil anterior al inicio de cada período de intereses de aproximadamente 182 (ciento ochenta y dos) días, computado a partir de la Fecha de Emisión, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 8.38% (ocho punto treinta y ocho por ciento) (la "Tasa de Interés Bruto Anual") , la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la emisión.</p> <p>El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará a partir de la Fecha de Emisión o al inicio de cada período de intereses de aproximadamente 182 (ciento ochenta y dos) días y los cálculos para determinar el monto a pagar deberán comprender los días naturales de que efectivamente consten los períodos respectivos. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. La Tasa de Interés Bruto Anual no sufrirá cambios durante la vigencia de la emisión. Para determinar el monto de los intereses pagaderos en cada período respecto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Tercera Emisión, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título que documenta la emisión.</p>
Periodicidad en el Pago de Intereses	<p>Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán aproximadamente cada 182 (ciento ochenta y dos) días conforme al calendario de pagos de intereses que se establece en el título que documenta la emisión, comenzando precisamente el día 22 de abril de 2004.</p>
Intereses Moratorios	<p>En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles a la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles aplicable en el momento del incumplimiento, más 2 (dos) puntos porcentuales. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas del Emisor.</p>
Amortización	<p>La amortización de los Certificados Bursátiles será en un solo pago en la Fecha de Vencimiento de la emisión contra la entrega del Título Correspondiente.</p>
Vencimiento Anticipado	<p>En el caso de que ocurra un Evento de Incumplimiento (considerando el período de gracia de 5 (cinco) Días Hábiles correspondiente), todas las cantidades pagaderas conforme a los Certificados Bursátiles se podrán declarar vencidas anticipadamente, siempre y cuando al menos un (1) Tenedor entregue una notificación por escrito al Representante Común indicando su intención de declarar vencidos anticipadamente los Certificados Bursátiles. El Representante Común, a su vez, notificará por escrito al Emisor sobre la citada intención (cuya notificación se hará personalmente), debiendo el Emisor pagar las cantidades antes señaladas dentro de los 3 (tres) Días Hábiles siguientes a la mencionada notificación del Representante Común. De no realizar el pago en la fecha correspondiente, el Emisor se constituirá en mora desde dicho momento y se harán exigibles de inmediato la suma principal insoluta de los Certificados Bursátiles, los intereses devengados y no pagados con respecto a la misma y todas las demás cantidades que se adeuden conforme a los mismos.</p>

CUARTA EMISIÓN
Características

Clave	PMXCB 04U
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Cuarta Emisión:	5,460 días, equivalentes a aproximadamente 15 (quince) años.
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Cuarta Emisión:	5,420 días, equivalentes a aproximadamente 15 (quince) años.
Monto	3,113'474,900 UDIS
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Primera Emisión	23 de diciembre de 2004
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Primera Emisión	1 de febrero de 2005.
Fecha de Vencimiento	5 de diciembre de 2019.
Modalidad de la Emisión y Valor de la UDI	En UDIS. (i) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Originales del 23 de diciembre de 2004, el valor de la UDI al 23 de diciembre de 2004 es de 3.531520 y (ii) por lo que hace a los Certificados Bursátiles Adicionales del 1 de febrero de 2005, el valor de la UDI al 1 de febrero de 2005 es de 3.534289
Intereses Moratorios	En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Cuarta Emisión se generarán intereses moratorios que se calcularán a una tasa anualizada equivalente a la T.I.I.E. más 2 (dos) puntos porcentuales en la fecha inmediatamente anterior a la fecha en que se devenguen los intereses. Para los efectos del párrafo anterior, T.I.I.E. significa la tasa de interés interbancaria de equilibrio a plazo de hasta 28 (veintiocho) días determinada y publicada por Banxico en el diario oficial de la federación (según resolución del propio Banxico publicada en el diario oficial de la federación del 23 de marzo de 1995).
Amortización	La amortización de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Cuarta Emisión será a su Valor Nominal en un solo pago en la Fecha de Vencimiento de la emisión contra la entrega del Título correspondiente.

QUINTA EMISIÓN
Características

Clave	PMXCB 05
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Quinta Emisión	1,819 (mil ochocientos diecinueve) días, equivalentes a aproximadamente 5 (cinco) años.
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Quinta Emisión	1,728 (un mil setecientos veintiocho) días, equivalentes a aproximadamente 4 (cuatro) años y 9 (nueve) meses.
Monto	\$12,512'600,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Quinta Emisión	11 de febrero de 2005
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Quinta Emisión	13 de mayo de 2005
Fecha de Vencimiento	4 de febrero de 2010

Intereses y Procedimiento de Cálculo

A partir de la Fecha de Emisión, y en tanto no sean amortizados, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su Valor Nominal, a una tasa anual igual a la tasa a que hace referencia el siguiente párrafo, que el Representante Común calculará el Día Hábil anterior al inicio de cada periodo de intereses de aproximadamente 91 (noventa y un) días, excepto por el primer periodo de intereses, que será de 90 (noventa) días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual"), que tenga lugar antes de la total amortización de los Certificados Bursátiles, periodos que se determinarán conforme al calendario de pagos que aparece más adelante, para el periodo de intereses de que se trate, y que regirá durante tal periodo de intereses.

La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.51% (cero punto cincuenta y un por ciento) a la Tasa de Interés de los Certificados de la Tesorería de la Federación ("Cetes") a plazo de 91 (noventa y un) días, en colocación primaria, o la que la sustituya, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo de intereses, dada a conocer por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a través del Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 (veintidós) días hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día hábil más próximo a dicha fecha. En caso de que la tasa de Cetes deje de existir o publicarse, el Representante Común utilizará como tasa sustituta para determinar la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles, aquella que dé a conocer la Secretaría de Hacienda y Crédito Público como la tasa sustituta de Cetes aplicable para el plazo más cercano al plazo citado. Para determinar la tasa de rendimiento capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos del periodo de que se trate, a los plazos antes mencionados, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el Título que documenta la presente emisión y que se reproduce en el Suplemento. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará a partir de la Fecha de Emisión y los cálculos para determinar las tasas y los intereses a pagar, deberán comprender los días naturales de que efectivamente consten los periodos respectivos. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses a pagar en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el Título que representa la presente emisión y que se reproduce en el Suplemento.

Periodicidad en el Pago de Intereses

Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán aproximadamente cada 91 (noventa y un) días excepto por el primer periodo de intereses, que será de 90 (noventa) días y que se liquidará el 12 de mayo de 2005 conforme al calendario de pagos de intereses que se establece en el Título que documenta la presente emisión y que se reproduce en el Suplemento, comenzando precisamente el día 12 de mayo de 2005.

Intereses Moratorios

En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles de la Quinta Emisión, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles a la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles de la Quinta Emisión aplicable en el momento del incumplimiento, más 2 (DOS) puntos porcentuales. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses

moratorios deberá ser cubierta en las oficinas del Fideicomiso Emisor.

Amortización

La amortización de los Certificados Bursátiles de la Quinta Emisión será a su Valor Nominal en un solo pago en la Fecha de Vencimiento de la emisión contra la entrega del Título correspondiente.

Vencimiento Anticipado

En el caso de que ocurra un Evento de Incumplimiento (según se define el en Título que ampara la Emisión (considerando un periodo de gracia de cinco (5) Días Hábiles correspondiente), todas las cantidades pagaderas conforme a los Certificados Bursátiles se podrán declarar vencidas anticipadamente, siempre y cuando menos 1 (un) tenedor entregue una notificación por escrito al Representante Común indicando su intención de declarar vencidos anticipadamente los Certificados Bursátiles. El Representante Común, a su vez, notificará por escrito al Fiduciario del Fideicomiso Emisor sobre la citada intención (cuya notificación se hará personalmente), debiendo el Fiduciario del Fideicomiso Emisor pagar las cantidades antes señaladas dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la mencionada notificación del Representante Común. De no realizar el pago en la fecha correspondiente, el Fiduciario del Fideicomiso Emisor se constituirá en mora desde dicho momento y se harán exigibles de inmediato la suma principal insoluta de los Certificados Bursátiles, los intereses devengados y no pagados con respecto a la misma y todas las demás cantidades que se adeuden conforme a los mismos.

SEXTA EMISIÓN
Características

Clave	PMXCB 05-2
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Sexta Emisión	2,911 (dos mil novecientos once) días, equivalentes a aproximadamente 8 (ocho) años.
Plazo de la emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Sexta Emisión	2,820 (dos mil ochocientos veinte) días, equivalentes a aproximadamente 7 (siete) años con 8 (ocho) meses.
Monto	\$12,487'400,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de la Sexta Emisión	11 de febrero de 2005.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la Sexta Emisión.	13 de mayo de 2005.
Fecha de Vencimiento	31 de enero de 2013.
Intereses y Procedimiento de Cálculo	<p>A partir de la Fecha de Emisión, y en tanto no sean amortizados, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su Valor Nominal, a una tasa anual igual a la tasa a que hace referencia el siguiente párrafo, que el Representante Común calculará el Día Hábil anterior al inicio de cada período de intereses de aproximadamente 182 (ciento ochenta y dos) días, excepto por el primer periodo de intereses, que será de 90 (noventa) días,, (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual"), que tenga lugar antes de la total amortización de los Certificados Bursátiles, períodos que se determinarán conforme al calendario de pagos que aparece más adelante, para el período de intereses de que se trate, y que registrará durante tal período de intereses.</p> <p>La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.57% (cero punto cincuenta y siete) por ciento a la Tasa de Interés de los Certificados de la Tesorería de la Federación ("Cetes") a plazo de 182 (ciento ochenta y dos) días, en colocación primaria, o la que la sustituya, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días</p>

efectivamente transcurridos durante cada período de intereses, dada a conocer por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a través del Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 30 (treinta) Días hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha. En caso de que la tasa de Cetes deje de existir o publicarse, el Representante Común utilizará como tasa sustituta para determinar la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles, aquella que dé a conocer la Secretaría de Hacienda y Crédito Público como la tasa sustituta de Cetes aplicable para el plazo más cercano al plazo citado. Para determinar la tasa de rendimiento capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos del período de que se trate, a los plazos antes mencionados, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el Título que documenta la presente emisión y que se reproduce en el Suplemento. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará a partir de la Fecha de Emisión y los cálculos para determinar las tasas y los intereses a pagar, deberán comprender los días naturales de que efectivamente consten los períodos respectivos. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses a pagar en cada período respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el Título que representa la presente emisión y que se reproduce en el Suplemento.

Periodicidad en el Pago de Intereses

Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán aproximadamente cada 182 (ciento ochenta y dos) días, excepto por el primer periodo de intereses que será de 181 (ciento ochenta y un días) y que se liquidará el 11 de agosto de 2005, conforme al calendario de pagos de intereses que se establece en el Título que documenta la presente emisión y que se reproduce en el Suplemento, comenzando precisamente el día 11 de agosto de 2005.

Intereses Moratorios

En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles a la Tasa de Interés Bruto Anual de los Certificados Bursátiles aplicable en el momento del incumplimiento, más 2 (DOS) puntos porcentuales. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas del Fideicomiso Emisor.

Amortización

La amortización de los Certificados Bursátiles de la Sexta Emisión será a su Valor Nominal en un solo pago en la Fecha de Vencimiento de la emisión contra la entrega del Título correspondiente.

Vencimiento Anticipado

En el caso de que ocurra un Evento de Incumplimiento (según se define en el Título que ampara la Emisión (considerando un periodo de gracia de cinco (5) Días Hábiles correspondiente), todas las cantidades pagaderas conforme a los Certificados Bursátiles se podrán declarar vencidas anticipadamente, siempre y cuando menos 1 (un) tenedor entregue una notificación por escrito al Representante Común indicando su intención de declarar vencidos anticipadamente los Certificados Bursátiles. El Representante Común, a su vez, notificará por escrito al Fiduciario del Fideicomiso Emisor sobre la citada intención (cuya notificación se hará personalmente), debiendo el Fiduciario del Fideicomiso Emisor pagar las cantidades antes señaladas dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la

mencionada notificación del Representante Común. De no realizar el pago en la fecha correspondiente, el Fiduciario del Fideicomiso Emisor se constituirá en mora desde dicho momento y se harán exigibles de inmediato la suma principal insoluta de los Certificados Bursátiles, los intereses devengados y no pagados con respecto a la misma y todas las demás cantidades que se adeuden conforme a los mismos.

LOS TÉRMINOS CON MAYÚSCULA INICIAL UTILIZADOS EN ESTE REPORTE ANUAL Y QUE NO SE ENCUENTREN DEFINIDOS DE OTRA MANERA EN EL MISMO, TENDRÁN EL SIGNIFICADO QUE SE LES ATRIBUYE EN LOS TÍTULOS (COMO DICHO TÉRMINO SE DEFINE MÁS ADELANTE) CORRESPONDIENTES.

ÍNDICE

Página

I. INFORMACIÓN GENERAL

1.	Glosario de Términos y Definiciones	3
2.	Resumen Ejecutivo	7
3.	Factores de Riesgo.....	9
4.	Fuentes de Información Externa y Declaración de Expertos	14
5.	Otros Valores Inscritos en el Registro Nacional de Valores	15
6.	Destino de los Fondos	16
7.	Documentos de Carácter Público	16

II. LA ENTIDAD

1.	Historia y Desarrollo	17
2.	Descripción del Negocio	19
	A. Actividad Principal	19
	B. PIDIREGAS.....	56
	C. Canales de Distribución.....	60
	D. Patentes, Licencias, Marcas y Otros Contratos.....	60
	E. Principales Clientes	62
	F. Legislación Aplicable y Situación Tributaria	65
	G. Recursos Humanos	69
	H. Desempeño Ambiental	70
	I. Información del Mercado	73
	J. Estructura Corporativa.....	78
	K. Descripción de los Principales Activos	79
	L. Procesos Judiciales, Administrativos o Arbitrales	79

III. INFORMACIÓN FINANCIERA

1.	Información Financiera Seleccionada.....	85
2.	Información Financiera por Línea de Negocio, Zona Geográfica y Ventas de Exportación.....	87
3.	Información de Créditos Relevantes.....	89
4.	Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera de la Entidad	105
	A. Resultados de Operación.....	105
	B. Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital.....	113
	C. Control Interno	115
5.	Estimaciones Contables Críticas	115

IV. ADMINISTRACIÓN

1.	Audidores Externos	120
----	--------------------------	-----

2.	Operaciones con Personas Relacionadas y Conflictos de Intereses.....	120
3.	Administradores.....	121
V.	PERSONAS RESPONSABLES DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL REPORTE ANUAL	139
VI.	ANEXOS	
1.	Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX al 31 de diciembre de 2004 y 2003.....	142

Ningún Intermediario, apoderado para celebrar operaciones con el público, o cualquier otra persona, ha sido autorizado para proporcionar información o hacer cualquier declaración que no esté contenida en este reporte anual. Como consecuencia de lo anterior, cualquier información o declaración que no esté contenida en este reporte anual deberá entenderse como no autorizada por el Fideicomiso o PEMEX.

I. INFORMACIÓN GENERAL

A continuación se presenta un glosario de ciertos términos y definiciones utilizados a lo largo de este reporte anual, en el entendido de que algunos términos que aparecen en mayúscula inicial están definidos en otras secciones de este reporte anual. Los términos definidos en el presente reporte anual podrán ser utilizados indistintamente en singular o plural.

1. GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

“ASF”	Auditoría Superior de la Federación.
“Banco de México”	Banco central de México que se rige por la Ley del Banco de México publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 23 de diciembre de 1993.
“BMV”	Bolsa Mexicana de Valores, S.A. de C.V.
“bpd”	barriles por día
“BTU” o “BTUs”	Unidades Térmicas Británicas.
“Certificados Bursátiles”	Títulos de crédito denominados certificados bursátiles, emitidos a través del Fideicomiso al amparo del presente Programa.
“CFE”	Comisión Federal de Electricidad.
“CNBV”	Comisión Nacional Bancaria y de Valores o la autoridad o autoridades competentes que la sucedan o substituyan.
“Compañías Subsidiarias”	P.M.I. Marine, Ltd., Mex Gas International, Ltd., Petroquímica Cosoleacaque, S.A. de C.V., Petroquímica Escolín, S.A. de C.V., Petroquímica Tula, S.A. de C.V., Petroquímica Camargo, S.A. de C.V., Petroquímica La Cangrejera, S.A. de C.V., Petroquímica Morelos, S.A. de C.V., Petroquímica Pajaritos, S.A. de C.V., P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V., P.M.I. Holdings, B.V., P.M.I. Holdings, N.V., P.M.I. Sevices North America, Inc., Pemex Services Europe, Ltd., P.M.I. Services B.V., Pemex Internacional España, S.A., P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., P.M.I. Trading, Ltd., P.M.I. Holdings North America Inc., Kot Insurance Co. AG, Integrated Trade Systems, Inc., Pemex Project Funding Master Trust, el Fideicomiso y RepCon Lux, S.A..
“Congreso de la Unión”	La Cámara de Diputados y la Cámara de Senadores de los Estados Unidos Mexicanos.
“Constitución”	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
“Contrato Colectivo”	Contrato Colectivo de Trabajo celebrado entre el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana y Petróleos Mexicanos por sí y en representación de PEP, PR, PGPB y PPQ.
“Dólar”, “dólares” o “EUA\$”	Moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.
“Estados Financieros Consolidados Auditados”	Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX para el período que se indique.
“Estados Unidos” o “E.U.A.”	Estados Unidos de América.
“Fideicomiso”	Fideicomiso No. F/163 constituido el día 17 de octubre de 2003,

por ING (México), S.A. de C.V., Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero y Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer como Fideicomitentes, BankBoston, S.A., Institución de Banca Múltiple, División Fiduciaria, como Fiduciario, los Tenedores de los Certificados Bursátiles como fideicomisarios en primer lugar en relación con su derecho a recibir los pagos de interés y principal conforme a los Certificados Bursátiles y Petróleos Mexicanos como fideicomisario en segundo lugar, por lo que hace a su derecho a recibir el remanente del Patrimonio del Fideicomiso una vez pagadas las cantidades de intereses, principal y demás accesorios debidos a los tenedores de los Certificados Bursátiles, como fideicomisario en segundo lugar.

“Fideicomitentes”	Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer e ING (México), S.A. de C.V., Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero.
“Fiduciario”	BankBoston, S.A., Institución de Banca Múltiple, División Fiduciaria. A partir del 2 de agosto de 2004 Banco JP Morgan, Institución de Banca Múltiple, JP Morgan Grupo Financiero, División Fiduciaria y sus cesionarios, sucesores o sustitutos en los términos del Contrato de Fideicomiso.
“Gobierno” o “Gobierno Federal”	Administración Pública Federal Centralizada de acuerdo con la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
“Grupo PMI”	PMI, PMI Trading y sus afiliadas.
“IEPS”	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.
“IMCP”	Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C.
“IVA”	Impuesto al Valor Agregado.
“Ley Ambiental”	Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.
“Ley Orgánica”	Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
“Ley Reglamentaria”	Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
“LGTOC”	Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito vigente.
“LIBOR”	Tasa de Interés denominada London Interbank Offered Rate.
“LIC”	Ley de Instituciones de Crédito vigente.
“LMV”	Ley del Mercado de Valores vigente.
“Master Trust”	Pemex Project Funding Master Trust.
“México”	Estados Unidos Mexicanos.
“Mbd”	Miles de barriles diarios.
“MMb”	Millones de barriles.
“MMbd”	Millones de barriles diarios.
“MMbpce”	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

MMMBpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
“MMpcd”	Millones de pies cúbicos diarios.
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos.
“NIF-06 BIS “A””	Norma de Información Financiera “NIF-06 BIS “A”” para el Reconocimiento de los Efectos de la Inflación en la Información Financiera, según ésta sea modificada de tiempo en tiempo.
“NIF-09 “A””	Norma de Información Financiera del Gobierno Federal para el Tratamiento Contable de las Inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (NIF-09), según ésta sea modificada de tiempo en tiempo.
“OPEP”	Organización de Países Productores y Exportadores de Petróleo.
“Organismos Subsidiarios”	PEP, PR, PGPB y PPQ.
“Patrimonio del Fideicomiso”	Tendrá el significado que se le atribuye en la Cláusula Cuarta del Contrato de Fideicomiso.
“PCGA”	Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en México, emitidos por el IMCP.
“PEMEX” o la “Entidad”	Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias.
“PEP”	Pemex-Exploración y Producción, encargado de la exploración y explotación del petróleo y del gas natural; así como su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.
“Pemex Finance”	Pemex Finance, Ltd., sociedad de responsabilidad limitada constituida conforme a las leyes de las Islas Caimán
“PR”	Pemex-Refinación, encargado de los procesos industriales de la refinación, elaboración de productos petrolíferos y de derivados de petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; así como del almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
“PGPB ”	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, encargado del procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial, así como del almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos y sus derivados que pueden usarse como materias primas industriales básicas.
“PPQ”	Pemex-Petroquímica, encargado de los procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como de su almacenamiento, distribución y comercialización.
“Peso”, “pesos” o “\$”	Moneda de curso legal en México.
“Petróleos Mexicanos”	Organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal creado mediante Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio de 1938.
“PIDIREGAS”	Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo, en términos del artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública y

el artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal de México.

“PMI”	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
“PMI Trading”	P.M.I. Trading, Ltd.
“PROFEPA”	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.
“Programa”	Programa autorizado por la CNBV, al amparo del cual se realizarán las diversas Emisiones de los Certificados Bursátiles de conformidad con lo previsto en el Contrato de Fideicomiso.
“Régimen de Inversión”	Tendrá el significado que se le atribuye en la Cláusula Novena del Contrato de Fideicomiso.
“Repsol”	Repsol YPF, S.A.
“SEMARNAT”	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
“Sindicato”	Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.
“SFP”	Secretaría de la Función Pública.
“SHCP”	Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
“Título” o “Valor”	Valores destinados a circular en el mercado de valores en términos del artículo 3 de la LMV.
“TLCAN”	Tratado de Libre Comercio de América del Norte entre los gobiernos de México, Estados Unidos y Canadá.
“UDIS”	Unidades de Inversión, una unidad determinada por el Gobierno Federal en 1995, indexada al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

Presentación de la Información Financiera y Económica

En este reporte anual, las referencias hechas a "\$" o a "pesos", se refieren a pesos, moneda nacional y las referencias hechas a "EUA\$" o a "dólares", se refieren a dólares, moneda de curso legal en los Estados Unidos. Algunas cifras (incluidos porcentajes) contenidas en este reporte anual se han redondeado para facilitar su presentación y podrían no ser exactas debido a dicho redondeo. PEMEX emite sus Estados Financieros Consolidados Auditados y sus registros contables a pesos constantes.

Presentación de la Información Operativa

A menos que se indique de otro modo, la información operativa de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios contenida en el presente reporte anual se presenta al 31 de diciembre de 2004.

2. RESUMEN EJECUTIVO

A continuación se incluye un resumen de la información contenida en este reporte anual. Dicho resumen no incluye toda la información que debe tomarse en cuenta antes de tomar una decisión de inversión con respecto a los Certificados Bursátiles. Los inversionistas deben prestar especial atención a las consideraciones expuestas en la sección denominada "Factores de Riesgo" misma que, conjuntamente con el resto de la información incluida en el presente reporte anual, debe ser leída con detenimiento por los posibles inversionistas.

Petróleos Mexicanos es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal debidamente constituido y legalmente existente de conformidad con las leyes de México, con personalidad jurídica y patrimonio propio, cuyo objeto es ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria.

Actualmente, Petróleos Mexicanos es la compañía más grande de México y, de acuerdo con la publicación del 13 de diciembre de 2004 del *Petroleum Intelligence Weekly*, en 2003 fue la novena compañía más grande de petróleo y gas en el mundo. En 1938 el Presidente de México, Lázaro Cárdenas del Río, expropió las compañías petroleras que operaban en México, entonces propiedad de extranjeros. El Congreso de la Unión estableció mediante un Decreto, publicado en el Diario Oficial de la Federación, que entró en vigor el 20 de julio de 1938, la creación de Petróleos Mexicanos. Desde 1938 las leyes y regulaciones federales mexicanas han confiado a Petróleos Mexicanos la planeación y administración central de la industria petrolera de México.

El 17 de julio de 1992 entró en vigor la Ley Orgánica mediante la cual se crearon los denominados Organismos Subsidiarios para realizar las operaciones que previamente habían sido administradas directamente por Petróleos Mexicanos. Petróleos Mexicanos y sus cuatro Organismos Subsidiarios, denominados PEP, PR, PGPB y PPQ, son organismos públicos descentralizados del Gobierno Federal. Cada uno de ellos es una entidad legal facultada para poseer propiedades y realizar negocios bajo su propio nombre. Dichos organismos tienen el carácter de subsidiarios con respecto a Petróleos Mexicanos en los términos de la Ley Orgánica.

Petróleos Mexicanos, como parte de su estrategia de financiamiento de los proyectos de inversión calificados como PIDIREGAS, ha logrado acceso a diversos mercados de capitales, principalmente del extranjero. Sin embargo, Petróleos Mexicanos considera conveniente continuar diversificando sus fuentes de financiamiento a fin de reducir al máximo su riesgo por concentración en pocos mercados.

En este sentido, Petróleos Mexicanos ha puesto en práctica una estrategia definida de diversificación, que ha llevado a PEMEX a participar en el mercado de dólares, euros, libras esterlinas, yenes y pesos.

Información Financiera Seleccionada

La información financiera seleccionada que se presenta más adelante debe leerse junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados incluidos en los anexos del presente reporte anual y está validada en su totalidad por referencia a ellos. Los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX de los ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2002 (no incluidos en el presente reporte anual), 2003 y 2004 fueron auditados por PricewaterhouseCoopers, S.C. Los Estados Financieros Consolidados Auditados se preparan según los PCGA.

En enero de 2003, la SHCP informó que, para el ejercicio fiscal que termina el 31 de diciembre de 2003, deberían reconocerse los efectos de la inflación según la NIF-06 BIS "A" Apartado C, lo cual requiere la adopción del Boletín B-10". En cumplimiento de las Normas mencionadas, los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX por el año terminado al 31 de diciembre de 2002 fueron reformulados por la Administración de PEMEX para presentarlos sobre las mismas bases que las de los terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2004.

La siguiente tabla presenta un resumen de cierta información financiera consolidada seleccionada, derivada de los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX por cada uno de los ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004. La información financiera consolidada seleccionada que se incluye debe ser leída y analizada en forma conjunta con dichos Estados Financieros Consolidados

Auditados y sus Notas Complementarias. Asimismo, dicho resumen deberá ser leído y analizado tomando en consideración todas las explicaciones proporcionadas por la administración de la Entidad a lo largo del capítulo "Información Financiera", especialmente en la sección "Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera de la Entidad".

Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾⁽²⁾			
	2002	2003	2004
(en millones de pesos constantes del 31 de diciembre de 2004)			
Datos del Estado de Resultados			
Ventas netas ⁽³⁾	\$541,574	\$657,893	\$773,587
Ingresos totales ⁽³⁾	541,480	661,008	784,741
Ingresos totales sin IEPS.....	412,687	562,049	730,037
Rendimiento de Operación	311,070	386,647	455,201
Costo integral de financiamiento.....	6,563	32,338	7,048
Rendimiento (pérdida) del período.....	(25,850)	(42,754)	(25,496)
Datos del Balance General (fin del período)			
Efectivo y valores de inmediata realización.....	47,989	77,143	84,872
Total activo	807,571	889,359	947,527
Deuda a largo plazo.....	208,956	319,373	394,549
Total pasivo a largo plazo.....	573,812	697,094	773,702
Patrimonio.....	109,300	48,241	33,343
Otros Datos Financieros			
Depreciación y amortización.....	35,570	42,649	41,900
Inversiones en activos fijos al costo ⁽⁴⁾	99,900	71,387	75,062

(1) Incluye a Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias.

(2) Cada uno de los Estados Financieros Consolidados Auditados de los tres ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, fueron preparados conforme a los PCGA, reconociendo el efecto de la inflación de acuerdo con el Boletín B-10 de los PCGA.

(3) Incluye al IEPS como parte del precio de venta de los productos vendidos.

(4) Incluye inversiones en activos fijos y capitalización de intereses y excluye ciertos gastos cargados a la reserva para exploración y declinación de campos.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados.

3. FACTORES DE RIESGO

Al evaluar la posible adquisición de valores, los potenciales inversionistas deben tomar en consideración, analizar y evaluar toda la información contenida en este reporte anual y, en especial, los factores de riesgo que se mencionan a continuación. Los siguientes riesgos pudieran afectar significativamente el desempeño y la rentabilidad de PEMEX pero no son los únicos a los que se enfrenta. Los riesgos aquí descritos son aquéllos de los que PEMEX actualmente tiene conocimiento y considera relevantes. Adicionalmente, podrían existir o surgir otros riesgos en el futuro capaces de influir en el precio de sus valores.

Situación Macroeconómica

Históricamente, en México se han presentado períodos de contracción económica o bajo crecimiento caracterizado por altas tasas de inflación, inestabilidad en el tipo de cambio, altas tasas de interés, fuerte contracción en la demanda del consumidor, reducida disponibilidad de crédito, incremento del índice de desempleo y otros problemas económicos. Ni el Fideicomiso ni PEMEX pueden garantizar que dichos acontecimientos no ocurran de nuevo en el futuro y que las situaciones que puedan derivar de ello no afecten la situación financiera del Fideicomiso o de PEMEX. No es posible asegurar que la situación financiera internacional pueda afectar de manera adversa a la economía mexicana y, en consecuencia, a la situación financiera de PEMEX y del Fideicomiso.

Condiciones Económicas y Políticas

Los acontecimientos políticos en México también pueden afectar la situación financiera y los resultados de operaciones de PEMEX, así como el cumplimiento de las obligaciones previstas en los valores emitidos por emisoras mexicanas en general. El entorno político mexicano se encuentra en un período de transición. En julio de 2000, el Lic. Vicente Fox, miembro del Partido Acción Nacional ("PAN"), ganó las elecciones presidenciales y tomó posesión de su encargo el 1 de diciembre de 2000. El aumento de la representación de los partidos de oposición en el Congreso de la Unión así como en los gobiernos de los Estados ha transformado a México de ser un estado dominado por un solo partido a una democracia. Ningún partido político tiene la mayoría absoluta en ninguna de las dos cámaras del Congreso. No ha habido repercusiones sustanciales adversas por este cambio político. Las próximas elecciones federales, incluyendo las de Presidente de la República se llevarán a cabo en julio de 2006.

Modificaciones a la legislación y regulación aplicable

El Gobierno Federal ha manifestado en repetidas ocasiones que PEMEX no será privatizado, éste no tiene la facultad para privatizar o transferir todos o una parte de los activos de PEMEX. Sólo el Congreso de la Unión está facultado para modificar la Constitución y las leyes federales respectivas a fin de cambiar el régimen legal aplicable a PEMEX y sus operaciones y, en su caso, otorgar al Gobierno Federal la facultad para hacerlo. En caso de ser reformado el régimen actualmente aplicable, dichas reformas o modificaciones podrían tener un efecto adverso respecto de las operaciones, la producción, las relaciones laborales y el cumplimiento de obligaciones por parte de PEMEX.

Variación en el tipo de cambio

La mayor parte de la deuda de PEMEX y de Pemex Finance está denominada en dólares. En el futuro, PEMEX y Pemex Finance podrían incurrir en un endeudamiento adicional denominado en dólares y en otras divisas. Las devaluaciones del peso con relación al dólar o en relación con otras divisas podrían aumentar los costos de los intereses de PEMEX y resultar en pérdidas cambiarias respecto a monedas extranjeras. (Ver III.3-"Administración de Riesgos-Riesgo en el cambio de divisas" y "Nota 10(iv) y (vii) de los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2004").

Cabe señalar que una proporción importante de los ingresos de PEMEX se registran en dólares o indizados a dicha moneda, por lo que este riesgo es bajo, e inclusive una depreciación del peso podría ocasionar una mejoría en los ingresos de PEMEX.

Factores de Riesgo Relacionados con las Operaciones de PEMEX

Volatilidad en los precios de petróleo crudo

Los precios internacionales de petróleo crudo fluctúan debido a diversos factores incluyendo, entre otros, los siguientes: (i) cambios en la oferta y la demanda globales de petróleo crudo y productos derivados del petróleo; (ii) disponibilidad y precio de productos de la competencia; (iii) tendencias económicas internacionales; (iv) fluctuaciones en el tipo de cambio de las divisas; (v) expectativas de inflación; (vi) acciones de los participantes de mercados de productos; (vii) regulaciones locales y extranjeras y (viii) acontecimientos políticos en las principales naciones productoras y consumidoras de petróleo. (*Ver II.2.A. - "Actividad Principal -(v) Comercio Internacional"*).

Cada vez que los precios internacionales de petróleo crudo y gas disminuyen, se obtienen menores ingresos por ventas de exportación y, por lo tanto, menores rendimientos debido a que los costos de la Entidad se mantienen constantes en una mayor proporción. Por el contrario, cuando los precios del petróleo crudo y el gas natural aumentan, se obtienen mayores ingresos por ventas de exportación y los rendimientos aumentan. Como resultado de lo anterior, las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo crudo afectan directamente los resultados de las operaciones de PEMEX. (*Ver III.3-"Administración de Riesgos-Volatilidad en los precios de petróleo crudo"*).

Variaciones en las Tasas de Interés

La Entidad está expuesta a fluctuaciones de las tasas de interés en los instrumentos con tasa variable a corto y largo plazo y está principalmente expuesta a las tasas de interés LIBOR en dólares debido a que generalmente los préstamos están denominados, o convertidos por el uso de derivados, en dólares. La variación en las tasas de interés al alza podría aumentar el costo financiero de PEMEX. PEMEX utiliza instrumentos derivados para alcanzar la combinación deseada de instrumentos con tasa fija y variable dentro de su cartera de deuda. (*Ver III.3-"Administración de Riesgos-Riesgo por tasa de interés" y "Nota 10 (iii) y (vii) de los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2004"*).

Nivel de Apalancamiento

Al 31 de diciembre de 2004, las obligaciones contractuales financieras de PEMEX ascendían aproximadamente a EUA\$39.0 mil millones, cifra que no incluye los pasivos laborales descritos en el factor de riesgo "Consideraciones sobre Fondos de Pensiones" más adelante (*Ver III.3-"Compromisos para Desembolsos de Capital y Fuentes de Financiamiento" y "Obligaciones contractuales y otros contratos que generan compromisos no registrados en el balance"*). Algunas calificadoras han manifestado su preocupación por considerar alto el nivel de apalancamiento de PEMEX. No es posible asegurar que el nivel de endeudamiento de PEMEX se reducirá en el futuro ni que los efectos de dicho nivel de endeudamiento puedan o no tener un efecto adverso en la capacidad de pago, situación financiera y operaciones de PEMEX o su capacidad para continuar financiando sus proyectos de inversión.

Riesgos de producción, equipo y transporte

PEMEX está expuesto a los riesgos de producción, equipo y transporte, normales entre las compañías de petróleo y gas. En este contexto, PEMEX se enfrenta a diferentes riesgos que son comunes a las compañías de petróleo y gas incluyendo (i) riesgos que afectan la producción debido a falla en la maquinaria, incendio, explosión, condiciones naturales adversas como huracanes en el Golfo de México, inundaciones y terremoto; y (ii) riesgos relativos al transporte, que incluyen los riesgos de la condición y vulnerabilidad de los oleoductos, gasoductos, buquetanques y otros medios de transporte.

Cualquiera de los riesgos mencionados podría resultar en daños a los bienes de PEMEX o daños a personas, daños ambientales, daños a bienes propiedad de terceros, y costos y gastos necesarios de limpieza.

De conformidad con las prácticas de la industria, PEMEX ha hecho un esfuerzo por contratar un programa integral de pólizas de seguros que cubren la mayoría de estos riesgos. (*Ver II.2.D.-"Contratos de Seguros"*).

Factores Laborales

La mayoría de los trabajadores de PEMEX tienen una relación derivada de un Contrato Colectivo que se revisa bianualmente. Desde su creación en 1938, en PEMEX no han existido huelgas o conflictos laborales que pongan en riesgo su operación. Sin embargo, no puede asegurarse que en el futuro no llegue a existir algún conflicto entre PEMEX y sus trabajadores o el Sindicato, lo cual podría afectar adversamente las operaciones e ingresos de la empresa.

Consideraciones sobre Fondos de Pensiones

Existe un pasivo laboral derivado de las disposiciones legales mexicanas y los contratos colectivos de trabajo que no se encuentra fondeado. Por lo que no es posible asegurar que estas obligaciones no puedan afectar sustancial y adversamente la situación financiera de PEMEX. (Ver III.5.-"Planes de prestaciones laborales para trabajadores").

Factores ambientales

La amplia gama de leyes y reglamentos ambientales federales y estatales, tanto generales como específicos para la industria, regulan las operaciones de PEMEX en México. Numerosas dependencias del Gobierno Federal emiten reglas y reglamentos que a menudo son difíciles y costosos de cumplir y conllevan penalizaciones sustanciales en caso de incumplimiento. Esta obligación de cumplir con la reglamentación ambiental aplicable aumenta el costo de las operaciones de PEMEX y obliga a que se realicen importantes gastos de capital para implementar las medidas de protección ambiental. Asimismo, obliga a reducir la capacidad de extracción de hidrocarburos cuando dicha extracción ponga en peligro el medio ambiente, lo que resulta en menores ingresos por ventas. (Ver II.2.F.-"Legislación Ambiental").

Factores de riesgo derivados de la relación entre PEMEX y el Gobierno Federal

Control del Gobierno Federal sobre PEMEX y aprobación del presupuesto anual y del programa de financiamiento de PEMEX por el Congreso de la Unión

Petróleos Mexicanos es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal, quien regula y supervisa estrictamente sus operaciones. La SHCP incorpora el presupuesto anual de PEMEX en el presupuesto anual del Gobierno Federal y presenta este presupuesto consolidado al Congreso de la Unión para su aprobación. Por otro lado, algunos Secretarios de Estado, como miembros del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, tienen una injerencia importante en las decisiones claves de PEMEX. El Secretario de Energía es el Presidente del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

El Gobierno Federal puede intervenir directa o indirectamente en las operaciones comerciales de PEMEX. Dicha intervención podría limitar la habilidad de PEMEX para cumplir con sus obligaciones derivadas de cualquier valor o deuda emitida o garantizada por PEMEX.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios pagan impuestos, derechos y rendimientos al Gobierno Federal

Existe una fuerte carga tributaria impuesta a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Aproximadamente el 65.6% de los ingresos por ventas de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios en el 2004, se usaron para pagar impuestos, derechos y rendimientos. Cada año, el Congreso de la Unión expide la Ley de Ingresos de la Federación que determina el régimen tributario aplicable a PEMEX. (Ver II.2.F.-"Situación Tributaria"). Además Petróleos Mexicanos está obligado a pagar rendimientos mínimos garantizados al Gobierno Federal. Como consecuencia, PEMEX se ve limitado en la reinversión de sus recursos para poder canalizarlos a gastos de capital

Los ajustes en el presupuesto del Gobierno Federal y las reducciones en los rendimientos de PEMEX pueden limitar su capacidad de realizar inversiones de capital requeridas para mantener su producción e incrementar sus reservas

PEMEX invierte fondos para aumentar la cantidad de las reservas de hidrocarburos que pueden extraerse en México. Asimismo, PEMEX realiza permanentemente inversiones con el fin de mejorar su índice de recuperación de hidrocarburos y mejorar la confiabilidad y productividad de su infraestructura.

Debido a que el presupuesto de inversión de PEMEX es parte del presupuesto anual del Gobierno Federal, cuando éste reduce su presupuesto anual, también puede reducirse el presupuesto de inversión de PEMEX.

Como consecuencia de que el Gobierno Federal puede tomar decisiones unilaterales para reducir el presupuesto anual de PEMEX, éste no puede garantizar que contará con los fondos necesarios para continuar con las inversiones de capital a sus niveles actuales. Adicionalmente, una reducción en los rendimientos de PEMEX, debido a precios de petróleo más bajos y a otros factores, puede limitar la capacidad de PEMEX para realizar inversiones de capital.

Estas limitaciones de inversión de capital podrían resultar en obsolescencia y deterioro de las plantas, no obstante el continuo monitoreo de las tareas de mantenimiento que desarrolla PEMEX.

PEMEX no es propietario de las reservas de hidrocarburos en México y la información de dichas reservas se basa en estimados

La Constitución estipula que la Nación y no PEMEX tiene la propiedad del petróleo y de otras reservas de hidrocarburos que se ubican en México, a diferencia de otras compañías petroleras que son dueñas de sus reservas de hidrocarburos. PEMEX tiene el derecho exclusivo de explotar las reservas de hidrocarburos en México de acuerdo con la ley vigente; sin embargo, el Congreso de la Unión tiene la facultad de modificar la legislación existente y el derecho exclusivo de PEMEX para explotar total o parcialmente dichas reservas. Lo anterior podría tener un efecto adverso significativo sobre la generación de ingresos de la Entidad.

Estimar los volúmenes de las reservas de hidrocarburos es un proceso poco exacto que está sujeto, entre otros factores, a la calidad y confiabilidad de los datos disponibles, la interpretación geológica y de ingeniería y el juicio subjetivo. Dichos estimados pueden revisarse con base en los resultados subsiguientes a la perforación, las pruebas y la producción. Los estimados de reservas pueden diferir en forma importante con respecto a los volúmenes de petróleo crudo y gas natural que PEMEX pueda efectivamente extraer y recuperar. PEP revisa anualmente los estimados de las reservas de hidrocarburos de México, lo cual puede modificar sustancialmente a los estimados de las mismas.

Disminución en las reservas de petróleo y gas probadas y no desarrolladas en los últimos años

Las reservas probadas de hidrocarburos han disminuido en los últimos años. Esta disminución ha venido manifestándose como una consecuencia de la explotación de los yacimientos ya descubiertos y también, por una tasa de restitución de reservas inferior al 100%. Sin embargo, PEMEX ha emprendido acciones recientes con el propósito de disminuir tal declinación, destacando el fortalecimiento de la actividad exploratoria a través de inversiones estables y suficientes y la puesta en marcha de proyectos de mantenimiento de presión en campos productores para elevar su nivel de reservas. En el caso de que no se tengan las inversiones necesarias podría continuar la disminución de las reservas probadas sin la restitución respectiva, con la posibilidad de limitaciones en la producción de hidrocarburos.

El Gobierno Federal ha celebrado acuerdos con otras naciones para limitar la producción

Aún cuando México no es miembro de la OPEP ha celebrado diversos acuerdos con dicha Organización y con países no miembros de la OPEP para reducir el suministro global de petróleo crudo.

PEMEX no tiene control sobre la forma en que el Gobierno Federal lleva a cabo sus relaciones y asuntos internacionales, de tal modo que el Gobierno Federal podría convenir, con la OPEP y otros países, en reducir su producción o sus futuras exportaciones de petróleo crudo. Una reducción en la producción o en las exportaciones podría disminuir los ingresos de PEMEX (*Ver II.2.A. –“Actividad Principal -(v) Comercio Internacional”*).

Inembargabilidad de los activos de PEMEX

Conforme al artículo cuarto del Código Federal de Procedimientos Civiles, los activos de PEMEX son inembargables. Esto podría complicar la ejecución de las resoluciones judiciales.

Factores de Riesgo relacionados con el Fideicomiso

Patrimonio Limitado del Fideicomiso

De conformidad con la legislación vigente, el Fiduciario será responsable ante los Tenedores por el pago de Títulos hasta por el monto del Patrimonio del Fideicomiso. Los Tenedores sólo podrán dirigirse contra el Patrimonio del Fideicomiso y en ningún caso habrá responsabilidad directa por parte del Fiduciario, salvo por las pérdidas y menoscabo del Patrimonio del Fideicomiso originados por su propia responsabilidad.

Del mismo modo, los Fideicomitentes no tienen responsabilidad alguna de pago por las cantidades adeudadas por valores. En caso de que el Patrimonio del Fideicomiso resulte insuficiente para pagar íntegramente las cantidades adeudadas, los Tenedores no tendrán derecho a reclamar a los Fideicomitentes el pago de estas cantidades a que tengan derecho.

No obstante lo anterior, los Certificados Bursátiles cuentan con el aval de Petróleos Mexicanos.

Pagos conforme al Fideicomiso

El pago a los Tenedores se llevará a cabo en los términos y condiciones que se señalan en el Contrato del Fideicomiso y en los Títulos que documentan las emisiones respectivas. No se puede asegurar que el Fideicomiso contará con los recursos suficientes en su patrimonio para realizar el pago de los Certificados Bursátiles. No obstante lo anterior, los Certificados Bursátiles cuentan con el aval de Petróleos Mexicanos.

Factores de Riesgo relacionados con los Certificados Bursátiles

No existe Responsabilidad del Gobierno Federal

PEMEX es una entidad jurídica con patrimonio y personalidad jurídica propia. El Gobierno Federal no avala ni garantiza en forma alguna el pago de los valores que emita el Fideicomiso.

Mercado Secundario para los Certificados Bursátiles

No existe actualmente un mercado secundario desarrollado para los Certificados Bursátiles. No es posible asegurar que existirá un desarrollo sostenido del mercado secundario para los Certificados Bursátiles. Los Certificados han sido inscritos en el Registro Nacional de Valores y listados en la BMV. No obstante esto, no es posible asegurar que surgirá un mercado de negociación activa para los Certificados o que los mismos serán negociados a un precio igual o superior al de su oferta inicial. Lo anterior podría limitar la capacidad de los Tenedores de los Certificados para venderlos al precio, en el momento y en la cantidad que desearan hacerlo. Por lo señalado anteriormente, los posibles inversionistas deben estar preparados para asumir el riesgo de su inversión en los Certificados Bursátiles hasta el vencimiento de los mismos.

4. FUENTES DE INFORMACIÓN EXTERNA Y DECLARACIÓN DE EXPERTOS

Este reporte anual contiene información relativa a PEMEX que se ha recopilado de una serie de fuentes públicas y privadas. La información que carece de fuente ha sido preparada de buena fe por PEMEX con base en la información disponible.

El presente reporte anual incluye ciertas declaraciones acerca del futuro de PEMEX. Estas declaraciones aparecen en diferentes partes del reporte anual y se refieren a la intención, la opinión o las expectativas actuales con respecto a los planes futuros y a las tendencias económicas y de mercado que afecten la situación financiera y los resultados de las operaciones de PEMEX. Estas declaraciones no deben ser interpretadas como una garantía de rendimiento futuro ya que implican riesgos e incertidumbre y los resultados reales pueden diferir de aquéllos expresados en éstas, como consecuencia de distintos factores. La información contenida en este reporte anual, incluyendo, entre otras, las secciones “Factores de Riesgo” y “Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera de la Entidad”, identifican algunas circunstancias importantes que podrían causar tales diferencias. Se advierte a los inversionistas que tomen estas declaraciones de expectativas con las reservas del caso ya que sólo se fundamentan en lo ocurrido hasta las fechas que se señalan en este reporte anual.

5. OTROS VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES

Petróleos Mexicanos y el Master Trust han inscrito los siguientes valores en la Sección Especial del Registro Nacional de Valores (*Ver III.3.- "Información de Créditos Relevantes"*):

Emisora	Valor	Fecha	Monto autorizado	Moneda
Petróleos Mexicanos	14.5% Loan Stock due 2006	9-abril-81	50,000,000	Libras Esterlinas
Petróleos Mexicanos	8.625% Medium Term Notes due 2023	1-diciembre-93	250,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	9% Guaranteed Notes due 2007	20-junio-97	250,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	Guaranteed Step-Down Notes due 2007	13-agosto-97	750,000,000,000	Liras italianas
Petróleos Mexicanos	8.85% Global Guaranteed Notes due 2007 and 9.50% Global Guaranteed Bonds due 2027	18-septiembre-97	1,000,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	Medium-Term Notes, Series B, Due from 1 year to 30 years from Date of Issue	26-febrero-98	6,000,000,000	Dólares
Master Trust	Medium-Term Notes Program	31-julio-00	20,000,000,000	Dólares
Master Trust	6.625% Guaranteed Notes due 2010	4-abril-03	750,000,000	Euros
Master Trust	6.25% Guaranteed Notes due 2013	5-agosto-03	500,000,000	Euros
Master Trust	Guaranteed Floating Rate Notes due 2009	15-octubre-03	500,000,000	Dólares
Master Trust	Guaranteed Floating Rate Notes due 2010	15-junio-04	1,500,000,000	Dólares
Master Trust	Guaranteed Notes due 2016	5-agosto-04	850,000,000	Euros
Master Trust	Guaranteed Perpetual Bonds	28-septiembre-04	1,750,000,000	Dólares
Master Trust	9.00% Guaranteed Notes due 2007	30-diciembre-04	250,000,000	Dólares
Master Trust	8.85% Guaranteed Notes due 2007	30-diciembre-04	600,000,000	Dólares
Master Trust	9 3/8% Guaranteed Notes due 2008	30-diciembre-04	598,240,000	Dólares
Master Trust	9 1/4% Guaranteed Notes due 2018	30-diciembre-04	350,000,000	Dólares
Master Trust	8.625% Guaranteed Notes due 2023	30-diciembre-04	250,000,000	Dólares
Master Trust	9.50% Guaranteed Notes due 2027	30-diciembre-04	400,000,000	Dólares
Master Trust	9.50% Guaranteed Puttable or Mandatorily Exchangeable Securities ("POMESSM") due 2027	30-diciembre-04	500,000,000	Dólares

Petróleos Mexicanos y el Master Trust han cumplido con las obligaciones que tienen como emisoras de valores en el extranjero y se encuentran al corriente en el pago tanto de principal como de los intereses generados por dichos valores.

Petróleos Mexicanos y el Master Trust han cumplido, en forma completa y oportuna, con los reportes que se presentan ante la *Securities and Exchange Commission* en forma anual (Forma 20-F) y con los requerimientos que dicha autoridad ha solicitado de tiempo en tiempo. Asimismo, se ha presentado copia de dichos reportes ante la Bolsa de Valores de Luxemburgo respecto de los valores listados en esa Bolsa.

6. DESTINO DE LOS FONDOS

Los recursos derivados de la oferta pública han sido exclusivamente aplicados al financiamiento de los PIDIREGAS.

7. DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO

El reporte anual podrá ser consultado en el Centro de Información de la BMV, en su página de Internet www.bmv.com.mx o en la página de Internet www.pemex.com.

Copias de dicha documentación también podrán obtenerse a petición de cualquier inversionista mediante una solicitud por escrito al Fiduciario.

II. LA ENTIDAD

1. HISTORIA Y DESARROLLO

PEMEX es la compañía más grande de México y una de las diez compañías más importantes de petróleo y gas en el mundo. En 1938, el Presidente de México Lázaro Cárdenas del Río expropió las compañías petroleras que operaban en México, entonces propiedad de extranjeros. El Congreso de la Unión estableció, mediante un Decreto, publicado en el Diario Oficial de la Federación que entró en vigor el 20 de julio de 1938, la creación de Petróleos Mexicanos. Desde 1938 las leyes y regulaciones federales mexicanas han confiado a Petróleos Mexicanos la conducción central y la dirección estratégica de la industria petrolera de México.

El 17 de julio de 1992 el Congreso de la Unión decretó la Ley Orgánica mediante la cual se crearon los denominados Organismos Subsidiarios para realizar las operaciones que previamente habían sido administradas directamente por Petróleos Mexicanos. Petróleos Mexicanos y sus cuatro Organismos Subsidiarios, denominados PEP, PR, PGPB y PPQ, son organismos públicos descentralizados del Gobierno Federal. Cada uno de ellos es una entidad legal facultada para tener propiedades y realizar negocios a nombre propio.

Relación con el Gobierno Federal

El Gobierno Federal regula y supervisa las operaciones de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Algunos Secretarios de Estado controlan las decisiones clave en PEMEX. El Secretario de Energía es el Presidente del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. La SFP designa a los auditores externos de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios.

La SHCP incorpora el presupuesto anual y el programa de financiamiento de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, que incluye los gastos relacionados con PIDIREGAS, en el presupuesto anual consolidado, el cual pone a consideración del Congreso de la Unión para su aprobación.

Marco Legal Regulatorio

Las actividades de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se regulan principalmente por la Ley Reglamentaria y por la Ley Orgánica.

La Ley Reglamentaria y diversas regulaciones relacionadas otorgan a Petróleos Mexicanos y a ciertos Organismos Subsidiarios el derecho exclusivo a:

- explorar, explotar, refinar, transportar, almacenar, distribuir y vender (de primera mano) petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;
- explorar, explotar, elaborar y vender (de primera mano) gas natural y transportar y almacenar gas natural, hasta el punto en que las actividades de transporte y almacenamiento sean indispensables y necesarias para interconectar su explotación y elaboración; y
- elaborar, almacenar, transportar, distribuir y vender (de primera mano) los derivados del petróleo y del gas natural que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas que constituyen los petroquímicos básicos, que son etano, propano, butanos, pentanos, hexanos, heptanos, naftas, materia prima para negro de humo y metano; pero en el caso del metano, sólo si éste se obtiene de hidrocarburos usados como materia prima en procesos industriales petroquímicos y se obtiene de yacimientos ubicados en México.

La Ley Orgánica asigna las funciones operativas de Petróleos Mexicanos entre los cuatro Organismos Subsidiarios, cada uno de los cuales tiene las características de subsidiarias de Petróleos Mexicanos. Los principales objetivos de los Organismos Subsidiarios son los siguientes:

- PEP explora y explota el petróleo crudo y el gas natural; transporta, almacena y comercializa estos hidrocarburos.

- PR refina los productos petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacena, transporta, distribuye y comercializa estos productos y sus derivados.
- PGPB procesa gas natural, líquidos del gas natural y sus derivados que sean susceptibles de servir como materia prima básica en la industria; almacena, transporta, distribuye y comercializa estos hidrocarburos.
- PPQ participa en procesos industriales petroquímicos; cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica; así como almacena, distribuye y comercializa estos productos.

En 1995, el Congreso de la Unión modificó la Ley Reglamentaria para permitir que, con la aprobación del Gobierno Federal, compañías de los sectores social y privado, participaran en el almacenamiento, distribución y transporte del gas natural. Esta regulación permite que este tipo de compañías construyan, sean propietarias y operen ductos, instalaciones y equipo. Desde 1997 el Gobierno Federal ha propiciado que PEMEX desincorpore sus activos existentes para la distribución de gas natural, pero PEMEX mantiene la facultad exclusiva sobre la exploración, explotación, producción y venta de primera mano de gas natural, así como también sobre el transporte y almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración. (Ver II.2.A.(iii) -*“Participación del Sector Privado en la Distribución de Gas Natural”*.)

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

A. Actividad Principal

(i) *Exploración y Producción*

PEP realiza exploraciones en búsqueda de petróleo crudo y gas natural principalmente en las regiones Noreste y Sureste de México y en la zona marina del Golfo de México. Medido en pesos nominales, se incrementó la inversión en actividades de exploración y producción en 28% en 2004, al financiar una serie de programas para expandir la capacidad y eficiencia de la producción. Como resultado de las inversiones en los años previos, la producción total de hidrocarburos alcanzó un nivel de aproximadamente 4,401 MMbpce diarios en 2004. La producción de petróleo crudo de PEP creció en 0.4% de 2003 a 2004, promediando 3,383 Mbd en 2004. La producción de gas natural de PEP (excluyendo los líquidos del gas natural) creció en un 1.7% de 2003 a 2004, promediando 4,573 MMpcd en 2004. La actividad de perforación exploratoria se elevó 17%, de 88 pozos explorados en 2003 a 103 pozos explorados en 2004, incluyendo la terminación del pozo exploratorio Nab-1, el cual está localizado a una profundidad de 681 metros bajo el nivel del mar y es el pozo marino más profundo perforado por PEP. La actividad de perforación desarrollada alcanzó 24%, de 505 pozos desarrollados en 2003 a 624 pozos desarrollados en 2004.

(ii) *Refinación*

PR procesa petróleo crudo para producir gasolinas, turbosina, diesel, combustóleo, asfaltos y lubricantes, principalmente. También distribuye y comercializa la mayoría de estos productos en todo México, en donde registra una demanda significativa de sus productos refinados. En 2004, la capacidad de refinación de destilación atmosférica de PR se mantuvo constante en 1,540 Mbd y la elaboración de productos refinados totalizó 1,361Mbd, en comparación con 1,343 Mbd en 2003.

(iii) *Gas y Petroquímica Básica*

PGPB procesa gas natural y líquidos del gas natural; transporta, distribuye y vende gas natural y gas licuado del petróleo en todo México, además produce y vende petroquímicos básicos del gas natural. En 2004 la capacidad instalada total de procesamiento de gas natural amargo en PGPB permaneció constante, en aproximadamente 4,503 MMpcd. PGPB procesó 3,349 MMpcd de gas amargo en 2004, volumen 0.3% menor respecto al procesado en 2003 que fue de 3,360 MMpcd. La producción de líquidos del gas natural en 2004 fue de 451 Mbd, cantidad 5.4% mayor a la registrada en 2003, que fue de 428 Mbd. La producción de gas seco fue de 3,144 MMpcd en 2004, un incremento del 3.8% comparado con los 3,029 MMpcd producidos en 2003.

(iv) *Petroquímica*

PPQ manufactura diferentes productos petroquímicos, incluyendo (1) derivados del metano, tales como amoníaco y metanol; (2) derivados del etano, como etileno, polietilenos, monómero de cloruro de vinilo y óxido de etileno; (3) aromáticos y sus derivados, como estireno, tolueno y paraxileno; (4) propileno y sus derivados, como acrilonitrilo; y (5) oxígeno, nitrógeno y otros productos. La producción anual de PPQ en 2004 fue de 6,223 miles de toneladas, superior en 2.3% con respecto a las 6,083 miles de toneladas que se produjeron en 2003.

(v) *Comercio Internacional*

Las exportaciones de petróleo crudo, que se llevan a cabo a través de la subsidiaria PMI, crecieron 1.4% en 2004, de 1,843.9 Mbd en 2003 a 1,870.3 Mbd en 2004. Las importaciones de gas natural crecieron 1.2%, de 756.9 MMpcd en 2003 a 766.0 MMpcd en 2004. Las exportaciones de productos petroquímicos se incrementaron 9.7%, de 834.8 miles de toneladas métricas en 2003 a 915.7 miles de toneladas métricas en 2004, mientras que las importaciones de productos petroquímicos disminuyeron 48.0% en 2004, pasando de 532.4 miles de toneladas métricas en 2003 a 276.6 miles de toneladas métricas en 2004. En 2004 las exportaciones de productos refinados bajaron 15.1%, de 178.9 Mbd en 2003 a 151.8 Mbd en 2004, mientras las importaciones de productos refinados crecieron 8.1%, de 287.2 Mbd en 2003 a 310.5 Mbd en 2004.

PEMEX es uno de los principales proveedores de petróleo crudo de los Estados Unidos. El Grupo PMI realiza actividades de comercio internacional, distribución y servicios relacionados para PEMEX y para un número de clientes independientes. PMI y PMI Trading venden, compran y transportan petróleo crudo, productos refinados y petroquímicos en los mercados mundiales. El Grupo PMI también administra riesgos, contrata seguros y lleva a cabo servicios de transporte y almacenamiento para PEMEX. El Grupo PMI tiene oficinas en las ciudades de México, Houston y Londres. En 2004 PMI vendió 1,870 Mbd de petróleo crudo. El volumen comercial de ventas e importaciones del Grupo PMI dio un total de EUA\$ 30,523.7 millones en 2004, incluyendo EUA\$ 21,257.8 millones en ventas de petróleo crudo.

Generalidades sobre Ingresos y Egresos de PEMEX

PEMEX recibe ingresos por: (i) ventas de exportación que consisten principalmente en ventas de petróleo crudo y productos refinados; (ii) ventas nacionales que consisten en ventas de gas natural, productos refinados (tales como gasolina, combustóleo y gas licuado de petróleo), así como productos petroquímicos; y (iii) otras fuentes, incluyendo rendimientos por inversión.

Los gastos de operación de PEMEX incluyen: (i) costos de ventas (que incluyen gastos laborales), costos de operación de plantas y equipos, así como costos de mantenimiento y reparación de los mismos, compra de petróleo refinado y otros productos, depreciación y amortización de activos fijos y costos por incrementar la reserva para la exploración y declinación de campos petroleros; (ii) gastos de transportación y distribución de sus productos; (iii) gastos administrativos; y (iv) costos financieros.

Los rendimientos de PEMEX se ven afectados por una serie de factores, entre los que se incluyen: (i) cambios en los precios internacionales del petróleo crudo y productos refinados del petróleo, que están denominados en dólares y precios nacionales de los productos del petróleo, denominados en pesos; (ii) el tipo y volumen del petróleo crudo producido y exportado; (iii) el tipo y volumen del gas natural producido y vendido; (iv) resultados de actividades de desarrollo y exploración; (v) cantidad de impuestos y derechos que impone el Gobierno Federal a PEMEX; (vi) inflación; (vii) fluctuaciones en el tipo de cambio peso/dólar; y (viii) condiciones económicas mexicanas y mundiales, incluyendo los niveles de tasas de interés internacionales.

Gastos de Capital e Inversiones

PEMEX financia su presupuesto anual (sin incluir PIDIREGAS) por medio del ingreso generado por sus operaciones y actividades financieras. Los gastos de capital son asumidos por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Los gastos de capital y los gastos operativos tienen que autorizarse en el presupuesto anual de PEMEX, que a su vez es aprobado por el Congreso de la Unión. Los PIDIREGAS son financiados por el Master Trust, el Fideicomiso o directamente por un contratista y quedan fuera del balance general para efectos presupuestales. Dichos proyectos también tienen que estar autorizados en un presupuesto aprobado por el Congreso de la Unión.

Un componente importante de los gastos de inversión de PEMEX son los PIDIREGAS. Debido a las restricciones presupuestarias federales, el Gobierno Federal ha buscado la participación del sector privado en la construcción y financiamiento de PIDIREGAS. El Gobierno Federal aprueba la designación de ciertos proyectos de infraestructura como PIDIREGAS. Esta designación significa que esos proyectos son tratados como rubros fuera del balance general para propósitos presupuestarios anuales, hasta que se entrega el proyecto terminado y éste sea susceptible de ser puesto en operación.

La Ley General de Deuda Pública y la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal definen el marco legal de los PIDIREGAS. El Artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública señala el tratamiento de las obligaciones financieras bajo PIDIREGAS, definiendo como pasivo directo las cantidades pagaderas bajo un financiamiento durante el ejercicio fiscal corriente y el siguiente inmediato y las cantidades restantes como un pasivo contingente hasta su pago total. El Artículo 30 de la Ley Federal de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal otorga al servicio de las obligaciones derivadas de los financiamientos correspondientes a PIDIREGAS trato preferente para su inclusión en los presupuestos Federales de egresos en los años futuros, hasta la total terminación de los pagos relativos.

Los PIDIREGAS tienen tres etapas:

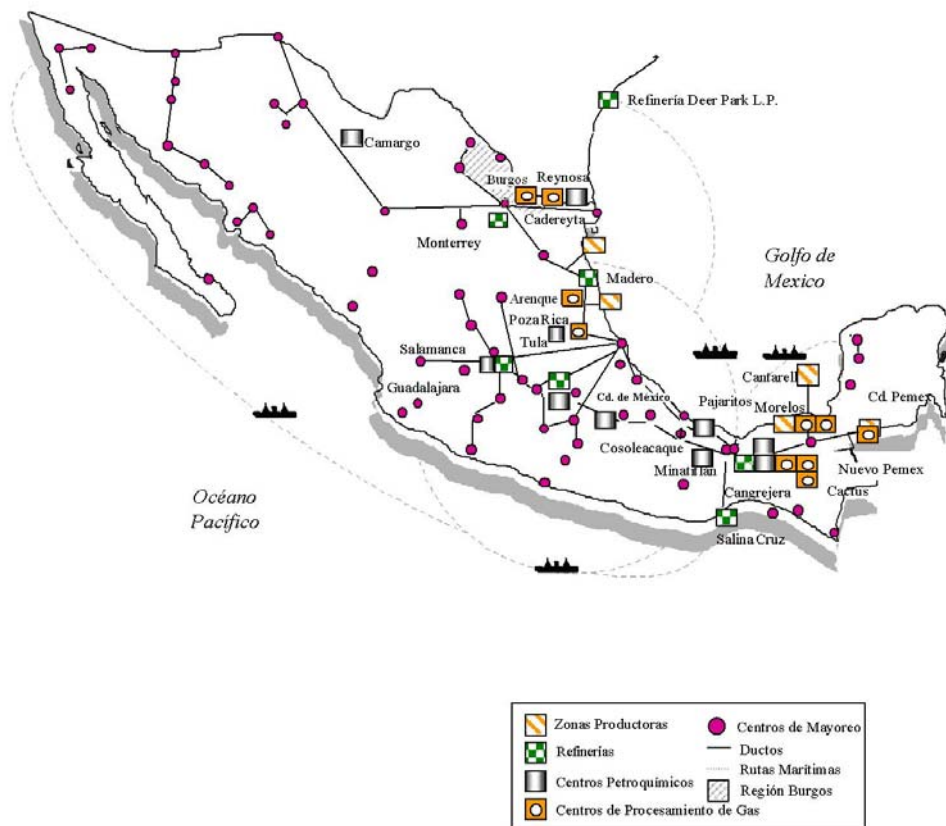
- PEMEX identifica un proyecto como PIDIREGAS. La SHCP y la Secretaría de Energía aprueban y autorizan los gastos relacionados con su desarrollo por el sector privado;

- Las compañías del sector privado, en coordinación con PEMEX, estructuran y entregan el proyecto a PEMEX; y
- PEMEX, con la autorización de SHCP, hace el pago en el ejercicio presupuestal inmediato posterior a los contratistas, al recibir el proyecto terminado y es entonces cuando registra como pasivo la cantidad principal total del endeudamiento en el que se incurrió para financiar el proyecto.

Es obligatorio el cumplimiento con la NIF-09 "B", que señala el tratamiento contable y presupuestal aplicable a los PIDIREGAS durante el período de construcción y después de la entrega del proyecto.

Infraestructura de PEMEX

A continuación se muestra la infraestructura de PEMEX a lo largo de México:



(i) Exploración y Producción

Reservas

De conformidad con la Constitución y la Ley Reglamentaria, todo el petróleo, así como todas las reservas de hidrocarburos dentro de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. Bajo la Ley Orgánica, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, excepto PPQ, tienen el derecho exclusivo de producir y vender la producción de estas reservas, mas no el dominio directo de las mismas. Las actividades de exploración y desarrollo que llevan a cabo Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se limitan a las reservas ubicadas en México.

Las reservas probadas de petróleo y gas natural son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que los datos geológicos y de ingeniería demuestran con certeza razonable ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y operativas existentes –i.e., precios y costos a la fecha de estimación. Las reservas probadas son estimadas por el personal técnico de PEP usando métodos estándar, tanto geológicos como de ingeniería, generalmente aceptados por la industria petrolera. La opción por un método o combinación de métodos empleado en el análisis de cada yacimiento se determina por factores como: experiencia en el área, etapa de desarrollo, calidad y certidumbre de los datos básicos e historial de producción y presión.

La información acerca de las reservas contenida en el presente reporte anual representa únicamente estimados. La valuación de las reservas es un proceso subjetivo en el que se realiza una estimación de las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural en el subsuelo que no pueden medirse de manera exacta. La precisión de cualesquier estimación acerca de las reservas depende de la calidad de la información disponible, de la ingeniería, de la interpretación geológica y del criterio. Como resultado de lo anterior, los estimados de diferentes ingenieros pueden variar entre sí. Además, los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la fecha de un estimado pueden justificar la revisión del mismo.

Las reservas probadas de México, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo crudo y condensados disminuyeron 7.7% en 2004, pasando de 16.0 a 14.8 MMMbpce. En 2004 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo y condensados disminuyeron 7.6%, es decir, pasaron de 10.5 MMMbpce en 2003 a 9.7 MMMbpce en 2004. Las reservas probadas de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 0.7% en 2004, pasando de 14,850 MMMpc en 2003 a 14,807 MMMpc en 2004; mientras que las reservas probadas desarrolladas de gas seco aumentaron 2.9%, de 8,094 MMMpc en 2003 a 8,325 MMMpc en 2004.

Las siguientes dos tablas de petróleo crudo y gas seco muestran los estimados de PEMEX respecto de las reservas probadas de México determinadas según la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la "Securities Act of 1933" de Estados Unidos:

**Reservas de Petróleo Crudo y Condensados
(incluyendo líquidos del gas natural) ⁽¹⁾**

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas	(en millones de barriles)			
Al 1° de enero	20,186	18,767	17,196	16,041
Revisiones	(144)	(247)	120	(109)
Delimitaciones y descubrimientos ⁽²⁾	2	(36)	84	245
Producción.....	<u>(1,277)</u>	<u>(1,288)</u>	<u>(1,359)</u>	<u>(1,374)</u>
Al 31 de diciembre.....	<u>18,767</u>	<u>17,196</u>	<u>16,041</u>	<u>14,803</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre.....	12,622	11,725	10,473	9,745

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Las reservas de petróleo crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural.

(2) Las delimitaciones incluyen cambios positivos y negativos por información nueva recolectada a través de la perforación de pozos delimitadores.

Fuente: PEP.

Reservas de Gas Seco

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas	(en miles de millones de pies cúbicos)			
Al 1° de enero	17,365	16,256	14,985	14,850
Revisiones	(78)	(443)	695	547
Delimitaciones y descubrimientos ⁽¹⁾	98	313	354	641
Producción ⁽²⁾	<u>(1,129)</u>	<u>(1,141)</u>	<u>(1,184)</u>	<u>(1,231)</u>
Al 31 de diciembre.....	<u>16,256</u>	<u>14,985</u>	<u>14,850</u>	<u>14,807</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre.....	8,776	8,572	8,094	8,325

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Las delimitaciones incluyen cambios positivos y negativos por nueva información recolectada por medio de la perforación de pozos delimitadores.

(2) La producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas amargo húmedo. Existe una reducción en el volumen cuando se extraen líquidos del gas natural e impurezas para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes reportados del gas natural son mayores que los volúmenes del gas seco.

Fuente: PEP.

La siguiente tabla muestra el volumen de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, el número de pozos productores y el número de localizaciones no desarrolladas para los campos que contienen más del 85% de las reservas probadas de México al 31 de diciembre de 2004.

<u>Campo</u>	<u>Reservas Probadas</u>	<u>Reservas Desarrolladas</u>	<u>Reservas No Desarrolladas</u> (en MMbpce)	<u>Pozos Productores</u>	<u>Localizaciones No Desarrolladas</u>
Akal	6,592.8	5,447.9	1,144.9	197	26
Ku-Maloob-Zaap	1,618.4	870.9	747.5	49	55
Samaría	1,052.2	425.0	627.2	32	7
Jujo-Tecominoacán	888.5	488.0	400.5	44	15
Chicontepec	776.6	92.5	684.1	479	1,188
Iride	548.5	368.9	179.6	24	22
Cunduacán	422.1	214.3	207.8	18	4
Sihil	307.8	25.0	282.8	2	10
Chuc	196.9	196.9	—	16	3
Ayín	187.1	—	187.1	—	13
Sinán	183.8	26.2	157.6	3	15
Puerto Ceiba	183.7	114.8	68.9	12	16
Caan	173.5	173.5	—	25	—
Oxiacaque	172.3	86.5	85.8	8	1
Muspac	149.1	149.1	—	20	—
Poza Rica	142.0	100.8	41.2	169	26
May	133.9	—	133.9	—	14
Ixtal	132.8	—	132.8	—	8
Cactus	127.8	76.0	51.8	23	4
Chiapas-Copano	123.0	123.0	—	15	—
Balam	92.8	92.8	—	3	2
Ogarrio	89.9	57.8	32.1	39	32
Cárdenas	87.7	81.8	5.9	18	1
Paredón	70.0	70.0	—	7	—
Caparroso-Pijije-Escuintle	66.9	54.8	12.1	10	2
Abkatún	65.5	65.5	—	15	—
Sen	56.3	38.4	17.9	11	3
Culebra	55.0	47.7	7.3	371	53
Lum	54.6	—	54.6	—	2
Misión	52.7	—	52.7	—	4
Bolontikú	45.5	9.1	36.4	1	3
Tizón	37.1	13.3	23.8	2	4
Cuitláhuac	35.4	29.9	5.5	200	10
Ek	30.7	30.7	—	2	—
Kutz	27.7	15.4	12.3	1	—
Ixtoc	24.4	16.9	7.5	2	—
Bacab	17.2	17.2	—	2	—
Arcabuz	16.5	12.1	4.4	102	28
Chac	14.1	14.1	—	2	—
Citam	12.8	7.1	5.7	1	1
Arcos	12.2	11.7	0.5	131	2
Pol	10.9	10.9	—	13	—
Nohoch	9.0	9.0	—	5	—
Luna-Palapa	7.6	7.6	—	8	—
Platanal	4.3	4.3	—	1	—
Escarbado	1.4	1.4	—	2	—
Total	<u>15,111.0</u>	<u>9,698.8</u>	<u>5,412.2</u>	<u>2,085</u>	<u>1,574</u>
Reservas probadas de					
México	17,649.8	11,345.7	6,304.1		
Porcentaje.....	86%	85%	86%		

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.
Fuente: PEP.

Exploración y Perforación

Para mantener un nivel adecuado de reservas, se identifican nuevos yacimientos de hidrocarburos por medio del programa de exploración. De 1990 a 2004 se terminaron 3,818 pozos de exploración y desarrollo. Durante 2004 la tasa promedio de éxito para los pozos de exploración fue del 41% y la tasa promedio de éxito para los pozos de desarrollo fue del 94%. De 2000 a 2004 se descubrieron 22 nuevos campos de petróleo crudo y 72 nuevos campos de gas natural, lo que permitió tener un total de 355 campos de petróleo crudo y gas natural en producción al final de 2004.

Mientras que la mayor parte de la producción en la zona marina del Golfo de México se obtiene en tirantes de agua menores a 100 metros de profundidad, el programa de exploración de 2004 incluyó la exploración de regiones localizadas en aguas más profundas tales como Perdido, Golfo de México Sur y Golfo de México "B". En la Región de la Sonda de Campeche, se terminó la exploración del pozo Nab-1, el cual está localizado a una profundidad de 681 metros bajo el nivel del mar y es el pozo marino de mayor profundidad perforado por PEP. Este pozo está localizado aproximadamente a 145 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Los campos más productivos de petróleo crudo y gas natural en el Golfo de México están en el complejo Cantarell, Ku-Maloob-Zaap en la Región denominada Marina Noreste y en los campos Caan, Abkatún y Chuc en la Región denominada Marina Suroeste. En 2004, por ejemplo, el complejo Cantarell produjo 2,114 Mbd de petróleo crudo ó 62.5% del total de la producción de petróleo crudo y 773 MMpcd de gas natural en 2004 ó 16.9% del total de la producción de gas natural.

La siguiente tabla resume las actividades de perforación de los últimos cinco años:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2000	2001	2002	2003	2004
Pozos perforados	285	449	447	653	733
Pozos terminados.....	247	459	459	593	727
Pozos exploratorios	37	53	55	88	103
Tasa de éxito %.....	57	53	49	60	41
Pozos de desarrollo	210	406	404	505	624
Tasa de éxito %.....	95	91	88	90	94
Pozos productores al final del período ⁽¹⁾	4,184	4,435	4,590	4,941	5,286
Región Marina ⁽¹⁾	310	352	346	369	380
Región Sur ⁽¹⁾	1,113	1,066	1,000	979	935
Región Norte ⁽¹⁾	2,761	3,017	3,245	3,593	3,971
Campos en producción.....	299	301	309	340	355
Región Marina	18	19	20	23	25
Región Sur.....	104	96	93	102	97
Región Norte.....	177	186	196	215	233
Equipo de perforación	43	50	70	101	132
Kilómetros perforados	782	1,098	1,186	1,793	2,106
Profundidad promedio por pozo (metros)	2,838	2,359	2,478	2,904	2,704
Campos descubiertos ⁽²⁾	6	15	16	33	24
Petróleo crudo	1	0	2	11	8
Gas natural.....	5	15	14	22	16
Producción por pozo de petróleo crudo y gas natural (barriles diarios) ...	959	923	900	880	833

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Sólo incluye campos con reservas probadas.

Fuente: PEP.

La siguiente tabla muestra los costos de extracción (la cantidad promedio en dólares que cuesta extraer un barril de petróleo crudo equivalente) para cada uno de los últimos tres años:

Costos de Extracción Promedio		
Ejercicio que terminó el 31 de diciembre		
<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>
EUA\$3.04	EUA\$3.26	EUA\$3.78

Fuente: PEP.

Los costos de extracción se incrementaron en un 16% de 2003 a 2004 como resultado principalmente del aumento en gastos de mantenimiento, del incremento en el precio del gas usado para bombeo neumático, de EUA\$4.85 por millón de pies cúbicos en 2003 a EUA\$5.39 por millón de pies cúbicos en 2004 y del volumen de compras de gas usado para el bombeo neumático de 432.5 millones de pies cúbicos en 2003 a 455.2 millones de pies cúbicos en 2004.

El costo de extracción en PEP se estima de acuerdo con la práctica internacional, con el fin de hacerlo comparable con los costos de otras empresas petroleras. Se obtiene dividiendo los costos totales de extracción, en dólares, entre la producción total de hidrocarburos, en términos de barriles de petróleo crudo equivalente, para el período considerado.

Los costos totales de extracción incluyen todos los costos en efectivo directos e indirectos incurridos en la producción de crudo y gas, así como los costos de mantenimiento y operación asociados a pozos, equipos e instalaciones relacionados con la producción. Se consideran los costos de mano de obra relacionados con la operación de pozos e instalaciones, materiales y otros insumos, como el gas utilizado para bombeo neumático, nitrógeno y otros productos químicos, gastos de reparación y mantenimiento no capitalizable, servicios generales, reserva laboral asociada al personal activo, servicios corporativos y gastos de administración indirectos.

La medición excluye gastos que no requieren el uso de efectivo tales como cargos a reserva para declinación, amortización de pozos y depreciación de activos fijos, así como gastos asociados a la distribución y manejo de los hidrocarburos, y gastos relacionados con actividades de exploración y perforación.

Descubrimientos y extensiones

Durante el año 2004, PEMEX descubrió nuevos campos de petróleo crudo y gas natural en las Regiones Marinas Noreste y Suroeste y en las Regiones Norte y Sur. Los nuevos descubrimientos produjeron un total de 240.8 MMbpce de reservas probadas. Las extensiones produjeron un total de 335.8 MMbpce de reservas probadas.

En la Región Marina Suroeste, la perforación de los pozos Pochtli-1, Tumut-1, Wayil-1, Itla-1, Men-1, Pokoch-1 y Etkal-101, condujo a la adición de 60.2 MMb de aceite de reserva probada y 249.1 MMMpc de gas natural de reserva probada. En la Región Marina Noreste, la perforación de los pozos Utan-1, Baksha-1 y Pohp-1, permitió adicionar 16.8 MMb de aceite de reserva probada y 15.9 MMMpc de gas natural de reserva probada. Además, la perforación de pozos en la Región Norte condujo a la adición 263.8 MMMpc de gas natural de reserva probada, principalmente en el Activo Veracruz, donde los pozos Arquimia-1, Apertura-401, Kepler-1, Fourier-1 y Leida-1 agregaron 104.0 MMMpc de gas natural de reserva probada. También en los Activos Burgos y Poza Rica se realizaron descubrimientos importantes, ya que las actividades exploratorias realizadas permitieron agregar 49.8 y 110.0 MMMpc de gas natural de reserva probada, respectivamente. Asimismo, el Activo Poza Rica adicionó 34.1 MMb de aceite de reserva probada. Finalmente, en la Región Sur las actividades de exploración por medio del pozo Tizón-201, condujo a la adición de 9.6 MMb de aceite de reserva probada y 46.1 MMMpc de gas natural de reserva probada.

Inversión en Exploración y Producción

En 2004, se invirtieron \$113,332 millones nominales en exploración y producción que, en comparación con los \$88,380 millones nominales en 2003, representó un incremento del 28% de la inversión. En 2004, las inversiones PIDIREGAS para PEP totalizaron aproximadamente \$109,638 millones nominales, que consistieron en \$27,240 millones nominales en el campo Cantarell, \$23,413 millones nominales para el Programa Estratégico de Gas, \$16,344 millones nominales para el desarrollo de campos de gas natural en Burgos, \$6,270 millones nominales en los campos Antonio J. Bermúdez, se invirtieron \$10,222 millones nominales en Ku-Maloob-Zaap, \$4,152 millones nominales en Chic, \$2,769 millones nominales en el proyecto Abkatún Integral, \$2,274 millones nominales en el campo Arenque y \$2,402 millones nominales en Agua Fria-Coapechaca-Tajín. Durante 2004 las inversiones en estos 9 proyectos representaron el 86.7% de todas las inversiones PIDIREGAS en exploración y producción. El restante 13.3%, equivalente a \$14,552 millones nominales, se invirtió en los 18 proyectos restantes, de los cuales 17 iniciaron en 2002. Los PIDIREGAS Cantarell, el Programa Estratégico de Gas, Burgos, Antonio J. Bermúdez, Ku-Maloob-Zaap, Chic, Abkatún Integral, Arenque y Agua Fria- Coapechaca-Tajín se describen más adelante.

Cantarell. PEP invirtió \$24,397 millones nominales en 2002, \$23,011 millones nominales en 2003 y \$27,240 millones nominales en 2004 en el desarrollo de los yacimientos de Cantarell en la Región Marina. Para 2005 se presupuestaron \$24,340 millones nominales para inversiones en Cantarell. Para fines de 2005 se espera que las inversiones en el proyecto Cantarell asciendan aproximadamente a EUA\$17.9 mil millones.

El 10 de octubre de 1997 se adjudicó un contrato para construir, ser propietario y operar una planta criogénica de nitrógeno en el campo de petróleo y gas natural de Cantarell a un consorcio formado por BOC Holdings, Linde, Marubeni, West Coast Energy e ICA Fluor Daniel. Bajo este contrato, el consorcio es responsable del financiamiento, diseño, construcción y operación de la planta. La planta costó aproximadamente \$10,131 millones nominales. Según los términos del contrato, el consorcio tiene la propiedad de la planta y PEP se obliga a comprar al consorcio 1.2 MMMpc diarios de nitrógeno por un período de 15 años. La planta empezó sus operaciones en 2000. Durante 2004, PEP pagó aproximadamente EUA\$183 millones bajo este contrato por un volumen total de aproximadamente 419 MMMpc de nitrógeno. Se planea inyectar aproximadamente 1.18 MMMpcd a los yacimientos de Cantarell hasta 2016. A partir de esa fecha, se espera que el volumen de nitrógeno requerido disminuya gradualmente para 2015 y el excedente existente de nitrógeno se inyectará en otros campos de la Región marina. Se espera que este proyecto aumente la tasa de recuperación de petróleo crudo por la inyección de nitrógeno a los yacimientos de Cantarell, lo cual debe ayudar a mantener la presión durante la extracción de petróleo crudo. Al mantener tasas de recuperación del petróleo crudo favorables en Cantarell, se espera que el programa de inyección rinda beneficios a largo plazo, incluyendo el aumento de la vida productiva de los pozos y el volumen de petróleo recuperado. En el caso de la rescisión del contrato por razones imputables a PEP, este último está obligado a comprar la planta de producción de nitrógeno, cuyo valor estimado es de EUA\$492 millones al 31 de diciembre de 2004.

Programa Estratégico de Gas. En 2001 PEP inició un proyecto a nueve años con una inversión de EUA\$8,105 millones llamado Programa Estratégico de Gas. En el año 2002 la inversión aumentó de EUA\$8,967 millones a \$18,079 millones en 2003 para incluir tres nuevos proyectos de exploración denominados: Integral Tampico Misantla Sur de Burgos, Veracruz Marino y Cazones. El propósito del programa es aumentar el suministro de gas natural en México y desarrollar una reserva que pueda satisfacer la demanda interna de gas natural y así reducir la dependencia de las importaciones en el futuro. El desarrollo del campo y la optimización de la producción representarán el 44% de las inversiones con el objetivo de aumentar la producción de gas natural a 3,699 MMpcd para 2012. Las actividades de exploración representarán el 49% de las inversiones con la meta de aumentar las reservas probadas en 12 diferentes proyectos exploratorios de gas natural y gas integral. Finalmente, el desarrollo de campos de reciente descubrimiento representará el 7% de la cantidad de la inversión. En 2004 PEP invirtió \$23,413 millones nominales en el programa comparado con los \$18,079 millones nominales en 2003. Para 2005 se espera invertir \$19,909 millones nominales, lo cual daría una inversión total en el programa de aproximadamente EUA\$5.6 mil millones al 31 de diciembre de 2005. Durante el período 2001–2004 la producción promedio fue de 456 MMpcd de gas natural. Desde 2001, 115 pozos exploratorios, tanto de las zonas marinas como terrestres, revelaron tener un potencial de gas, dando por resultado una tasa de éxito exploratorio del 53%. Durante 2004, 8 campos nuevos fueron descubiertos, Alquimia, Apertura, Furier, Kepler y Leida en en la Cuenca de Veracruz (terrestre), Kosni en la cuenca de Tampico-Misantla (marina) y

Men y Tizón en la Región Sur. Los descubrimientos importantes en 2003 como son Lankahuasa, Vistoso, Shihito, Madera, Viche y Playuela en la cuenca de Veracruz (terrestre) se encuentran en desarrollo.

Burgos. En 1997 PEP inició un proyecto a 15 años para desarrollar los campos de gas natural de Burgos en el Norte de México, que representó el 11% de la producción total de gas natural en 1997. Se espera que el proyecto de Burgos permita satisfacer mejor la demanda interna de gas natural y reducir las importaciones de gas natural en el futuro. Se han adjudicado tres contratos importantes, a Dowell-Schlumberger México (con valor de EUA\$108 millones), a Industrial Perforadora de Campeche (con valor de EUA\$96.4 millones) y a Halliburton International Inc. (con valor de EUA\$71 millones), para este proyecto. De 2001 a 2004, las actividades de exploración y reclasificación de reservas incrementaron las reservas probadas estimadas en 88.6 MMbpce y la producción en este período fue de 82.6 MMbpce. En 2004 las reservas crecieron en 31.0 MMbpce, de 396.8 MMbpce en 2003 a 427.8 MMbpce en 2004. En términos nominales, se invirtieron \$9,383 millones en 2002, \$10,995 millones en 2003 y \$16,344 millones en 2004 en el proyecto Burgos. Para 2005, se anticipa que las inversiones en este proyecto alcanzarán los \$14,172 millones y que las inversiones totales acumuladas serán aproximadamente de EUA\$7.5 mil millones.

Antonio J. Bermúdez. En 2002 se iniciaron las inversiones en este proyecto siendo el principal PIDIREGAS de la Región Sur, en el que se busca acelerar la producción e incrementar el factor de recuperación de las reservas, mediante la perforación de pozos y la implantación de un sistema de mantenimiento de presión. En términos nominales, se invirtieron \$471 millones en 2002, \$3,622 millones en 2003 y \$6,270 millones en 2004 en el proyecto Antonio J. Bermúdez. Para 2005, se anticipa que las inversiones en este proyecto alcanzarán los \$6,867 millones y que las inversiones totales acumuladas alcanzarán aproximadamente EUA\$1.5 mil millones.

Ku-Maloob-Zaap. Este proyecto es uno de los principales productores de crudo pesado y forma parte de la conformación de la mezcla de crudo Maya. Para mantener su aportación a la producción total, este proyecto incluye la perforación de pozos adicionales y la implantación de un sistema de mantenimiento de presión. En términos nominales, se invirtieron \$865 millones en 2002, \$3,072 millones en 2003 y \$10,222 millones en 2004. Para 2005, se espera invertir \$17,226 millones en este proyecto, lo que llevará a una inversión total acumulada en Ku-Maloob-Zaap de aproximadamente EUA\$2.8 mil millones.

Chuc. Este proyecto forma parte de una estrategia integral de producción de crudo ligero en la Región Marina Suroeste. Es parte de la operación y mantenimiento de las instalaciones de Pol-A y complejos de inyección de agua. Se invirtieron, en términos nominales, \$302 millones en 2002, \$1,753 millones en 2003 y \$4,152 millones en 2004 en este proyecto. Para 2005, se anticipa que las inversiones en este proyecto alcanzarán los \$3,246 millones y que las inversiones totales acumuladas alcanzarán aproximadamente EUA\$852 millones.

Abkatún Integral. En 1999 PEP inició un esquema de optimización para incrementar la recuperación de crudo ligero y de gas natural. El proyecto Abkatún Integral es una parte importante del complejo de producción Abkatún-Pol-Chuc, donde comparte el proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua. Se invirtieron, en términos nominales, \$529 millones en 2002, \$1,856 millones en 2003 y \$2,769 millones en 2004 en este proyecto. Para 2005, se anticipa que las inversiones en este proyecto alcanzarán los \$1,330 millones y que las inversiones totales acumuladas alcanzarán aproximadamente EUA\$591 millones.

Arenque. En 2002 PEP inició este proyecto para recuperar reservas de crudo ligero con una alta relación gas-aceite (ROG). El proyecto considera una estrategia de explotación que incluye perforación y proceso de recuperación secundaria. Además, el proyecto registra inversiones importantes en estudios exploratorios. En pesos nominales se invirtieron \$183 millones en 2002, \$1,089 millones en 2003 y \$2,274 millones en 2004. En 2005, se espera invertir \$1,995 millones en dicho proyecto, sumando una inversión total de EUA\$500 millones.

Agua Fria-Coapechaca-Tajín. Este proyecto es parte del campo Paleocanal de Chicontepec, el cuál está integrado por un grupo numeroso de yacimientos ubicados en la Región Norte del país que contienen volúmenes considerables de reservas de hidrocarburos. En 2002 se puso en marcha una agresiva estrategia en el programa de perforación de pozos de petróleo ligero con alta relación gas-aceite (ROG). En pesos nominales se invirtieron \$93 millones en 2002, \$1,860 millones en 2003 y \$2,402 millones en 2004 en dicho proyecto. En 2005, se espera invertir \$1,560 millones en el proyecto, sumando una inversión total de EUA\$535 millones.

Inversiones no PIDIREGAS. Además de las inversiones PIDIREGAS, PEP tiene un gasto de inversión denominado Recursos Propios o Inversiones Programables, autorizado por la SHCP y el Congreso de la Unión. En términos nominales, en 2004 el monto de esta inversión fue de \$3,694 millones, de los cuales se invirtieron \$254 millones, o el 7%, en proyectos estratégicos y \$3,440 millones, o el 93%, en mantenimiento operativo general. Las inversiones consistieron en \$1.0 millones para exploración de gas y petróleo y en \$3,693 millones para desarrollo general de campos e instalaciones.

Presupuesto e Inversión en Exploración y Producción 2005. El presupuesto de inversión Programable de PEP en 2005 asciende a \$8,783 millones. Aproximadamente \$775 millones nominales o el 8.8% de esta cantidad se asignará a inversiones en proyectos de desarrollo de campos, ductos y actividades de exploración, incluyendo la continuación de ciertos proyectos que se comenzaron en el período de 1998 a 2004. Aproximadamente \$8,008 millones nominales o el 91.2% del total se asignará a proyectos operativos y a proyectos relacionados con instalaciones de mantenimiento, seguridad industrial y proyectos ambientales. Además de estas inversiones programables, el presupuesto de 2005 incluye 27 proyectos estratégicos en ejecución de exploración y producción, que se fondean bajo el esquema denominado PIDIREGAS por \$106,025 millones. Esta cantidad incluye \$24,340 millones para Cantarell, \$19,909 millones para el Programa Estratégico de Gas, \$14,172 millones para Burgos, \$17,226 millones para Ku-Maloob-Zaap, \$6,867 millones para Antonio J. Bermúdez y \$23,511 millones para los restantes Proyectos PIDIREGAS.

Tendencias de las Inversiones en Exploración y Producción. Durante los 4 últimos años, las inversiones en las actividades de exploración aumentaron de manera significativa. En 2004, en términos nominales, se invirtieron \$21,664 millones en actividades de exploración de PEP y representan el 19.1% de la inversión total de PEP y un 31.9% de incremento en relación a los \$16,411 millones nominales, o el 18.6% del total de los gastos de inversión de PEP en actividades de exploración invertidos en 2003. Durante 2004 se invirtieron \$69,129 millones, es decir, el 61.0% de la inversión total de PEP en actividades de desarrollo, que representa el 55.1% de incremento respecto al capital invertido para las actividades de desarrollo de 2003, el resto permitirá mejorar el mantenimiento de las instalaciones de producción. En 2003 se invirtieron \$44,577 millones nominales ó 50.4% en actividades de desarrollo y el resto en mejorar el mantenimiento de las instalaciones de producción.

En 2005 se presupuestaron inversiones por \$72,492 millones, ó 63.1% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de desarrollo y \$13,432 millones o sea el 11.7% del total del presupuesto de inversión en actividades de exploración, lo cual representó un incremento del 4.9% en términos nominales y una disminución del 38.0% en términos nominales de los montos que PEP invirtió en actividades de desarrollo y exploración, respectivamente, en 2004, y únicamente un incremento del 1.3% del total de la inversión, como resultado de restricciones presupuestales. En 2006 se espera gastar \$13,089 millones, 12.3% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de exploración, lo cual representa el 2.6% de decremento en términos nominales en relación a la cantidad proyectada en 2005. En 2007, se tiene como expectativa invertir \$18,316 millones, es decir, 14.9% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de exploración, lo cual representa el 39.9% de incremento en términos nominales en relación a la cantidad proyectada en 2006. En 2008 se tiene la expectativa de gastar \$31,014 millones, 29.8% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de exploración, lo cual representa un 69.3% de incremento en términos nominales en relación a la cantidad proyectada para 2007. Las estimaciones están sujetas a la aprobación del Congreso de la Unión conforme al presupuesto anual.

El presupuesto de inversión de PEP, como un porcentaje del presupuesto de inversión total de PEMEX, se ha incrementado en los últimos años, de 62.2% en 2000 a 92.2% en 2004, sin embargo esta tendencia sufrirá un revés en los próximos años, en donde el presupuesto de inversión de PEP, como un porcentaje del presupuesto de inversión total de PEMEX, bajará a 84.1% en 2005 y a 80.0% en 2006.

La siguiente tabla presenta la tendencia histórica de los gastos de inversión en exploración, desarrollo y mantenimiento que se llevaron a cabo durante los 5 años que terminaron el 31 de diciembre de 2004 así como el presupuesto de 2005.

Inversiones en Exploración, Desarrollo y Mantenimiento, para 2000-2005

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾					Presupuesto 2005 ⁽²⁾
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en millones de pesos nominales)					
Exploración.....	\$ 4,511	\$ 4,186	\$ 8,552	\$16,411	\$ 21,664	\$ 13,432
Desarrollo	27,525	32,504	32,630	44,577	69,129	72,492
Mantenimiento	12,618	16,756	21,817	27,389	22,539	28,884
Total.....	\$44,654	\$53,446	\$63,000	\$88,380	\$113,332	\$114,808

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Cantidades en flujo de efectivo.

(2) Presupuesto autorizado.

La siguiente tabla presenta las cantidades estimadas del presupuesto para las inversiones en exploración, desarrollo y mantenimiento de 2005 a 2008:

Inversiones en Exploración, Desarrollo y Mantenimiento, para 2005- 2008

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾			
	2005 ⁽²⁾	2006	2007	2008
	(en millones de pesos nominales)			
Exploración ⁽³⁾	\$ 13,432	\$ 13,089	\$ 18,316	\$ 31,014
Desarrollo ⁽³⁾	72,492	72,265	76,095	50,343
Mantenimiento ⁽³⁾	28,884	20,895	28,136	22,772
Total.....	\$114,808	\$106,249	\$122,549	\$ 104,131

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Cantidades en flujo de efectivo.

(2) Presupuesto autorizado.

(3) Las cantidades de 2006-2008 se estimaron basados en 2005.

Contratos de Servicios Múltiples

El proyecto de Contratos de Servicios Múltiples, o CSM, se anunció en diciembre de 2001. El objetivo del proyecto es proporcionar un marco contractual que promueva la ejecución eficiente de obras públicas con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos en México. Los CSM son contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios que agrupan, en un solo contrato, distintos servicios. Bajo los CSM, PEP mantiene los derechos y la propiedad de todos los hidrocarburos extraídos y de las obras construidas.

En julio de 2003 se llevó a cabo la primera ronda de licitación de los CSM correspondientes a la ejecución de obras y servicios necesarios para la producción de gas natural en la Cuenca de Burgos. A mediados de 2004, se lanzó la segunda ronda de licitación de los CSM.

El cuadro siguiente resume los resultados de ambas rondas de licitación.

Bloque	Fecha de firma	Licitante ganador	Monto del contrato (millones de dólares)
Reynosa-Monterrey..	14 de noviembre de 2003	Repsol Exploración México	EUA\$2,437
Cuervito.....	21 de noviembre de 2003	Consortio integrado por Petróleo Brasileiro (Petrobras), Teikoku Oil Co. y D&S Petroleum	EUA\$ 260
Misión.....	28 de noviembre de 2003	Consortio integrado por Tecpetrol (una subsidiaria del Grupo Techint) e Industrial Perforadora de Campeche	EUA\$1,036
Fronterizo.....	8 de diciembre 8 2003	Consortio integrado por Petróleo Brasileiro (Petrobras), Teikoku Oil Co. y D&S Petroleum	EUA\$ 265
Olmos.....	9 de febrero de 2004	Lewis Energy Group	EUA\$ 344
Pandura-Anáhuac.....	9 de diciembre 2004	Consortio integrado por Industrial Perforadora de Campeche y Compañía de Desarrollo de Servicios Petroleros	EUA\$ 900
Pirineo.....	23 de marzo de 2005	Consortio integrado por Constructora Industrial Monclova, Materiales la Gloria, Alianz Petroleum, Steel Serv., Suelopetrol, NCT, Estudios y Proyectos y Petrotesting Colombia	EUA\$ 645
		Total.....	<u>EUA\$5,887</u>

Fuente: PEP.

Al cierre de 2004, a través del programa de CSM, entre otras obras, se perforaron 20 pozos, de los cuales 14 se terminaron, se realizaron cinco reparaciones mayores y se adquirió 754 km² de sísmica 3D; dichas obras representan inversiones por EUA\$69 millones. Con las obras mencionadas, la producción de gas natural creció en 25 MMpcd, al pasar de 69 MMpcd en 2003 a 94 MMpcd en abril de 2004.

El 8 de febrero de 2005, PEP anunció que las compañías que compraron bases de licitación para el bloque Ricos decidieron no presentar propuestas. El contrato para el bloque Monclova se adjudicó el 17 de febrero de 2005 a un consorcio integrado por Hullera Mexicana, Energy Milenium, Andrews Technologies de México, Yuma Exploration and Production Inc., y Aries Operating L.P.; sin embargo, debido a diversos desacuerdos al interior del consorcio, dicho grupo no firmó el contrato.

En 2005, la Auditoría Superior de la Federación recomendó redefinir los términos “*exploración*” y “*explotación*” en la legislación aplicable, antes de realizar más licitaciones de CSM para proyectos de gas natural no asociado en la Cuenca de Burgos. En consecuencia, PEMEX preparó una propuesta de reforma a Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo para contar con una definición clara y precisa de los términos mencionados. Dicho proyecto ha sido entregado al Poder Ejecutivo, el cual es el autorizado para presentar los proyectos de reforma de ley al Poder Legislativo.

De acuerdo con la recomendación arriba mencionada, es posible que este año no se liciten más CSM para proyectos de gas natural en Burgos. Sin embargo, se planea revisar y evaluar el programa de CSM para llevar a cabo más rondas de CSM en un futuro próximo.

Producción de Petróleo Crudo

En 2004 la producción de petróleo crudo promedio fue de 3,383 Mbd, 0.4% mayor que la producción diaria promedio en 2003 de 3,371 Mbd. El incremento se debió principalmente al aumento en la producción de petróleo crudo en el complejo Cantarell consistente en 21 Mbd, 1.0% mayor que su producción diaria promedio en 2003. El incremento en la producción diaria promedio fue parcialmente contrarrestado por una reducción en la producción de petróleo crudo ligero en la Región Marina Suroeste y en la Región Sur.

El petróleo crudo puede clasificarse por su contenido de azufre. Los petróleos crudos “amargos” o “pesados” contienen 3.4% o más proporción de azufre por peso y los petróleos crudos “dulces” o “ligeros” contienen menos del 1.0% de proporción de azufre por peso. La mayor parte de la producción de PEP se clasifica como crudos amargos.

PEP produce cuatro tipos de petróleo crudo:

- **Altamira, petróleo crudo pesado;**
- **Maya, petróleo crudo pesado;**
- **Istmo, petróleo crudo ligero; y**
- **Olmecca, petróleo crudo extra ligero.**

La mayor parte de la producción de PEP consiste en petróleo crudo Istmo y Maya. En 2004, el 72.7% de la producción total de PEP de petróleo crudo consistió en petróleos crudos pesados y el 27.3% consistió en crudos ligeros y extra ligeros. La Región Marina produce sobre todo petróleo crudo pesado (85.3% de la producción de la Región) y también produce volúmenes importantes de petróleo crudo ligero (14.7% de la producción de la Región). La Región Sur produce principalmente crudos ligeros y muy ligeros (en conjunto, 98.5% de la producción de la Región), en tanto que la Región Norte produce petróleo crudo pesado (47.5% de la producción de la Región) y petróleo crudo ligero y extra ligero (52.5% de la producción de esta Región).

La siguiente tabla muestra los niveles de producción anual de petróleo crudo para los cinco ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2004:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 vs. 2003
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en Mbd)					(%)
Región Marina						
Petróleo crudo pesado.....	1,730.5	1,953.7	2,127.1	2,380.9	2,412.3	1.3
Petróleo crudo ligero.....	<u>654.4</u>	<u>586.2</u>	<u>476.7</u>	<u>433.0</u>	<u>416.7</u>	<u>(3.8)</u>
Total.....	2,384.9	2,539.9	2,603.8	2,813.9	2,829	0.5
Región Sur						
Petróleo crudo pesado.....	—	—	6.2	6.4	7.1	10.9
Petróleo crudo ligero.....	<u>549.6</u>	<u>508.7</u>	<u>492.2</u>	<u>476.9</u>	<u>465.6</u>	<u>(2.4)</u>
Total.....	549.6	508.7	498.4	483.3	472.7	(2.2)
Región Norte						
Petróleo crudo pesado.....	43.7	43.3	40.3	38.0	38.6	1.5
Petróleo crudo ligero.....	<u>33.7</u>	<u>35.2</u>	<u>34.6</u>	<u>35.6</u>	<u>42.6</u>	<u>19.6</u>
Total.....	77.5	78.5	74.9	73.6	81.2	10.3
Total de petróleo crudo pesado...	1,774.3	1,997.0	2,173.7	2,425.4	2,458	1.3
Total de petróleo crudo ligero.....	<u>1,237.7</u>	<u>1,130.1</u>	<u>1,003.5</u>	<u>945.5</u>	<u>924.9</u>	<u>(2.2)</u>
Total de petróleo crudo.....	<u>3,012.0</u>	<u>3,127.0</u>	<u>3,177.1</u>	<u>3,370.9</u>	<u>3,382.9</u>	<u>0.4</u>

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.
Fuente: PEP.

En 2004 las instalaciones de la Región Marina, que se localizan en la Sonda de Campeche del Golfo de México, produjeron el 83.6% del petróleo crudo de México. Aproximadamente el 14.0% de la producción de petróleo crudo tiene su origen en las instalaciones terrestres en la Región Sur. Las instalaciones terrestres de la Región Norte representaron el 2.4% restante de la producción total de petróleo crudo. Debido a la alta productividad de ciertos pozos, 12 campos produjeron el 80.0% de la producción de petróleo crudo de México en 2004.

La Región Marina es un área de aproximadamente 21,000 kilómetros cuadrados en la Sonda de Campeche del Golfo de México. El área de producción cubre 9,000 kilómetros cuadrados de la Región Marina. En 1972 se iniciaron las operaciones geofísicas en esa Región, comenzándose a perforar en 1974 y se inició la producción en junio de 1979. En 2004 el nivel promedio de producción para esta Región fue de 2,829 Mbd. El área de producción de la Región Marina incluye 23 campos petroleros ubicados en tirantes de agua menores a 100 metros y cuyos pozos tienen una profundidad promedio de 3,500 metros.

La Región Sur cubre un área de aproximadamente 23,000 kilómetros cuadrados, principalmente en los Estados de Chiapas y Tabasco y el área de producción en esta Región Sur abarca 9,000 kilómetros cuadrados. En 2004 la producción en la Región Sur totalizó 473 Mbd. Esta área de producción incluyó 93 campos petroleros con pozos con una profundidad promedio de 5,500 metros.

La Región Norte cubre un área de aproximadamente 2 millones de kilómetros cuadrados, incluyendo la parte correspondiente de la plataforma continental del Golfo de México. El área de producción en esta Región se ubica en los Estados de Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, San Luis Potosí y la plataforma continental en el Golfo de México. En 2004, la producción en la Región Norte totalizó 81 Mbd de petróleo crudo y 1,529 MMpcd de gas natural. Esta área de producción incluyó 201 campos de petróleo con pozos con una profundidad promedio por pozo de 2,100 metros.

Producción por Campos

Las actividades de exploración, producción y desarrollo se realizan en campos de todo México. Los principales campos petroleros de México se describen a continuación:

Complejo Cantarell. Cantarell se ubica en la plataforma continental del Golfo de México. Este complejo incluye los campos Akal, Chac, Kutz, Nohoch y Sihil, los cuales se extienden sobre un área de 162 kilómetros cuadrados. El campo Akal es considerado uno de los últimos campos gigantes descubierto en el mundo en los pasados 20 años. Al 31 de diciembre de 2004, hay un total de 384 pozos perforados, de los cuales 207 producen. Durante 2004 el complejo fue el principal productor de petróleo crudo, al promediar 2.1 millones de barriles de petróleo crudo por día y 773.4 millones de pies cúbicos por día de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada fue de 10.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo y 4,374.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas de petróleo crudo son 6,092.0 millones de barriles y las de gas natural 3,338.6 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probadas totales en petróleo crudo equivalente alcanzan los 7.0 miles de millones de barriles de las cuales 5.5 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente son desarrolladas.

Complejo Ku-Maloob-Zaap. Este complejo de campos se localiza frente a la costa de Campeche en las aguas territoriales mexicanas del Golfo de México. Este es el tercer complejo de campos en importancia en México, en términos de reservas de hidrocarburos remanentes. Se compone de los campos Ku, Maloob y Zaap y se extiende sobre un área de 121 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, se contaba con un total de 66 pozos perforados, de los cuales 49 estaban produciendo. Durante 2004 este complejo produjo un promedio de 301.2 miles de barriles de petróleo crudo por día y 157.5 millones de pies cúbico de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada fue de 1.9 miles de millones de barriles de petróleo crudo y 1,010.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Tiene reservas probadas por 1.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo y 930.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, el total de las reservas probadas es de 1.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 870.9 millones de barriles son desarrolladas.

Complejo Abkatún-Pol-Chuc. Esta área se compone de tres campos en la Región Marina Suroeste y se extienden sobre un área de 198 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, se han perforado un total de 194 pozos, 6 de los cuales son inyectores. A esa misma fecha, existen 44 pozos productores. Durante 2004 el complejo ocupó la tercera posición nacional como productor de petróleo crudo, al promediar 173.1 miles de barriles de petróleo crudo por día y 168.8 millones de pies cúbicos por día de gas

natural. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 3.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo y 3,413.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El Complejo cuenta con reservas probadas por 226.6 millones de barriles de petróleo crudo y 212.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas es 273.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, todas ellas desarrolladas.

Complejo Antonio J. Bermúdez. Este complejo de campos es el mayor productor de petróleo crudo en la Región Sur y el cuarto en México. Incluye los campos Samaria, Cunduacán, Oxiacaque, Iríde, Platanal y Carrizo y abarca un área de 192 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay 396 pozos perforados, de los cuales 86 estaban produciendo. Durante 2004 el complejo produjo un promedio de 141.4 miles de barriles por día de petróleo crudo y 263.1 millones de pies cúbicos por día de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 2.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo y 3,485.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas son de 1.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo y 3,047.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas asciende a 2.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 31 de diciembre de 2004, de los cuales 1.1 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente son desarrolladas.

Campo Caan. Este campo se localiza en la Región Marina Suroeste y cubre un área de 46 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, se cuenta con un total de 42 pozos perforados, de los cuales 25 pozos estaban produciendo. Durante 2004 el campo ocupó la quinta posición nacional como productor de petróleo crudo al promediar 107.8 miles de barriles de petróleo crudo por día y 216.7 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada fue de 714.7 millones de barriles de petróleo crudo y 1,226.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Tiene reservas probadas por 105.6 millones de barriles de petróleo crudo y 307.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2004, es de 173.5 millones de petróleo crudo equivalente, todas desarrolladas.

Campo Puerto Ceiba. Este campo es el primer productor de aceite de la Región Sur y el sexto en México y cubre un área de 41.2 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004 existen 33 pozos perforados en el campo, de los cuales 12 están produciendo. Durante el 2004 el campo produjo un promedio de 77.0 mil barriles de aceite por día y 52.8 millones de pies cúbicos por día de gas natural. A la misma fecha, la producción acumulada fue de 87.1 millones de barriles de aceite y 56.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Además, las reservas probadas de hidrocarburos totalizaron 158.1 millones de barriles de aceite y 110.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Además, al 31 de diciembre de 2004, las reservas probadas totales fueron de 183.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 114.8 millones son desarrolladas.

Campo Jujo-Tecominoacán. Este campo es el tercer mayor productor de petróleo crudo en la Región Sur y es el séptimo mayor productor en México, cubriendo un área de 74 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay un total de 110 pozos perforados, de los cuales 44 están produciendo. Durante 2004 el campo produjo un promedio de 64.0 miles de barriles de petróleo crudo por día y 76.1 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 991.3 millones de barriles de petróleo crudo y 1,088.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas alcanzan 539.3 millones de barriles de petróleo crudo y 1,342.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, las reservas probadas totales fueron de 888.5 millones de barriles de crudo equivalente, de las cuales 488.0 millones de barriles son reservas probadas desarrolladas.

Proyecto Delta del Grijalva. En términos de producción, este proyecto es el cuarto en importancia en la Región Sur y el octavo en México. Incluye los campos Caparroso-Pijije-Escuintle, Escarbado, Luna-Palapa, Sen y Tizón. Durante 2004 los campos produjeron un promedio de 40.2 miles de barriles de petróleo crudo por día y 149.8 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Los campos productores más importantes son Sen, Luna-Palapa y Caparroso-Pijije-Escuintle.

- *Sen.* Este campo cubre un área de 41 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay 30 pozos perforados, de los cuales 11 están produciendo. Durante 2004 este campo produjo un promedio de 12.7 miles de barriles de petróleo crudo por día y 32.9 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada era de 177.4 millones de barriles de petróleo crudo y 489.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas del campo son 33.1 millones de barriles petróleo crudo y 95.5 miles de millones

de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas alcanza 56.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 38.4 millones son desarrolladas.

- *Luna-Palapa*. Este campo cubre un área de 17 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay un total de 36 pozos perforados, de los cuales 8 están produciendo. Durante 2004, el campo produjo un promedio de 4.8 miles de barriles de petróleo crudo por día y 33.3 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 114.6 millones de barriles de petróleo crudo y 639.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas totalizaron 3.7 millones de barriles de petróleo crudo y 16.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas alcanzan 7.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y todas son desarrolladas.
- *Caparroso-Pijije-Escuintle*. Este campo abarca un área de 16.6 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay un total de 32 pozos perforados, de los cuales 10 están produciendo. Durante 2004 el campo produjo un promedio de 17.7 miles de barriles de petróleo crudo por día y 54.7 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 110.5 millones de barriles de petróleo crudo y 320.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas totalizaron 37.4 millones de barriles de petróleo crudo y 121.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas alcanzan 66.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 54.8 millones son desarrolladas.

Campos Ek y Balam. Este grupo de campos se localiza frente a la costa de Campeche en las aguas territoriales mexicanas del Golfo de México. Consta de dos campos que se extienden sobre un área de 43 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, se contaba con un total de 35 pozos perforados, de los cuales 5 están produciendo. En diciembre de 2004, los campos ocuparon la novena posición nacional en producción de crudo, al generar un promedio de 11.7 miles de barriles de petróleo crudo por día y 2.8 millones de pies cúbicos por día de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada fue de 117.8 millones de barriles de petróleo crudo y 28.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Este complejo cuenta con reservas probadas por 116.1 millones de barriles de petróleo crudo y 28.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, el total de las reservas probadas llega a 123.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, todas desarrolladas.

Paleocanal de Chicontepec. Este complejo de campos (al que se hará referencia como "Chicontepec") es parte de las operaciones de PEP en la Región Norte y se divide en 29 áreas, que se extienden sobre un área de 3,731 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay un total de 1,343 pozos perforados, de los cuales 479 están produciendo. Durante 2004 Chicontepec produjo un promedio de 20.6 miles de barriles de petróleo crudo por día y 30.5 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada fue de 124.4 millones de barriles de petróleo crudo y 221.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Cuenta con reservas probadas por 564.7 millones de barriles de petróleo crudo y 1,174.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004 el total de las reservas probadas alcanza 776.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 92.5 millones son desarrolladas.

Proyecto Burgos. Los campos de Burgos en el Norte de México produjeron un promedio de 1.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural por día durante 2004. Este complejo de campos es el mayor productor de gas no asociado en México. Los campos productores más importantes son Arcabuz-Culebra, Cuitláhuac y Arcos.

- *Arcabuz-Culebra*. Este campo abarca un área de 380 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay 653 pozos perforados, de los cuales 473 estaban produciendo. Durante 2004 el campo produjo un promedio de 210.5 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 1,238.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y las reservas probadas totalizaron 371.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de las cuales 311.0 miles de millones son desarrolladas.
- *Cuitláhuac*. Este campo abarca un área de 190 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, hay 302 pozos perforados, de los cuales 200 están produciendo. Durante 2004 el campo produjo un promedio de 113.3 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 394.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y las

reservas probadas totalizaron 157.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de las cuales 132.9 miles de millones son desarrolladas.

- *Arcos*. Este campo abarca un área de 45 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, existen un total de 157 pozos perforados, de los cuales 131 están produciendo. Durante 2004 el campo produjo un promedio de 105.5 millones de pies cúbicos de gas natural por día. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada es de 481.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y las reservas probadas totalizaron 66.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de las cuales 63.9 miles de millones son desarrolladas.

Campo Muspac. Este campo es el productor de gas no asociado más importante en la Región Sur y el cuarto en importancia en el país, abarcando un área de 17 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2004, se contaba con 30 pozos perforados, de los cuales 20 están produciendo. Durante 2004 el campo produjo un promedio de 3.4 miles de barriles de petróleo crudo por día y 144.6 millones de pies cúbicos por día de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, la producción acumulada fue de 72.5 millones de barriles de aceite y 1,359.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sus reservas probadas llegan a los 149.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, todas ellas desarrolladas. Las reservas probadas totalizaron 12.4 millones de barriles de aceite y 556.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Ductos

La red de ductos para petróleo crudo y gas natural propiedad de PEP conecta centros de producción de petróleo crudo y gas natural con refinerías y plantas petroquímicas. A fines de 2004 esta red de ductos consistía aproximadamente de 34,131 kilómetros de tubería, de los cuales 3,085 kilómetros se localizaban en la Región Marina, 12,032 kilómetros se ubicaban en la Región Sur y 19,013 kilómetros estaban en la Región Norte. Para una descripción de los productos transportados en la red de ductos ver *II.2.C.- "Transporte y Distribución"*.

Ventas de Petróleo Crudo

Durante 2004, el consumo interno de petróleo crudo fue de aproximadamente 1,489 Mbd, lo cual representó el 44% de la producción total de petróleo crudo. A través de las actividades de PMI, se exportó el resto de la producción de petróleo crudo (*Ver II.2.A. -"1. Actividad Principal -(v) Comercio Internacional"*). El petróleo crudo Maya representó el 86% del volumen de petróleo crudo exportado en 2004, pero sólo representó el 48% del consumo interno. La siguiente tabla muestra la distribución del petróleo crudo:

Distribución del Petróleo Crudo

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 vs. 2003 (%)
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en Mbd)					
Producción	3,012.0	3,127.0	3,177.1	3,370.9	3,382.9	0.4
Distribución						
Refinerías	1,126.9	1,140.4	1,171.9	1,246.4	1,257.9	0.9
Productos bajo contratos de procesamiento ⁽¹⁾	103.7	62.3	130.4	112.5	97.4	(13.4)
Petroquímicos	136.0	146.2	144.5	150.4	133.8	(11.0)
Exportaciones	1,619.8	1,756.6	1,716.2	1,848.3	1,873.6	1.4
Total	2,986.4	3,105.6	3,163.1	3,357.6	3,362.7	0.2
Cambios en el inventario, diferencias estadísticas	25.6	21.4	14.0	13.3	20.3	52.6

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Representa exportaciones a terceros que son procesadores para su posterior importación.

Fuente: PEP.

Debido a su alto contenido de azufre, el petróleo crudo tipo Maya requiere un procesamiento adicional y tiene rendimientos de refinación más bajos que los petróleos crudos dulces más valiosos y, por lo tanto, es necesaria una inversión adicional por parte del comprador para refinarlo. Por esta razón, el petróleo crudo Maya se vende a un precio más bajo que el de los petróleos crudos más dulces cuya

refinación es de menor costo. Además, debido a esta diferencia de precios, se apoya el valor de exportación del petróleo crudo amargo, como el petróleo crudo Maya, con relación a otros grados de petróleo crudo por medio de la creación de incentivos a los refinadores para que inviertan en refinerías de alta conversión, capaces de mejorar la proporción relativamente alta de residuos producidos por el procesamiento del petróleo crudo amargo en configuraciones de complejos de refinación menos eficientes. Existe la posibilidad de celebrar contratos de suministro de petróleo crudo Maya a largo plazo, según los cuales los compradores acordarían emprender proyectos para expandir la capacidad de sus respectivas refinerías para mejorar los residuos de petróleo crudo Maya.

Envío de gas a la atmósfera

En 2004, el envío de gas a la atmósfera representó 3.3% de la producción total de gas natural, mientras que en 2003 significó 5.6%. Esta disminución se debió a la entrada en operación de la planta marina de tratamiento de gas natural dentro del complejo Akal-C en Cantarell.

(ii) Refinación

Procesos y Capacidad de Refinación

Los procesos de elaboración con los que cuenta PR son los siguientes:

- **Destilación Atmosférica.** – Mediante este proceso se calienta el petróleo crudo en una columna de destilación que opera a presión atmosférica para separar los productos refinados. Los productos primarios producidos son gasolina, querosenos, turbosina, diesel, gasóleos y residuos pesados.
- **Destilación al Vacío.** – En este proceso se calienta el petróleo crudo o el residuo obtenido de la destilación atmosférica en una columna de destilación al vacío, que opera a baja presión. El objetivo de este proceso es maximizar la producción del gasóleo de vacío.
- **Desintegración Catalítica y Térmica.** – El proceso se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión o con la utilización de catalizadores, con el propósito de aumentar los rendimientos de las gasolinas.
- **Reducción de Viscosidad.** - Proceso de desintegración térmica que utiliza un calentador horizontal a una temperatura alta. El objetivo del proceso es reducir la viscosidad en el punto de ignición y producir además gasóleos pesados.
- **Reformación de Naftas.** - Es un proceso que utiliza calor y catalizadores para transformar moléculas pequeñas o inestables de hidrocarburos en productos de mayor utilidad. Por ejemplo, PR utiliza procesos de reformación para convertir naftas de bajo octanaje en componentes de mezclado de alto octanaje que se utilizan para obtener gasolinas terminadas.
- **Hidrotratamiento o Hidrodesintegración de Residuales.** - Este proceso utiliza un catalizador e hidrógeno a altas temperaturas y presiones para remover el azufre, el nitrógeno y algunos compuestos aromáticos.
- **Alquilación e Isomerización.** – Procesar productos refinados (butano e isobutano) con ácido fluorhídrico para obtener productos de alto octanaje para producción de gasolinas. El proceso involucra la unión de propileno o los butilenos con isobutano en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero, básicamente compuesta por isoheptano o isooctano. Los pentanos y los hexanos, que son difíciles de reformar, se isomerizan por medio del uso de cloruro de aluminio y otros catalizadores de metales preciosos. El butano normal puede isomerizarse para proveer una porción de la carga de isobutano necesaria al proceso de alquilación. El proceso produce productos de alto octano, que son excelentes para la elaboración de gasolinas de alto octanaje por su baja presión de vapor y elevado índice de octano.
- **Coquización.** – Se basa en un proceso de desintegración térmica, para mejorar y convertir los residuos del fondo de barril en corrientes de productos líquidos y gaseosos (gas seco, butano, nafta estabilizada y gasóleo ligero y pesado), generando un material sólido concentrado denominado coque del petróleo.

Estos procesos de producción constituyen conjuntamente la capacidad de producción de PR, como se muestra en el cuadro siguiente:

Capacidad de Refinación por Proceso de Producción

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2000	2001	2002	2003	2004
	(en Mbd)				
Proceso de Producción					
Destilación atmosférica de crudo	1,559.0	1,559.0	1,540.0	1,540.0	1,540.0
Destilación al vacío	774.8	773.8	768.4	768.4	768.4
Destilación catalítica y térmica.....	375.0	375.0	395.5	395.5	374.5
Reducción de viscosidad	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0
Reformación de naftas.....	268.8	268.8	301.3	301.3	301.3
Hidrodesulfuración.....	808.0	848.0	987.1	987.1	987.1
Alquilación e isomerización.....	138.8	138.8	143.9	143.9	143.9
Coquización.....	-	-	-	100.0	100.0

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

En 2004, PR operó sus seis refinerías: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, así como una unidad despuntadora localizada en el complejo petroquímico La Cangrejera. Las refinerías se componen de unidades de destilación atmosférica y de vacío, en las que se procesa la mayoría del petróleo crudo. Las instalaciones de procesos secundarios incluyen unidades de desulfuración e instalaciones de desintegración catalítica, reformación e hidrotratamiento. Durante 2004, las refinerías procesaron 1,303 Mbd de petróleo crudo (213 Mbd en Cadereyta, 145 Mbd en Madero, 167 Mbd en Minatitlán, 199 Mbd en Salamanca, 288 Mbd en Salina Cruz y 292 Mbd en Tula), de los cuales 765 Mbd fueron de crudo Olmeca e Istmo y 538 Mbd correspondieron a crudos pesados, principalmente crudo Maya.

Desde 1993 PEMEX participa, a través de la compañía subsidiaria P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., en una refinería situada en Deer Park, Texas, E.U.A., en asociación con la compañía petrolera Shell Oil Company. Bajo el contrato de asociación P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. y Shell Oil Company proporcionan, cada una, el 50% del petróleo crudo que entra como insumo a la refinería y son dueños del 50% de la producción de la refinería. La asociación completó un programa de mejora substancial a mediados de 1995 a fin de permitirle procesar crudo Maya. PEMEX y Shell Oil Company terminaron un proyecto de ampliación en la refinería de Deer Park en abril de 2001, con lo que aumentó la capacidad de la refinería en 60 Mbd, ubicándose en 340 Mbd. El proyecto incluyó la ampliación de la unidad coquizadora existente de la refinería, una nueva planta de azufre y mejoras a las plantas de destilación de crudo y de hidrotratamiento e hidrodesintegración de destilados.

Producción

PR produce una amplia gama de productos derivados del petróleo crudo y del gas natural, entre los que se incluyen gas licuado del petróleo, gasolina, turbosina, diesel, combustóleo, asfaltos, lubricantes y otros productos. PR produjo 1,361 Mbd de productos refinados en 2004 (incluyendo el gas seco, subproducto del proceso de refinación), un aumento de 1.4% en comparación con el nivel del 2003.

La siguiente tabla muestra, por categoría, la producción de PR de productos refinados de 2000 al 2004:

Producción de Pemex-Refinación

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 vs. 2003 (%)
	2000	2001	2002 (en Mbd)	2003	2004	
Proceso de Petróleo Crudo						
Total	1,227.4	1,251.9	1,245.4	1,285.9	1,303.4	1.4
Elaboración						
Gas licuado	24.9	27.8	31.3	33.8	28.0	(17.2)
Gasolinas						
Nova (con plomo)/Base	27.9	22.4	16.4	10.5	3.9	(62.9)
Pemex Magna	346.0	349.4	359.4	396.5	418.5	5.5
Pemex Premium	17.9	17.3	21.8	37.6	43.8	16.5
Otras	1.2	1.2	0.7	0.6	0.4	(33.3)
Total	393.0	390.3	398.2	445.2	466.7	4.8
Querosenos						
Turbosina	55.3	56.7	56.7	59.6	62.1	4.2
Otros querosenos	0.3	0.3	—	—	—	—
Total	55.6	57.0	56.7	59.6	62.1	4.2
Diesel						
Pemex Diesel	254.5	266.6	246.7	290.8	319.6	9.9
Desulfurado	1.2	1.1	0.7	0.6	—	(100.0)
Otros	9.7	13.9	19.5	16.4	5.1	(68.9)
Total	265.4	281.6	266.9	307.8	324.7	5.5
Combustóleo	422.6	435.9	449.6	396.5	368.0	(7.2)
Otros productos						
Combustible industrial.....	2.4	—	—	—	—	—
Asfaltos	31.1	28.7	28.8	25.6	27.2	6.3
Lubricantes	6.0	5.2	4.9	5.5	5.4	(1.8)
Parafinas.....	1.3	1.2	1.0	0.9	1.0	11.1
Gas seco.....	41.8	39.0	37.4	51.3	49.9	(2.7)
Otros ⁽¹⁾	1.9	0.6	1.1	16.7	28.2	68.9
Total	84.5	74.7	73.3	100.1	111.7	11.6
Total de productos refinados	1,246.0	1,267.3	1,275.9	1,342.9	1,361.2	1.4

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Incluye aeroflex 1-2, coque y extracto furfural.

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

El combustóleo, las gasolinas automotrices y el diesel representaron la mayor parte de la producción de PR. En 2004, el combustóleo representó el 27%, las gasolinas el 34% y el diesel el 24% de la producción total de refinados. La turbosina representó el 5% y el gas licuado de petróleo el 2% de la producción total. El resto de la producción de PR consistió en una variedad de otros productos refinados.

Como resultado de la estrategia de invertir en tecnología para mejorar la calidad de los combustibles, PR incrementó su producción de gasolina sin plomo (incluyendo Pemex Premium). Toda la producción de gasolina automotriz, ahora, es gasolina sin plomo. También se introdujeron nuevos productos para mejorar la calidad del medio ambiente, tales como el Pemex Diesel, con 0.05% de contenido de azufre. La parte de Pemex Diesel como porcentaje del diesel total que PR produce, ha pasado de representar el 96% en 2000 al 98% en 2004.

Ventas en el País

Se comercializa una gama completa de productos refinados, incluyendo gasolina, turbosina, diesel, combustóleo y productos petroquímicos. PEMEX es uno de los pocos productores importantes de petróleo crudo en el mundo que enfrenta una demanda doméstica significativa de los productos refinados.

En el período de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2004, el valor de las ventas en el país de productos refinados de PR fue el siguiente:

Valor de las Ventas en el País⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004
	2000	2001	2002	2003	2004	vs. 2003
	(en millones de pesos constantes del 31 de diciembre de 2004) ⁽²⁾					(%)
Productos petrolíferos						
Gasolinas						
Pemex Magna.....	\$ 78,858.5	\$ 71,760.7	\$ 64,487.9	\$ 86,752.6	\$ 117,390.9	35
Pemex Premium.....	11,530.2	12,848.6	13,981.3	19,701.4	27,591.2	40
Gasaviones.....	136.4	132.6	141.0	139.6	119.7	(14)
Otras.....	221.8	205.8	138.1	91.0	90.9	—
Total.....	<u>90,746.7</u>	<u>84,947.7</u>	<u>78,748.3</u>	<u>106,684.7</u>	<u>145,192.7</u>	36
Querosenos						
Turbosina.....	8,064.7	6,713.1	5,842.7	7,755.4	10,951.1	41
Otros querosenos ...	119.8	147.7	149.6	123.4	130.5	6
Total.....	<u>8,184.5</u>	<u>6,860.8</u>	<u>5,992.3</u>	<u>7,878.8</u>	<u>11,081.5</u>	41
Diesel						
Pemex Diesel.....	36,676.1	32,597.9	28,600.6	39,199.8	51,675.9	32
Otros.....	9,089.9	7,329.8	5,422.0	8,762.8	9,797.3	12
Total.....	<u>45,766.0</u>	<u>39,927.9</u>	<u>34,022.5</u>	<u>47,962.6</u>	<u>61,473.2</u>	28
Combustóleo						
Total.....	40,460.5	32,673.2	30,045.3	33,146.3	31,528.8	(5)
Otros productos						
Combustible						
industrial.....	383.1	10.9	—	—	—	—
Asfaltos.....	1,989.7	1,788.5	2,038.4	2,472.0	2,857.8	16
Lubricantes.....	1,205.8	1,191.2	962.1	1,208.7	1,245.0	3
Parafinas.....	189.8	166.8	138.2	128.4	144.7	13
Otros ⁽³⁾	2.4	0.6	1.2	25.8	32.6	26
Total.....	<u>3,770.8</u>	<u>3,158.1</u>	<u>3,139.7</u>	<u>3,834.6</u>	<u>4,280.1</u>	12
Total petrolíferos.....	<u>\$188,928.4</u>	<u>\$ 167,567.7</u>	<u>\$ 151,948.2</u>	<u>\$199,507.3</u>	<u>\$253,556.4</u>	27
Petroquímicos⁽⁴⁾.....	\$658.3	\$812.3	\$615.8	\$984.4	\$1,687.7	71

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Excluye el IEPS y el IVA. (Ver II.2.F. -"Situación Tributaria").

(2) Se han recalculado los montos a pesos constantes del 31 de diciembre de 2004 aplicando para ello los factores de inflación, medidos por el INPC, del año correspondiente hasta el 31 de diciembre de 2004. Para los 4 años finalizados el 31 de diciembre de 2004, el factor de la inflación es la tasa promedio de inflación para cada uno de estos años.

(3) Incluye aeroflex 1-2, coque y extracto furfural. Desde 2003 los montos incluyen ventas de coque de la coquisadora de la Refinería Cadereyta, la cual inicio operaciones en 2003.

(4) Únicamente productos petroquímicos producidos por PR.

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

Los mayores consumidores de combustibles en México son la CFE y los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos. La CFE consumió aproximadamente el 77% de las ventas de combustóleo durante 2004, en cumplimiento con un contrato de suministro de combustóleo celebrado en noviembre de 1995 bajo el cual se acordó suministrar un mínimo de 270,000 barriles de combustóleo diarios. El precio por metro cúbico de combustóleo suministrado a la CFE se basa en el promedio de tres meses del precio spot por metro cúbico del combustóleo No. 6 (3% de azufre) en Houston, Texas, como fue cotizado por el estudio de mercado de Platt en los Estados Unidos ajustado considerando los diferenciales de calidad y costos de transporte. Además, el precio del combustóleo tiene un descuento, por margen comercial, sobre cada metro cúbico de combustóleo. En 2004, este descuento por volumen representó aproximadamente el 1.4% de las ventas totales de combustóleo a la CFE. El contrato puede darse por terminado por cualquiera de las partes con un aviso anticipado de seis meses. En 2004, la cantidad total que la CFE pagó a PR conforme a este contrato fue \$24,120 millones y representó el 9.5% de sus ingresos totales por ventas nacionales de productos petrolíferos.

En 2004 el valor de las ventas de petrolíferos en el país aumentó 27.1% ó \$54,049 millones, respecto a 2003, debido al incremento en el volumen de las ventas de 2.4%, a mayores ventas de productos de mayor valor agregado y a que los precios internacionales de productos petrolíferos aumentaron en un 33.1% durante el año. Por ejemplo, el precio de la gasolina automotriz aumentó un 37.9%, el precio del diesel automotriz aumentó 33.1% y el de la turbosina aumentó 42.2%.

En términos volumétricos, las ventas de gasolinas en 2004 aumentaron 5.9% en comparación con los niveles de 2003, pasando de 601.2 Mbd en 2003 a 636.7 Mbd en 2004. El volumen de ventas de diesel aumentó 2.7%, al pasar de 294.7 Mbd en 2003 a 302.7 Mbd en 2004. Por su parte el volumen de las ventas de combustóleo en el país disminuyó 6.2%, al pasar de 354.6 Mbd en 2003 a 332.5 Mbd en 2004, principalmente debido a una menor demanda por parte de la CFE, derivado de su programa de sustitución de combustóleo por gas natural.

El volumen de las ventas en el país de PR de productos refinados para el período de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2004, se distribuyó de la siguiente manera:

	Volumen de Ventas en el País					2004 vs. 2003 (%)
	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾					
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en Mbd, excepto donde se indique en otras unidades)					
Productos Petrolíferos						
Gasolinas						
Pemex Magna	472.3	476.5	476.5	500.2	525.5	5.1
Pemex Premium	58.9	73.9	88.5	100.1	110.4	10.3
Gasaviones	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	-
Otras	1.1	1.0	0.8	0.4	0.4	-
Total	<u>532.7</u>	<u>551.8</u>	<u>566.2</u>	<u>601.2</u>	<u>636.7</u>	<u>5.9</u>
Querosenos						
Turbosina	55.5	55.3	53.3	54.2	57.8	6.6
Otros querosenos	0.7	0.8	0.8	0.7	0.7	-
Total	<u>56.2</u>	<u>56.1</u>	<u>54.1</u>	<u>54.9</u>	<u>58.5</u>	<u>6.6</u>
Diesel						
Pemex Diesel	228.6	226.4	228.0	240.7	255.4	6.1
Otros	56.1	49.4	42.7	54.0	47.3	(12.4)
Total	<u>284.7</u>	<u>275.8</u>	<u>270.7</u>	<u>294.7</u>	<u>302.7</u>	<u>2.7</u>
Combustóleo						
Total	492.4	474.9	406.2	354.6	332.5	(6.2)
Otros productos						
Combustible industrial	2.3	-	-	-	-	-
Asfaltos	20.6	20.9	21.6	22.2	24.5	10.4
Lubricantes	6.4	5.5	5.2	5.7	5.7	-
Parafinas	1.3	1.2	1.1	1.0	1.1	10.0
Otros ⁽¹⁾	1.8	0.4	1.3	22.8	28.4	24.6
Total	<u>32.4</u>	<u>28.0</u>	<u>29.1</u>	<u>51.7</u>	<u>59.7</u>	<u>15.5</u>
Total petrolíferos	<u>1,398.4</u>	<u>1,386.7</u>	<u>1,326.2</u>	<u>1,357.1</u>	<u>1,390.0</u>	<u>2.4</u>
Petroquímicos⁽²⁾	201.1	301.6	235.3	272.3	286.0	5.0

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Incluye aeroflex 1-2, coque y extracto furfural. Desde 2003 los montos incluyen ventas de coque de la coquisadora de la Refinería Cadereyta, la cual inicio operaciones en 2003.

(2) En miles de toneladas métricas. Únicamente productos petroquímicos producidos por PR.

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

Desde 1998 las estaciones de servicio ofrecen gasolina sin plomo, grado regular y premium a lo largo de todo el país. Los esfuerzos por formar y fortalecer las marcas también han progresado durante los últimos cuatro años. El 100% de las estaciones de servicio independientes en México participan ahora en el programa de franquicias. A finales de 2004 había 6,732 estaciones de servicio en México, de las cuales 6,677 son propiedad privada y se operan como franquicias.

Inversiones

En los últimos diez años, PR ha enfocado su programa de inversiones al mejoramiento de la calidad de las gasolinas y el diesel para cumplir con las nuevas normas ambientales de México, mejorar su capacidad de proceso de petróleos pesados, con el fin de optimizar la mezcla de petróleo crudo en las refinerías, y aumentar la producción de gasolina y diesel para abastecer la creciente demanda a bajo costo,

en lugar de aumentar su capacidad de procesamiento general de petróleo crudo. En el mediano plazo PR seguirá importando gasolina sin plomo para satisfacer la demanda nacional. Durante 2004, PR importó aproximadamente 170.1Mbd de gasolina sin plomo, lo que representó 26.7% de la demanda nacional total ese año.

Inversiones Distintas a PIDIREGAS. En 2004 PR invirtió \$4,647 millones nominales que, al compararse con los \$5,744 millones nominales en 2003, representaron un decremento del 19%. PR invirtió 33% del monto total en expansiones y ampliaciones de refinerías, 12% en protección ambiental y seguridad industrial, 33% en mantenimiento y rehabilitación y 22% en adquisiciones y otros proyectos.

Proyecto Cadereyta. En noviembre de 1997 PR adjudicó un contrato por EUA\$1.6 mil millones para mejorar y reacondicionar la refinería de Cadereyta a Conproca, S.A. de C.V., un consorcio formado por SK Engineering & Construction Co., Ltd., Siemens AG y Triturados Basálticos y Derivados, S.A. de C.V. PEMEX espera que el proyecto aumente sustancialmente la producción de combustible limpio, en específico la gasolina y el diesel, lo cual permitirá a PR satisfacer los requerimientos de la demanda futura en el norte de México y cumplir con las regulaciones ambientales futuras. En noviembre de 2003 el proyecto estaba certificado con el 99.31% como completo y formalmente concluido. PR hace pagos de amortización semestrales el 15 de junio y el 15 de diciembre de cada año; el primero de ellos fue un pago de EUA\$53.2 millones el 15 de diciembre de 2000. Durante 2004 PR hizo pagos de amortización por EUA\$102.4 millones. Los pagos de amortización semestrales continuarán hasta el 15 de junio de 2010.

Proyecto Madero. En febrero de 1999 PR adjudicó un contrato por EUA\$1.2 mil millones para el proyecto de mejoramiento de la refinería de Madero a otro consorcio, PEMOPRO, S.A. de C.V., formado por SK Engineering & Construction Co. Ltd., Siemens AG y Triturados Basálticos y Derivados, S.A. de C.V. El costo total del proyecto fue de EUA\$1.8 mil millones e incluyó la construcción de diez plantas nuevas y el mejoramiento de otras siete en el complejo Madero, localizado en el Estado de Tamaulipas, en el noreste de México. Entre 1999 y 2004 el proyecto aumentó la capacidad de procesamiento de la refinería Madero de petróleo crudo pesado (Maya) en 63.0 Mbd, aumentó la producción de gasolina en 11.2 Mbd, aumentó la producción de destilados intermedios (diesel y turbosina) en alrededor de 4.0 Mbd y redujo la producción de combustible alto en azufre en 8.2 Mbd. El proyecto concluyó su construcción el 25 de octubre de 2002. Los pagos de amortización se hacen en abril, junio, octubre y diciembre de cada año. El primer pago de amortización por EUA\$136.5 millones se realizó en 2003 y el último se efectuará en 2022. En relación a este proyecto, durante 2004, PR hizo pagos de amortización por EUA\$136.5 millones.

Proyectos Tula y Salamanca. El 11 de noviembre de 1999 PR adjudicó los proyectos Tula y Salamanca a Samsung Ingeniería Tula, S.A. de C.V. / Siemens, S.A. de C.V. y a Samsung Ingeniería México, S.A. de C.V. / Siemens AG y Siemens S.A. de C.V., respectivamente, a través de un proceso de licitación internacional. Estos proyectos se dedicaron exclusivamente a aumentar la calidad de la gasolina, en tanto que los proyectos de Cadereyta y Madero fueron para aumentar las capacidades de procesamiento del petróleo crudo pesado por medio de la conversión residual. El periodo de construcción para los proyectos Tula y Salamanca duró 29 y 34 meses, respectivamente. Los costos totales fueron de EUA\$160.5 millones para el primero y EUA\$257.0 millones para el segundo. El proyecto Tula se terminó el 27 de agosto de 2002 y el de Salamanca el 9 de enero de 2003. Los primeros pagos de amortización por EUA\$22.0 millones para el proyecto Tula y por EUA\$33.6 millones para el proyecto Salamanca se efectuaron durante 2003 y los últimos se harán en 2022. Los pagos de amortización de Tula se hacen en febrero, abril y agosto de cada año y los de Salamanca en abril, junio, octubre y diciembre. Durante 2004 PR hizo pagos de amortización por EUA\$55.6 millones por ambos proyectos.

Proyecto Minatitlán. Este proyecto tiene como propósito aumentar la producción de gasolina y destilados intermedios de alta calidad y mejorar la mezcla de petróleo crudo. El proyecto consiste en seis paquetes de licitación, que se publicaron en 2003. PR adjudicó el primer contrato por \$379 millones nominales a la compañía Tradeco Infraestructura, S.A. de C.V., el 8 de diciembre de 2003, con un periodo de construcción aproximado de 19 meses. El segundo contrato se asignó a ICA Fluor Daniel, S. de R. L. de C.V., en octubre de 2004, por EUA\$684.4 millones, con un periodo de construcción de aproximadamente 42 meses. El tercer contrato se firmó en octubre de 2004 con Dragados, Proyectos Industriales de México, S.A. de C.V. y Dragados Industrial S.A., por EUA\$534.1 millones, con un periodo de construcción de aproximadamente 37 meses. El cuarto contrato se acreditó a Mina-Trico S. de R.L. de C.V., en febrero de 2005, por un monto de EUA\$317.0 millones, con una duración de 35 meses. El quinto contrato, firmado en enero de 2005 con Proyectos Ebramex, S. de R. L. de C.V., por EUA\$317.9 millones, con una duración de 37 meses. El sexto contrato, firmado por Samsung Engineering, Co. Ltd. en febrero de 2005; por EUA\$154 millones a completarse en 33 meses. Se espera concluir el proyecto en su totalidad en octubre de 2008.

Presupuesto de Inversión 2005. Para 2005 PR presupuestó \$7,079 millones para inversiones en PIDIREGAS. Además, consideró \$7,116 millones para inversiones en 2005 excluyendo erogaciones relacionadas con PIDIREGAS. PR invertirá 32% de la cantidad total en expandir y mejorar las refinerías, 21% en proyectos ambientales y de seguridad industrial, 35% en proyectos de mantenimiento y rehabilitación y 12% en otros proyectos y adquisiciones.

(iii) Gas y Petroquímica Básica

Gas Natural y Condensados

La producción promedio de gas natural de PEP se incrementó en 1.7%, de 4,498 MMpcd en 2003 a 4,573 MMpcd en 2004, en tanto que el promedio de gas natural húmedo procesado por PGPB se incrementó en 2.9%, de 3,853 MMpcd en 2003 a 3,963 MMpcd en 2004. La producción de gas natural asociada a la producción de petróleo crudo representó el 65.8% de la producción total de gas natural en 2004, el resto de la producción de gas natural consistió en extracción de campos portadores de reservas de gas natural. Aunque la producción de gas natural es más diversa geográficamente que la producción de petróleo crudo, 105 campos (16.7% de los 628 campos productores) generaron el 85.7% de toda la producción de 2004. De la producción total, el 34% se originó en la Región Marina, el 33% en la Región Sur y el restante 33% en la Región Norte.

Toda la producción de gas natural húmedo se procesa en las instalaciones de PGPB. Al cierre de 2004 PGPB contaba con 12 Complejos Procesadores de Gas.

Los siguientes Complejos Procesadores de Gas se ubican en la Región Sur:

- *Cactus*: Cuenta con 22 plantas de proceso que en conjunto produjeron en 2004, 680 MMpcd de gas seco, 24 Mbd de etano, 49 Mbd de gas licuado, 23 Mbd de gasolina natural y 294 mil toneladas de azufre.
- *Ciudad Pemex*: Cuenta con 8 plantas de proceso que en conjunto produjeron 773 MMpcd de gas seco y 236 mil toneladas de azufre en 2004.
- *La Cangrejera*: Cuenta con 2 plantas de proceso que en conjunto produjeron 34 Mbd de etano, 43 Mbd de gas licuado y 11 Mbd de gasolina natural en 2004.
- *Morelos*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 32 Mbd de etano, 42 Mbd de gas licuado y 9 Mbd de gasolina natural en 2004.
- *Nuevo Pemex*: Cuenta con 13 plantas de proceso que en conjunto produjeron 913 MMpcd de gas seco, 28 Mbd de etano, 76 Mbd de gas licuado, 37 Mbd de gasolina natural y 204 mil toneladas de azufre en 2004.
- *Pajaritos*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 9 Mbd de etano en 2004.
- *La Venta*: Cuenta con 2 plantas de proceso que en conjunto produjeron 161 MMpcd de gas seco en 2004.
- *Matapionche*: Cuenta con 5 plantas de proceso que en conjunto produjeron 72 MMpcd de gas seco, 2 Mbd de gas licuado, 1 Mbd de gasolina natural y 12 mil toneladas de azufre en 2004.

Los siguientes Complejos Procesadores de Gas se localizan en la Región Norte:

- *Reynosa*: Cuenta con 2 plantas de proceso que en conjunto produjeron 215 MMpcd de gas seco, 1 Mbd de etano, 5 Mbd de gas licuado, 6 Mbd de gasolina natural y 2 Mbd de otros productos en 2004.
- *Poza Rica*: Cuenta con 4 plantas de proceso que en conjunto produjeron 74 MMpcd de gas seco, 4 Mbd de etano, 2 Mbd de gas licuado, 1 Mbd de gasolina natural y 9 mil toneladas de azufre en 2004.

- *Arenque*: Cuenta con 3 plantas de proceso que en conjunto produjeron 32 MMpcd de gas seco, 1 Mbd líquidos de dióxido de carbono y 4 mil toneladas de azufre en 2004.
- *Burgos*: Cuenta con 3 plantas de proceso que en conjunto produjeron 224 MMpcd de gas seco, 6 Mbd de gas licuado y 3 Mbd de gasolina natural en 2004.

La siguiente tabla muestra el proceso total de gas natural húmedo, de condensados y la producción en PGPB, para el período de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2004.

Proceso de Gas Natural Húmedo, Condensados y Producción⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 vs. 2003 (%)
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en MMpcd, excepto en donde se indiquen otras unidades)					
Proceso						
Gas húmedo.....	3,691	3,677	3,770	3,853	3,963	2.9
Gas amargo.....	3,220	3,227	3,260	3,360	3,349	(0.3)
Gas dulce ⁽²⁾	471	450	510	492	614	24.8
Condensados ⁽³⁾	101	105	94	95	107	12.6
Extracción de líquidos del gas natural.....	3,710	3,693	3,746	3,829	3,925	2.5
Gas húmedo.....	3,536	3,526	3,600	3,689	3,803	3.1
Reprocesos ⁽⁴⁾	174	166	146	141	123	(12.8)
Producción						
Gas seco ⁽⁵⁾	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3.8
Líquidos de gas natural ⁽⁶⁾⁽⁷⁾ ..	445	443	418	428	451	5.4
Gas licuado de petróleo ⁽⁶⁾	204	206	205	212	225	6.1
Etano ⁽⁶⁾	156	147	127	125	133	6.4
Gasolina natural ⁽⁶⁾⁽⁸⁾	85	88	84	86	90	4.7
Azufre ⁽⁹⁾	661	684	703	757	759	0.3

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Excluye las operaciones de PEP. PEP produjo un total de 4,573 MMpcd de gas natural en 2004.

(2) Incluye vapores dulces de condensados.

(3) Incluye corrientes internas.

(4) Reprocesos de gas seco del gasoducto en varias plantas criogénicas.

(5) No incluye el etano reinyectado al gasoducto.

(6) En miles de barriles por día.

(7) Incluye condensados estabilizados, corrientes de reproceso del complejo petroquímico La Cangrejera y otras corrientes para fraccionamiento.

(8) Incluye pentanos.

(9) En miles de toneladas.

Fuente: Base de Datos Institucional (BDI-PGPB).

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de plantas de proceso en PGPB, para el período de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2004:

Capacidad Instalada de Plantas de Proceso

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2000	2001	2002	2003	2004
	(en MMpcd, excepto donde se indiquen otras unidades)				
Plantas Endulzadoras					
Condensados amargos ⁽¹⁾⁽²⁾	192	144	144	144	144
Gas natural amargo ⁽²⁾⁽³⁾	3,753	3,923	4,173	4,503	4,503
Plantas de recuperación de líquidos de gas natural					
Criogénicos ⁽⁴⁾	4,559	4,559	4,559	4,592	4,992
Absorción ⁽³⁾⁽⁵⁾	475	475	475	554	554
Total	5,034	5,034	5,034	5,146	5,546
Fraccionamiento de líquidos de gas natural⁽¹⁾⁽³⁾⁽⁵⁾	554	554	563	569	574
Procesamiento de ácido sulfhídrico⁽⁶⁾	216	219	219	219	219

(1) En Mbd.

(2) En 2001, 2 plantas endulzadoras de condensados amargos de Ciudad Pemex fueron modificadas para procesar gas húmedo amargo. En 2002, las plantas endulzadoras de gas amargo N°1 y N° 2 de Ciudad Pemex incrementó su capacidad instalada de proceso de 400 a 525 MMpcd. En 2003 inició operaciones una planta endulzadora de gas amargo, en el Complejo Arenque, con capacidad de 34 MMpcd.

(3) En 2003, como resultado de la revisión de la capacidad instalada que llevó a cabo PGPB, se realizaron ajustes en la capacidad de las plantas de proceso de gas natural amargo, absorción y fraccionamiento de líquidos, como se muestran en la tabla.

(4) Incluye la planta criogénica del Centro Procesador de Gas La Cangrejera. En 2003 inició operaciones una planta criogénica en el Complejo Arenque con capacidad instalada de proceso de 33 MMpcd. En 2004, dos plantas criogénicas modulares iniciaron operaciones en el CPG. Burgos con capacidad instalada de proceso de 200 MMpcd cada una.

(5) En 2002, la planta fraccionadora de La Cangrejera aumentó su capacidad instalada de proceso de 104 Mbd a 113 Mbd. En 2004, una planta fraccionadora de líquidos inició operaciones en el Complejo Burgos con capacidad instalada de proceso de 5.7 Mbd.

(6) En 2003, una planta recuperadora de azufre inició operaciones en el Complejo Arenque con capacidad instalada de producción de azufre de 13 toneladas por día.

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

El consumo nacional de gas seco fue de 4,813 MMpcd en 2004, 4.3% superior al consumo nacional en 2003 de 4,615 MMpcd. Las compañías subsidiarias consumieron aproximadamente el 43% del total del consumo nacional de gas seco en 2004 mientras que el sector industrial-distribuidor consumió el 25% y el sector eléctrico consumió el 32%.

PGPB importó gas seco para satisfacer el déficit en la producción y para cubrir la demanda en las áreas del norte de México que, debido a su distancia de los campos, pueden abastecerse con mayor eficiencia importando gas de los Estados Unidos. En 2004 se importaron 766 MMpcd de gas seco, un incremento del 1.2% respecto a los 757 MMpcd que se importaron en 2003.

PGPB también produce hidrocarburos líquidos obtenidos del gas natural dulce y procesa condensados amargos y dulces de PEP para producir líquidos estabilizados, además recupera líquidos de corrientes internas e hidrocarburos condensados en ductos de gas natural amargo. La producción total de líquidos del gas natural, incluyendo condensados estabilizados y reprocesos y otras corrientes de fraccionamiento, se incrementó un 5.4%, de 428 Mbd en 2003 a 451 Mbd en 2004, debido a la mayor disponibilidad de gas húmedo por parte de PEP.

PGPB procesa condensados amargos con alto contenido de azufre, para producir condensados dulces estabilizados. El volumen de condensados amargos procesados de PEP y corrientes internas de PGPB alcanzó los 100 Mbd en 2004, volumen 12.4% mayor al registrado en 2003. De estas cantidades, 87 Mbd (87%) resultaron en condensados estabilizados durante 2004 y 76 Mbd (85%) resultaron en condensados estabilizados durante 2003. PGPB también procesa condensados dulces en sus instalaciones de Reynosa y Burgos para producir gas licuado, solventes, gasolinas naturales y gasolina pesada.

Cabe mencionar, que con el fin de recuperar los hidrocarburos líquidos asociados a la producción de gas natural en la cuenca de Burgos y asegurar un suministro confiable de gas natural en México, en los meses de marzo y mayo de 2004 iniciaron operaciones dos plantas criogénicas modulares, con capacidad de proceso de 200 MMpcd de gas húmedo dulce, cada una, así como una planta fraccionadora de líquidos con una capacidad de procesamiento de 6 Mbd. Adicionalmente, en octubre 2004 y abril de 2005, PGPB firmó contratos para la construcción de la tercera y cuarta planta criogénica, las cuales al igual que las primeras dos, tendrán una capacidad de proceso de 200 MMpcd de gas húmedo dulce cada una y estarán ubicadas en Burgos.

A continuación se describe el valor de las ventas en el país de productos de PGPB para los años 2000 a 2004:

Valor de las Ventas en el País de Pemex-Gas y Petroquímica Básica⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004
	2000	2001	2002	2003	2004	vs. 2003
	(en millones de pesos constantes del 31 de diciembre de 2004)					(%)
Gas Natural.....	\$ 33,306.9	\$ 34,163.2	\$ 34,099.4	\$ 54,916.9	\$ 69,195.4	26.0
Gas licuado de petróleo	34,362.2	34,651.3	29,402.2	39,539.5	42,662.9	7.9
Petroquímicos						
Hexano.....	139.0	168.5	150.7	233.4	286.0	22.5
Agentes disolventes	314.4	445.5	240.0	45.1	62.4	38.4
Azufre.....	157.7	86.0	124.3	208.4	189.0	(9.3)
Negro de humo.....	253.8	141.9	152.6	294.4	371.0	26.0
Pentanos	35.4	3.2	53.3	24.8	46.3	86.7
Heptano.....	26.9	29.1	22.8	32.3	41.6	28.8
Butano.....	42.6	46.3	41.0	58.7	69.7	18.7
Propano.....	30.5	27.6	21.1	30.0	40.8	36.0
Isobutano.....	9.0	7.5	2.8	0.4	—	(100.0)
Otros	154.6	185.9	125.5	8.4	13.8	64.3
Total de Petroquímicos ...	1,164.0	1,141.3	934.6	935.8	1,120.6	19.7
Total.....	<u>\$ 68,833.1</u>	<u>\$ 69,956.0</u>	<u>\$ 64,436.2</u>	<u>\$ 95,392.2</u>	<u>\$112,978.8</u>	18.4

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Excluye el IVA.

Fuente: Pemex BDI

Subsidiarias de Pemex-Gas y Petroquímica Básica

PGPB realiza ciertas actividades de administración, bienes raíces y distribución por medio de sus subsidiarias. La siguiente tabla relaciona las subsidiarias de PGPB, sus principales actividades operativas y el porcentaje de participación accionaria de PGPB:

Subsidiarias de Pemex-Gas y Petroquímica Básica⁽¹⁾⁽²⁾

Subsidiaria	Principal Actividad	Porcentaje de Participación Accionaria
Mex Gas International, Ltd.	Compañía matriz	100.00
Pasco Terminals, Inc.	Almacenamiento y distribución de azufre líquido.....	100.00
Pasco International, Ltd.	Compañía matriz	100.00
Pan American Sulphur, Ltd.	Almacenamiento y distribución de ácido sulfúrico y destilados.....	99.87
Terrenos para Industrias, S.A.	Compañía matriz de bienes raíces.....	100.00

(1) Hasta el 31 de diciembre de 2004.

(2) Mex Gas Internacional, Ltd. es la única subsidiaria de PGPB que es una compañía subsidiaria consolidada. Ver Nota 2 (c) de los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX, incluidos en este documento.

Fuente: PGPB.

La siguiente tabla relaciona los joint ventures (inversión mancomunada) de PGPB, sus principales actividades operativas y el porcentaje de participación accionaria de PGPB:

Joint Ventures de Pemex-Gas y Petroquímica Básica⁽¹⁾

Subsidiaria	Principal Actividad	Porcentaje de Participación Accionaria
Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas.....	50.00
CH4 Energía, S.A. de C.V.	Comercio de gas.....	50.00

(1) Hasta el 31 de diciembre de 2004.
Fuente: PGPB.

Participación del Sector Privado en la Distribución de Gas Natural

La Ley Reglamentaria, cuyas modificaciones entraron en vigor el 12 de mayo de 1995, establece que compañías del sector privado y del sector social, con autorización del Gobierno Federal, pueden almacenar, distribuir y transportar gas natural; y pueden construir, tener en propiedad y operar gasoductos de gas natural, instalaciones y equipo. El Reglamento de Gas Natural que se derivó de estas modificaciones entró en vigor el 9 de noviembre de 1995.

Desde 1997, la Ley Reglamentaria requiere que se dé acceso al sector privado al sistema de transporte para distribución, eliminando los derechos exclusivos que se tenían anteriormente sobre las líneas de distribución. Continúa la comercialización de gas natural y el desarrollo de sistemas de almacenamiento para gas natural.

En 1996, la *Comisión Reguladora de Energía* aprobó el Programa de Acceso Gradual para 1996-1997, el cual requirió dar acceso al sector privado a ciertos activos de distribución. Como resultado, se han privatizado los activos de distribución de PGPB ubicados en Chihuahua, Cuauhtémoc-Anáhuac, Ciudad Juárez, Hermosillo, Toluca, Río Pánuco, norte de Tamaulipas, Distrito Federal, Valle Cuautitlán-Texcoco, Saltillo, Nuevo Laredo, Querétaro y Monterrey. A partir de 1999, todos los gasoductos de distribución de gas natural se abrieron al uso del sector privado y no quedaron más activos de distribución de los cuales deshacerse en cumplimiento del programa, aunque una parte de estos activos todavía se mantiene bajo la administración de PGPB.

Programa de Fijación de Precios del Gas Licuado de Petróleo

El 27 de febrero de 2003, el Presidente de la República emitió un Decreto que estableció los precios máximos para la venta de primera mano y para la venta a usuarios finales del gas licuado de petróleo como parte de un programa del Gobierno Federal para estabilizar los precios de este producto. El propósito del programa es moderar el efecto de la volatilidad del precio de este producto en favor de los consumidores. De acuerdo con lo establecido en el Decreto, la Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía y considerando la opinión de la SHCP, establece la metodología para la determinación del precio de venta de primera mano y la Secretaría de Economía fija el precio máximo de venta de este producto al usuario final. El decreto termina el 31 de diciembre de 2005.

Inversiones

PGPB invirtió \$2,498 millones nominales en 2004, comparado con los \$3,253 millones nominales invertidos en 2003, en proyectos principalmente relacionados con el proceso del gas natural y los condensados, el transporte y almacenamiento. En 2005 el Gobierno Federal aprobó erogaciones por \$1,524 millones nominales para la inversión en PIDIREGAS para PGPB. Además de esto, se han presupuestado \$2,884 millones nominales para gastos de inversión no relacionados con PIDIREGAS para PGPB.

(iv) Petroquímica

Capacidad

PPQ cuenta con siete complejos petroquímicos y una unidad petroquímica. El Complejo Petroquímico Camargo operó intermitentemente desde enero de 1999 hasta que terminó operaciones en abril de 2002 y la Unidad Petroquímica Reynosa no ha producido desde agosto de 1998. PPQ actualmente cuenta con 51 plantas incluyendo aquellas que no están produciendo. Cuenta con una capacidad total instalada suficiente para producir 12.55 millones de toneladas anuales de productos petroquímicos, en el año 2004 esta cifra fue superior en 0.4% con respecto a los 12.50 millones de toneladas anuales reportadas como capacidad instalada en 2003; esto debido a la ampliación de dos trenes de polietileno de baja densidad en la Petroquímica La Cangrejera. La capacidad total de producción de PPQ durante los últimos cinco años se distribuyó entre sus instalaciones como sigue:

Capacidad Total de PPQ

Instalaciones Petroquímicas	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2000	2001	2002	2003	2004
	(en miles de toneladas)				
Cosoleacaque	4,696	4,736	4,998	4,975	4,975
La Cangrejera	2,873	2,297	2,427	3,205	3,255
Morelos	2,031	2,134	2,107	2,263	2,263
Pajaritos	1,066	1,066	1,021	1,021	1,021
Escolín	333	337	337	337	337
San Martín Texmelucan	246	260	268	288	288
Camargo	297	297	333	333	333
Tula	60	62	71	76	76
Otros	45	— ⁽¹⁾	—	—	—
Total	<u>11,647</u>	<u>11,189</u>	<u>11,561</u>	<u>12,496</u>	<u>12,546</u>

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Refleja el cierre de dos plantas en la unidad en Reynosa en 2001.

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

Producción

PPQ fabrica diferentes productos petroquímicos no básicos, incluyendo:

- derivados del metano, como amoníaco y metanol;
- derivados del etano, como etileno, polietilenos, monómero de cloruro de vinilo y óxido de etileno;
- aromáticos y sus derivados, como estireno, tolueno, xilenos y paraxileno;
- propileno y sus derivados, como acrilonitrilo; y
- otros productos, como oxígeno, nitrógeno, hexano y heptano.

La producción total anual de petroquímicos en PEMEX se incrementó en 4.2% de 10,298 miles de toneladas en el 2003 a 10,731 miles de toneladas en el 2004. De esa cantidad PPQ produjo 6,223 miles de toneladas, lo cual representa un incremento del 2.3% de su producción con respecto a las 6,085 miles de toneladas producidas en el año 2003; esto debido en parte a la conclusión de los trabajos de ampliación de dos de sus tres trenes de polietileno de baja densidad en la Petroquímica La Cangrejera, terminación de ampliaciones a 600 mil toneladas anuales en las plantas de etileno en las Petroquímicas Morelos y La Cangrejera y la reoperación de la planta de paraxileno en la Petroquímica La Cangrejera. Para información sobre la producción de petroquímicos de PGPB (Ver II.2.A. (III)-"Gas y Petroquímica Básica").

La producción de petroquímicos de PPQ en los últimos dos años ha mostrado un ligero incremento, sin embargo se mantiene a niveles de producción debajo de los registrados en 2000 debido a condiciones adversas del mercado de productos petroquímicos en México. La siguiente tabla resume la producción anual relacionada con las principales actividades petroquímicas durante los cinco años que finalizaron el 31 de diciembre de 2004:

Producción de Pemex-Petroquímica

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004
	2000	2001	2002	2003	2004	vs. 2003
	(en miles de toneladas)					(%)
Líquidos						
Hexanos.....	54	62	57	70	66	(5.7)
Heptanos.....	15	13	8	18	11	(38.9)
Total.....	69	75	65	88	77	(12.5)
Otros Insumos						
Oxígeno.....	413	380	376	399	418	4.8
Nitrógeno.....	105	96	109	106	112	5.7
Hidrógeno.....	2	-	-	167	162	(3.0)
Total.....	520	476	485	672	692	3.0
Petroquímicos						
Derivados del metano.....	2,271	1,752	1,663	1,383	1,668	20.6
Derivados del etano.....	2,636	2,408	2,309	2,218	2,073	(6.5)
Aromáticos y derivados.....	667	642	670	795	1,222	53.7
Propileno y derivados.....	180	127	115	125	116	(7.2)
Otros.....	359	396	467	723	328	(54.6)
Total.....	6,113	5,325	5,224	5,244	5,406	3.1
Otros productos						
Ácido Clorhídrico.....	107	87	92	66	38	(42.4)
Ácido Muriático.....	27	31	24	14	11	(21.4)
Total.....	134	118	116	81	49	(39.5)
Total	6,836	5,994	5,889	6,085	6,223	2.3

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

Inversiones

PPQ invirtió \$1,598 millones nominales en 2004, comparado con los \$1,627 millones nominales que invirtió en 2003, principalmente en proyectos de ampliación de capacidad de la cadena de derivados del etano tales como polietileno de baja densidad y monocloruro de vinilo. Para el 2005 espera invertir \$2,227 millones nominales en proyectos distintos a PIDIREGAS y \$266 millones nominales en PIDIREGAS. Estos proyectos están encaminados principalmente a proyectos de la cadena de derivados del etano como son la terminación de la ampliación del tercer tren de polietileno de baja densidad en la Petroquímica La Cangrejera, ampliación de la planta de etileno a 850 mil toneladas anuales y terminación de la construcción de una planta SWING de polietileno de alta densidad/polietileno lineal de baja densidad de 300 mil toneladas anuales en la Petroquímica Morelos.

Adicionalmente, PPQ está analizando opciones para desarrollar el Proyecto Fénix con participación de capital privado. Todas estas opciones incluyen la construcción de algunos nuevos complejos y la renovación de los complejos petroquímicos La Cangrejera y Morelos. La definición del alcance final del proyecto está sujeto a las negociaciones con los socios potenciales.

Ventas en el País

En 2004 el valor de las ventas nacionales de los productos petroquímicos de PPQ fue de \$16,413 millones, siendo éstas mayores en 44% respecto a los \$11,411 millones de 2003 (en pesos constantes del 2004). Este incremento se debió principalmente al ciclo petroquímico reflejado en los precios de venta interna de algunos de los productos fabricados por PPQ, como son los polietilenos, óxido de etileno, amoniaco y algunos aromáticos; por mayores volúmenes de venta, PPQ se vio favorecido al cambiar de esquema en el tren de aromáticos para dejar de producir reformado pesado y producir paraxileno (poniendo en operación nuevamente la planta de paraxileno en el complejo petroquímico La Cangrejera) esto para aprovechar la oportunidad de precio en este producto; otros productos que tuvieron mayores volúmenes de venta fueron el amoniaco y los polietilenos.

Durante el período de cinco años que finalizó el 31 de diciembre de 2004, el valor de las ventas en el país de PPQ se distribuyó como se muestra en la siguiente tabla (las ventas de productos petroquímicos por parte de PGPB y PR están incluidas en sus respectivas secciones).

Valor de las Ventas en el País ⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 vs. 2003 (%)
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en millones de pesos constantes del 31 de diciembre de 2004) ⁽²⁾					
Productos Petroquímicos						
Derivados del metano.....	\$ 1,869.7	\$1,699.0	\$1,231.8	\$ 1,757.3	\$ 2,168.2	23.4
Derivados del etano.....	7,128.5	5,641.9	4,560.3	6,645.0	8,327.1	25.3
Aromáticos y derivados	2,004.8	1,462.8	1,475.9	2,050.2	4,654.9	127.0
Propileno y derivados	972.8	541.1	591.7	816.4	1,116.9	36.8
Otros.....	38.6	46.1	97.8	141.6	145.8	3.0
Total	<u>\$12,014.4</u>	<u>\$ 9,390.9</u>	<u>\$7,957.6</u>	<u>\$11,410.5</u>	<u>\$16,412.9</u>	43.8

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Excluye al IVA.

(2) Se han recalculado los montos a pesos constantes del 31 de diciembre de 2004 aplicando para ello los factores de inflación, medidos por el INPC, del año correspondiente hasta el 31 de diciembre de 2004. Para los 4 años finalizados el 31 de diciembre de 2004, el factor de la inflación es la tasa promedio de inflación para cada uno de estos años.

Fuente: Base de Datos Institucional (Pemex BDI).

Participación del Sector Privado en el Sector de Petroquímica

PPQ y Petróleos Mexicanos y en algunos casos PR son los accionistas de las siguientes siete subsidiarias que mantienen los activos y pasivos relacionados con la producción de petroquímicos no básicos y también las propiedades correspondientes a cada complejo o planta:

- *Petroquímica Cosoleacaque, S.A. de C.V.;*
- *Petroquímica Escolín, S.A. de C.V.;*
- *Petroquímica Tula, S.A. de C.V.;*
- *Petroquímica Camargo, S.A. de C.V.;*
- *Petroquímica La Cangrejera, S.A. de C.V.;*
- *Petroquímica Morelos, S.A. de C.V.;* y
- *Petroquímica Pajaritos, S.A. de C.V.*

El 15 de septiembre de 2004 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación una resolución en donde la Secretaría de Energía autorizó llevar a cabo la fusión de las siete subsidiarias de PPQ en PPQ. Dicha fusión también fue autorizada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. PPQ espera que la fusión se lleve a cabo en junio de 2005 o en las siguientes semanas.

(v) Comercio Internacional

El Grupo PMI

El Grupo PMI realiza actividades de comercialización internacional de los productos de PEMEX, excepto el gas natural, el cual es comercializado directamente por PGPB. El objetivo principal del Grupo PMI es ayudar a maximizar la rentabilidad y optimizar las operaciones a través del comercio internacional, facilitando el vínculo con los mercados internacionales y buscando oportunidades de negocios en la comercialización de productos elaborados o requeridos por PEMEX. El Grupo PMI lleva a cabo la venta en los mercados internacionales de petróleo crudo y productos derivados del petróleo y adquiere en los mercados externos aquéllos que se requieren para cubrir la demanda interna. Las ventas y compras de productos derivados del petróleo (refinados, petroquímicos y gas licuado de petróleo) en los mercados internacionales se realizan a través de PMI Trading. PMI Trading también realiza operaciones con terceros, operaciones de fletamento y de administración de riesgos.

Exportaciones e Importaciones

PMI compra petróleo crudo a PEP y lo vende a sus clientes. PMI vendió un promedio de 1,870 Mbd de petróleo crudo en 2004, lo que representó un 55.3% del total de la producción de petróleo crudo.

Las siguientes tablas muestran la composición y precio promedio de la mezcla mexicana para los períodos indicados:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre									
	2000		2001		2002		2003		2004	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
Exportaciones de petróleo crudo (por volumen)										
Olmeca (Gravedad API de 38°-39°).....	398	25	317	18	245	14	216	12	221	12
Istmo (Gravedad API de 32°-33°)	110	7	87	5	46	3	25	1	27	1
Maya (Gravedad API de 21°-22°)	1,086	68	1,332	76	1,398	82	1,590	86	1,608	86
Altamira (Gravedad API de 15.0°-16.5°)....	<u>11</u>	<u>1</u>	<u>20</u>	<u>1</u>	<u>17</u>	<u>1</u>	<u>14</u>	<u>1</u>	<u>13</u>	<u>1</u>
Total	<u>1,604</u>	<u>100</u>	<u>1,756</u>	<u>100</u>	<u>1,705</u>	<u>100</u>	<u>1,844</u>	<u>100</u>	<u>1,870</u>	<u>100</u>

Notas: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

La gravedad API se refiere a la gravedad específica o densidad de los productos líquidos de petróleo medidos en grados bajo la escala del Instituto Americano del Petróleo. Bajo la escala API, el petróleo con la menor gravedad específica tiene la gravedad API más alta. Además, si todas las variables se mantienen igual, cuanto mayor sea la gravedad API, mayor será el valor del petróleo crudo.

Fuente: PMI, cifras operativas

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2000	2001	2002	2003	2004
	(dólares por barril)				
Precios del Petróleo Crudo					
Olmeca	EUA\$29.00	EUA\$23.96	EUA\$24.87	EUA\$29.32	EUA\$39.34
Istmo	27.87	22.27	23.48	28.08	38.04
Maya	22.99	17.19	20.89	24.13	29.82
Altamira	19.67	12.75	19.41	22.81	28.12
Precio promedio ponderado de la mezcla.....	EUA\$24.79	EUA\$18.61	EUA\$21.52	EUA\$24.78	EUA\$31.05

Fuente: PMI, cifras operativas

La siguiente tabla muestra la distribución geográfica de las ventas al exterior de petróleo crudo de PMI desde el 1° de enero de 2000 hasta el 31 de diciembre de 2004, así como, la distribución de exportaciones por tipo de crudo:

Composición y Distribución Geográfica de las Exportaciones de Petróleo Crudo

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre									
	2000		2001		2002		2003		2004	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
Exportación de Petróleo Crudo por PMI:										
Estados Unidos y Canadá.....	1,230	77	1,349	77	1,360	80	1,467	80	1,510	81
Europa.....	185	12	184	10	181	11	176	10	178	10
América Central y del Sur.....	149	9	179	10	117	7	137	7	145	8
Lejano Oriente.....	40	2	37	2	47	3	63	3	36	2
África.....	—	—	6	—	—	—	1	—	—	—
Total.....	<u>1,604</u>	100	<u>1,756</u>	100	<u>1,705</u>	100	<u>1,844</u>	100	<u>1,870</u>	100
Olmeca (gravedad API de 38°-39°)										
Estados Unidos y Canadá.....	378	24	292	17	225	13	195	11	208	11
Otros.....	19	1	25	1	20	1	21	1	14	1
Total.....	<u>398</u>	25	<u>317</u>	18	<u>245</u>	14	<u>216</u>	12	<u>221</u>	12
Istmo (gravedad API de 32°-33°)										
Estados Unidos y Canadá.....	68	4	56	3	29	2	11	1	6	—
Otros.....	41	3	31	2	17	1	14	1	22	1
Total.....	<u>110</u>	7	<u>87</u>	5	<u>46</u>	3	<u>25</u>	1	<u>27</u>	1
Maya (gravedad API de 21°-22°)										
Estados Unidos y Canadá.....	773	48	982	56	1,090	64	1,247	68	1,283	69
Otros.....	313	19	350	20	308	18	342	19	325	17
Total.....	<u>1,086</u>	68	<u>1,331</u>	76	<u>1,398</u>	82	<u>1,590</u>	86	<u>1,608</u>	86
Altamira (gravedad API de 15.0°-16.5°)										
Estados Unidos y Canadá.....	11	1	20	1	17	1	14	1	13	1
Otros.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total.....	<u>11</u>	1	<u>20</u>	1	<u>17</u>	1	<u>14</u>	1	<u>13</u>	1

Notas: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

La gravedad API se refiere a la gravedad específica o densidad de los productos líquidos de petróleo medidos en grados bajo la escala del Instituto Americano del Petróleo. Bajo la escala API, el petróleo con la menor gravedad específica tiene la gravedad API más alta. Además, si todas las variables se mantienen iguales, cuanto mayor sea la gravedad API, mayor será el valor del petróleo crudo.

Fuente: PMI, cifras operativas

La siguiente tabla muestra el volumen promedio de las exportaciones e importaciones de petróleo crudo, gas natural y productos derivados del petróleo para los años que se indican:

Volumen de Exportaciones e Importaciones

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 vs. 2003
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en Mbd, excepto donde se indiquen otras unidades)					(%)
Exportaciones						
Petróleo Crudo						
Olmecca	397.6	317.4	244.8	215.6	221.4	2.7
Istmo	109.8	86.8	45.8	24.9	27.4	10.0
Altamira	10.6	19.5	16.9	13.7	13.4	(2.2)
Maya	<u>1,085.8</u>	<u>1,331.9</u>	<u>1,397.6</u>	<u>1,589.6</u>	<u>1,608.1</u>	<u>1.2</u>
Total de petróleo crudo	1,603.7	1,755.7	1,705.1	1,843.9	1,870.3	1.4
Gas Natural ⁽¹⁾	3.5	3.7	4.4	—	—	—
Productos Refinados.....	112.5	102.5	155.9	178.9	151.8	(15.1)
Productos Petroquímicos ⁽²⁾	1,123.9	794.0	801.7	834.8	915.7	9.7
Importaciones						
Gas Natural ⁽³⁾	231.4	292.2	592.5	756.9	766.0	1.2
Productos Refinados.....	445.5	382.0	349.9	287.2	310.5	8.1
Productos Petroquímicos ⁽²⁾	444.4	280.3	295.3	532.4	276.6	(48.0)

Nota: Las cifras de volumen están sujetos a ajustes por contenido de agua.

(1) Equivalente de combustóleo.

(2) Miles de toneladas métricas.

(3) Millones de pies cúbicos diarios

Fuente: PMI, cifras operativas basadas en condiciones de compra-venta (INCOTERM) y PGPB.

Las exportaciones de crudo se incrementaron 1.4% en 2004, de 1,843.9 Mbd en 2003 a 1,870.3 Mbd en 2004, como resultado de una mayor disponibilidad por un menor consumo interno. Las importaciones de gas natural se incrementaron en 1.2% en 2004, pasando de 756.9 MMpcd en 2003 a 766.0 MMpcd en 2004, en virtud del incremento de la demanda nacional de gas natural. Debido a este incremento no se realizaron exportaciones de gas natural en 2004. En 2004 las exportaciones de productos petroquímicos por volumen crecieron 9.7%, de 834.8 miles de toneladas métricas en 2003 a 915.7 miles de toneladas métricas en 2004, mientras que el volumen de las importaciones de productos petroquímicos disminuyeron un 48.0%, de 532.4 miles de toneladas métricas en 2003 a 276.6 miles de toneladas métricas en 2004. En 2004 las exportaciones de productos refinados por volumen decrecieron 15.2%, de 178.9 Mbd en 2003 a 151.8 Mbd en 2004, mientras las importaciones de productos refinados por volumen crecieron un 8.1%, de 287.2 Mbd en 2003 a 310.5 Mbd en 2004.

La siguiente tabla muestra el valor de las exportaciones e importaciones de petróleo crudo, gas natural y productos derivados del petróleo para los años que se indican:

Valor de Exportaciones e Importaciones ⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 vs. 2003 (%)
	2000	2001	2002	2003	2004	
	(en millones de dólares)					
Exportaciones						
Olmecca.....	EUA\$ 4,219.9	EUA\$ 2,775.7	EUA\$ 2,222.9	EUA\$ 2,307.7	EUA\$ 3,187.9	38.1
Istmo.....	1,119.5	705.9	392.5	255.4	380.9	49.1
Altamira.....	76.2	90.9	119.6	114.5	138.2	20.7
Maya.....	<u>9,137.2</u>	<u>8,355.1</u>	<u>10,657.2</u>	<u>13,998.7</u>	<u>17,550.8</u>	25.4
Total de petróleo crudo ⁽²⁾ ...	EUA\$14,552.9	EUA\$ 11,927.6	EUA\$13,392.2	EUA\$16,676.3	EUA\$21,257.8	27.5
Gas Natural.....	48.8	47.8	4.0	—	—	—
Productos refinados.....	1,167.8	896.5	1,288.1	1,743.4	2,036.8	16.8
Productos petroquímicos.....	<u>280.3</u>	<u>145.2</u>	<u>145.3</u>	<u>186.0</u>	<u>250.8</u>	34.8
Total de productos.....	EUA\$ 1,496.9	EUA\$ 1,089.5	EUA\$ 1,437.4	EUA\$ 1,929.4	EUA\$ 2,287.6	18.6
Exportaciones totales.....	<u>EUA\$16,049.8</u>	<u>EUA\$ 13,017.1</u>	<u>EUA\$14,829.6</u>	<u>EUA\$18,605.7</u>	<u>EUA\$23,545.4</u>	26.6
Importaciones						
Gas Natural.....	EUA\$ 366.5	EUA\$ 423.8	EUA\$ 775.4	EUA\$ 1,526.2	EUA\$ 1,715.1	12.4
Productos refinados.....	5,411.3	4,170.0	3,827.4	3,777.3	5,306.2	40.5
Productos petroquímicos.....	<u>125.2</u>	<u>83.9</u>	<u>70.5</u>	<u>105.5</u>	<u>145.9</u>	38.3
Importaciones totales.....	<u>EUA\$ 5,903.0</u>	<u>EUA\$ 4,677.7</u>	<u>EUA\$ 4,673.2</u>	<u>EUA\$ 5,409.0</u>	<u>EUA\$ 7,167.2</u>	32.5
Exportaciones Netas	<u>EUA\$10,146.8</u>	<u>EUA\$ 8,339.4</u>	<u>EUA\$10,156.3</u>	<u>EUA\$13,196.7</u>	<u>EUA\$16,378.2</u>	24.1

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) No incluye operaciones con terceros realizadas por PMI Trading y P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., de petróleo crudo, productos refinados, petroquímicos y gas licuado de petróleo fuera de México y revendido en los mercados internacionales. Las cifras expresadas en esta tabla difieren de las cantidades contenidas en los Estados Financieros Consolidados Auditados bajo "Ventas Netas" debido a las diferencias en la metodología relacionada con el cálculo de los tipos de cambio y otros ajustes menores.

(2) Las exportaciones de petróleo crudo están sujetas a ajuste para reflejar el porcentaje de agua en cada envío.

Fuente: PMI, cifras operativas basadas en condiciones de compra-venta (INCOTERM).

En 2004 PEMEX continuó siendo un importador neto de productos refinados aunque el valor de los mismos aumentaron en un 40.5%. Las exportaciones de los productos refinados aumentaron su valor en un 16.8%. Las importaciones netas de productos refinados de PEMEX para 2004 totalizaron en EUA\$3,269.4 millones, un aumento del 60.7% en el déficit comercial de productos refinados de EUA\$2,033.9 millones en 2003. Para 2005 los volúmenes de importaciones de productos refinados seguirán fluctuando como resultado del arranque anticipado de nuevas plantas de refinación.

Las importaciones de gas natural incrementaron su valor en 12.4% durante 2004, en tanto que no se realizaron exportaciones de gas natural, debido al incremento en la demanda nacional, como resultado del mayor dinamismo del sector industrial y eléctrico y a los altos precios del gas natural.

La siguiente tabla describe la composición de las importaciones y exportaciones de productos refinados selectos en 2002, 2003 y 2004:

Importaciones y Exportaciones de Productos Refinados Selectos

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					
	2002		2003		2004	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
Importaciones						
Gasolina ⁽¹⁾	179.6	51.3	145.2	50.6	192.6	62.0
Combustóleo	19.0	5.4	20.3	7.1	17.1	5.5
Gas licuado de petróleo.....	101.6	29.0	85.2	29.7	84.4	27.2
Diesel	26.7	7.6	9.9	3.5	3.6	1.2
Otros.....	<u>23.0</u>	<u>6.6</u>	<u>26.5</u>	<u>9.2</u>	<u>12.8</u>	<u>4.1</u>
Total	<u>349.9</u>	<u>100.0</u>	<u>287.2</u>	<u>100.0</u>	<u>310.5</u>	<u>100.0</u>
Exportaciones						
Gasolina ⁽¹⁾	70.7	45.3	70.9	39.6	76.7	50.5
Diesel	5.5	3.5	2.5	1.4	7.7	5.1
Gas licuado de petróleo.....	0.4	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2
Turbosina.....	6.3	4.1	7.6	4.2	6.8	4.5
Combustóleo	25.7	16.5	23.6	13.2	3.5	2.3
Otros.....	<u>47.3</u>	<u>30.4</u>	<u>73.9</u>	<u>41.3</u>	<u>56.9</u>	<u>37.5</u>
Total	<u>155.9</u>	<u>100.0</u>	<u>178.9</u>	<u>100.0</u>	<u>151.8</u>	<u>100.0</u>

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Incluye éter de metil terbutil (MTBE) y pentanos.

Fuente: PMI, cifras operativas

Para los tres años que se muestran a continuación, las importaciones y exportaciones de petroquímicos selectos fueron como sigue:

Importaciones y Exportaciones de Petroquímicos Selectos

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					
	2002		2003		2004	
	(MTM)	(%)	(MTM)	(%)	(MTM)	(%)
Importaciones						
Xilenos	5.0	1.7	2.0	0.4	18.5	6.7
Propileno.....	4.5	1.5	0.4	0.1	0.1	—
Amoniaco.....	88.6	30.0	35.2	6.6	14.7	5.3
Otros.....	<u>197.2</u>	<u>66.8</u>	<u>494.8</u>	<u>92.9</u>	<u>243.4</u>	<u>88.0</u>
Total.....	<u>295.3</u>	<u>100.0</u>	<u>532.4</u>	<u>100.0</u>	<u>276.6</u>	<u>100.0</u>
Exportaciones						
Azufre.....	411.8	51.4	552.6	66.2	607.2	66.3
Amoniaco.....	123.2	15.4	0.1	—	35.9	3.9
Etileno.....	98.3	12.3	94.0	11.3	154.3	16.9
Polietilenos.....	50.1	6.3	34.3	4.1	25.5	2.8
Otros.....	<u>118.4</u>	<u>14.8</u>	<u>153.8</u>	<u>18.4</u>	<u>92.9</u>	<u>10.1</u>
Total.....	<u>801.7</u>	<u>100.0</u>	<u>834.8</u>	<u>100.0</u>	<u>915.7</u>	<u>100.0</u>

Notas: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

MTM = miles de toneladas métricas.

Fuente: PMI, cifras operativas

Operaciones de Cobertura

PMI Trading lleva a cabo operaciones de cobertura para cubrir los diferenciales entre los precios de compra y venta de los productos derivados del petróleo. Las políticas de PEMEX establecen un límite máximo de capital en riesgo. A diario se realiza el cálculo de dicho capital en riesgo con el fin de comparar la exposición real con el límite autorizado. Los controles internos incluyen un Contralor que verifica el cumplimiento de las políticas y los procedimientos, una Unidad de Auditoría Interna y un Subcomité de Administración de Riesgos.

B. PIDIREGAS

En años recientes, los PIDIREGAS han representado una porción significativa de los gastos anuales totales de inversión de PEMEX. Sólo los gastos de inversión por PIDIREGAS sumaron \$110.6 mil millones nominales en 2004 (90% de los gastos totales de inversión), \$94.7 mil millones nominales en 2003 (83% de los gastos totales de inversión) y \$57.8 mil millones nominales en 2002 (72% de los gastos totales de inversión). Para 2005 PEMEX presupuestó \$114.9 mil millones nominales para gastos de PIDIREGAS, lo cual representa aproximadamente el 84% de los gastos totales de inversión presupuestados. Mientras que los gastos por PIDIREGAS se consideran rubros fuera del balance general conforme a la NIF-09 "B", estas erogaciones y pasivos se incluyen en los Estados Financieros Consolidados Auditados según los PCGA. La siguiente tabla presenta los gastos de inversión por PIDIREGAS de los últimos cinco ejercicios y el presupuesto para tales gastos en 2005:

Gastos de Inversión de PIDIREGAS
Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ^{(1) (2)}

	2000	2001	2002	2003	2004	Presupuesto 2005 ³⁾
	(millones de pesos nominales)					
PEP						
Cantarell	\$20,210	\$25,867	\$24,397	\$23,011	\$27,240	\$24,340
Programa Estratégico de Gas ⁽⁴⁾	—	1,594	8,967	18,079	23,413	19,909
Burgos	5,596	7,018	9,383	10,995	16,344	14,172
Ku-Maloob-Zaap	—	—	865	3,072	10,222	17,226
Antonio J. Bermúdez	—	—	471	3,622	6,270	6,867
Chuc	—	—	302	1,753	4,152	3,246
Abkatún Integral	—	—	529	1,856	2,769	1,330
Agua Fría-Coapechaca-Tajín	—	—	93	1,860	2,402	1,560
Arenque	—	—	183	1,089	2,274	1,995
Bellota-Chinchorro	—	—	244	1,399	2,001	1,867
Jujo-Tecominoacán	—	—	279	1,668	1,699	2,467
El Golpe-Puerto Ceiba	—	—	396	1,915	1,695	1,863
Caan	—	—	374	834	1,393	1,669
Integral Poza Rica	—	—	22	424	938	719
Cactus-Sitio Grande	—	—	114	1,276	918	453
Taratunich	—	—	92	938	787	575
Delta del Grijalva	1,431	1,466	1,439	641	728	781
Och-Uech-Kax	—	—	261	750	718	460
Ek-Balam	—	—	99	748	668	1,059
Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-						
Vinazco	—	—	8	465	650	1,397
Carmito-Artesa	—	—	187	606	614	389
Integral Batab	—	—	57	388	593	99
Pol	—	—	720	1,466	481	508
Cárdenas	—	—	44	241	215	198
Integral Kanaab	—	—	13	284	186	108
Integral Yaxche	—	—	—	18	158	712
Ayín-Alux	—	—	17	37	108	57
Total.....	27,236	35,945	49,557	79,435	109,638	106,025
PR						
Cadereyta ⁽⁵⁾	15,652	—	115	—	—	—
Madero ⁽⁶⁾	—	—	6,608	11,323	—	—
Salamanca ⁽⁷⁾	—	—	—	2,679	—	—
Tula ⁽⁸⁾	—	—	1,461	133	—	—
Minatitlán	—	—	—	—	445	7,079
Total.....	15,652	—	8,184	14,134	445	7,079
PGPB						
Planta Criogénica No. 2.....	—	—	—	—	—	—
Plantas Criogénicas Modulares en Reynosa	—	—	75	1,105	537	1,524
Total.....	—	—	75	1,105	537	1,524
PPQ						
Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I	—	—	—	—	—	266
Total	—	—	—	—	—	266
Total de Gastos PIDIREGAS	\$42,888	\$35,945	\$57,815	\$94,674	\$110,620	\$114,894

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

- (1) Cantidades basadas en el método contable de base de efectivo.
- (2) Incluye intereses capitalizados durante el período de construcción.
- (3) Presupuesto aprobado.
- (4) El Programa Estratégico de Gas incluye 23 proyectos diferentes de gas natural que se espera aumenten el abasto interno de gas natural y así se puedan disminuir las importaciones.
- (5) En noviembre de 2003, se certificó que el proyecto Cadereyta contaba con un avance del 99.31% y se declaró formalmente concluido.
- (6) El proyecto Madero se finalizó el 24 de octubre de 2002 y se hizo el pago final al contratista el 3 de marzo de 2003.
- (7) El proyecto Salamanca se finalizó el 9 de enero de 2003.
- (8) El proyecto Tula se finalizó y se pagó a los contratistas en agosto de 2002. Se presupuestaron y ejercieron cantidades adicionales en 2003 para cubrir ajustes y trabajos requeridos por el proyecto.

Fuente: PEMEX.

Durante 2004, PEP implementó 27 PIDIREGAS, los cuales continuarán desarrollándose durante el 2005. La siguiente tabla muestra el presupuesto de gastos de inversión aprobados para PIDIREGAS de 2005 a 2008:

Gastos de Inversión Presupuestados Aprobados para PIDIREGAS				
Ejercicio que terminará el 31 de diciembre ^{(1) (2)}				
	2005	2006	2007	2008
	(en millones de pesos constantes del 2005)			
PEP				
Cantarell	\$ 24,340	\$ 23,456	\$ 21,793	\$ 19,139
Programa Estratégico de Gas	19,909	14,243	19,267	20,332
Ku-Maloob-Zaap	17,226	16,490	19,056	13,579
Burgos	14,172	21,887	27,349	24,088
Antonio J. Bermúdez	6,867	3,479	3,426	3,543
Chuc	3,246	1,857	2,304	1,776
Jujo-Tecominoacán	2,467	740	1,276	1,004
Arenque	1,995	877	1,174	454
Bellota-Chinchorro	1,867	872	1,479	1,472
El Golpe-Puerto Ceiba	1,863	902	679	536
Caan	1,669	856	1,544	1,286
Agua Fría-Coapechaca-Tajín ⁽³⁾	1,560	3,481	5,686	6,901
Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco ⁽³⁾	1,397	3,296	4,422	3,398
Abkatún Integral	1,330	2	—	—
Ek-Balam	1,059	614	803	433
Delta del Grijalva	781	443	544	170
Integral Poza Rica	719	868	774	668
Integral Yaxche	712	420	398	318
Taratunich	575	85	322	439
Pol	508	—	—	—
Och-Uech-Kax	460	239	167	76
Cactus-Sitio Grande	453	1,070	1,110	713
Carmito-Artesa	389	330	1,026	622
Cárdenas	198	90	361	287
Integral Kanaab	108	11	—	—
Integral Batab	99	153	350	79
Ayín-Alux	57	934	1,654	1,638
Total	106,025	97,694	116,964	102,951
PR				
Minatitlán	7,079	7,588	6,119	3,548
Salina Cruz	—	—	1,825	7,150
Total	7,079	7,588	7,944	10,698
PGPB				
Plantas Criogénicas Modulares en Reynosa	1,524	303	—	—
Total	1,524	303	—	—
PPQ				
Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I	266	622	666	—
Total	266	622	666	—
Presupuesto Total PIDIREGAS	\$ 114,894	\$ 106,207	\$ 125,574	\$ 113,649

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.
(1) Cantidades basadas en el método contable de base de efectivo.
(2) Incluye el interés capitalizado durante el período de construcción.
(3) PIDIREGAS relacionados al desarrollo del campo Chicontepec.
Fuente: PEMEX.

Gastos de Inversión Distintos a PIDIREGAS

Además de los \$110.6 mil millones nominales gastados en PIDIREGAS en 2004, se erogaron \$12.2 mil millones nominales en 2004 para otros gastos de inversión distintos a PIDIREGAS que, comparados con los \$19.0 mil millones erogados en 2003, representaron una disminución del 36%. De los \$12.2 mil millones nominales en gastos de inversión distintos a PIDIREGAS en el 2004, se asignaron \$3.7 mil millones nominales (30%) a programas de exploración y producción y \$4.6 millones nominales (38%) a programas de refinación. En el 2003 de los \$19.0 mil millones nominales de inversión distinta a PIDIREGAS, se asignaron \$8.9 mil millones nominales (47%) a programas de exploración y producción y \$5.7 millones nominales (30%) a programas de refinación.

Para 2005 se presupuestó un total de \$21.6 mil millones nominales para gastos de inversión distintos a PIDIREGAS. De esta cantidad, se asignaron \$8.8 mil millones nominales (41%) a programas de exploración y producción. De la cantidad de \$21.6 mil millones nominales, \$17.3 mil millones se han asignado al Fondo de Aprovechamiento de Obras de Infraestructura, aprobado por el Gobierno Federal para apoyar el gasto de inversión. En adición al presupuesto de inversión, el Congreso de la Unión asignó recursos adicionales a PEMEX para llevar a cabo pagos a capital de la deuda de PIDIREGAS, se espera que dichos pagos sean por un total de \$39.6 mil millones en 2005. La cantidad asignada para llevar a cabo pagos a la deuda en PIDIREGAS no está incluida en ninguna de las tablas o explicaciones que se presentan aquí, así como esas cantidades no se reflejan en el presupuesto de inversión actual.

Los gastos de inversión distintos a PIDIREGAS para los últimos cinco años y los presupuestados para 2005 y 2006 fueron distribuidos y presupuestados entre los Organismos Subsidiarios como sigue:

Gastos de Inversión Distintos a PIDIREGAS ⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					Presupuesto 2005 ⁽³⁾	Presupuesto 2006 ⁽⁴⁾
	2000	2001	2002	2003	2004		
	(millones de pesos nominales)						
PEP.....	\$ 17,418	\$ 17,501	\$ 13,443	\$ 8,945	\$ 3,694	\$ 8,783	\$ 8,555
PR.....	6,374	5,501	5,893	5,744	4,647	7,116	9,871
PGPB.....	3,620	2,567	1,721	2,148	1,961	2,884	3,750
PPQ.....	996	1,058	1,454	1,627	1,598	2,227	3,746
Corporativo de Petróleos Mexicanos ⁽²⁾	429	366	432	549	343	607	700
Total.....	<u>\$ 28,837</u>	<u>\$ 26,993</u>	<u>\$ 22,942</u>	<u>\$ 19,013</u>	<u>\$ 12,243</u>	<u>\$ 21,617</u>	<u>\$ 26,622</u>

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) No hay gastos de inversión en las Compañías Subsidiarias.

(2) El Corporativo de Petróleos Mexicanos consiste en las operaciones de la administración central de PEMEX.

(3) Presupuesto aprobado.

(4) Sujeto a la aprobación del Congreso de la Unión en el presupuesto de 2006.

Fuente: PEMEX

Los principales objetivos de la inversión en exploración y producción son: aumentar y mejorar la calidad de las reservas de México, aumentar la tasa de recuperación y mejorar la confiabilidad de la infraestructura de producción y de transporte en las operaciones de petróleo crudo y gas natural. En 2005 PEP planea continuar el Programa Estratégico de Gas para aumentar el suministro de gas natural para el mercado doméstico en el mediano y largo plazo. Los objetivos del presupuesto de 2005 son aumentar el suministro de hidrocarburos, satisfacer la demanda de gas natural e incrementar la capacidad de refinación. Más aún, las metas de producción para 2005 incluyen producir un promedio de 1.7% más de petróleo crudo y 6.2% más de gas natural respecto a 2004, con el fin de reducir las importaciones de los derivados de estos productos.

El programa de inversión busca mejorar la calidad de la selección de productos para lograr un nivel de eficiencia similar al de los competidores internacionales de PEMEX y continuar promoviendo la seguridad industrial y el cumplimiento con las leyes ambientales.

C. Canales de Distribución

Transporte y Distribución

Los ductos conectan centros de producción de petróleo crudo y gas con refinerías y plantas petroquímicas; las cuales se conectan con las principales ciudades de México. A fines de 2004 la red de ductos medía aproximadamente 61,711 kilómetros. De la red total, aproximadamente, 9,927 kilómetros de ductos transportaban petróleo crudo, 14,228 kilómetros de ductos transportaban productos de petróleo y petroquímicos, 16,481 kilómetros de ductos transportan gas natural, 1,734 kilómetros de ductos transportaban gas licuado de petróleo, 1,448 kilómetros de ductos transportan petroquímicos básicos y el resto de los ductos recolectaban petróleo crudo y gas natural y otros servicios. La propiedad de los ductos se distribuye entre los Organismos Subsidiarios según los productos que transporten.

La transportación de petróleo crudo, gas natural y otros productos a través de la red de ductos esta expuesta a fugas y derrames en el suelo. En 2005, como parte del Programa de Emergencia para el Fortalecimiento de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental de PEMEX, disminuyó la capacidad y presión operativa en dos ductos y se revisaron y repararon 10,775 kilómetros sin suspensión de actividades. En 2005 PEMEX presupuestó un total de \$1.7 mil millones para la remediación y mantenimiento de 427 ductos y se espera invertir un total de \$8.3 mil millones en la remediación y mantenimiento de la red de ductos al 2008.

Durante 2004 se transportaron aproximadamente 79.8 miles de millones de toneladas por kilómetro de petróleo crudo y productos de petróleo para ser procesados en el sistema de refinación y para satisfacer la demanda interna, mientras que en el 2003 se transportaron aproximadamente 77.2 miles de millones de toneladas por kilómetro. De la cantidad total de toneladas que se transportaron en 2004, el 60.3% se transportó por medio de ductos, 35.5% por medio de embarcaciones y el resto a través de carrotaques y autotanques.

A fines de 2004, PEMEX tenía 23 buques petroleros para transportar productos refinados y se arrendaban otros 10. También cuenta con 77 terminales de distribución y almacenamiento.

D. Patentes, Licencias, Marcas y Otros Contratos

Patentes, Licencias y Marcas

Signos distintivos de Petróleos Mexicanos en México

Actualmente en México, Petróleos Mexicanos es el titular de 118 registros de signos distintivos, incluyendo marcas y avisos comerciales de diversas clases y se ha presentado una solicitud de registro de marca y una solicitud de registro de aviso comercial. Asimismo, Petróleos Mexicanos tiene dos registros de obra.

A la fecha, PR cuenta con dos reservas de derecho al uso exclusivo en México, PGPB tiene registrado un programa de cómputo y PEP presentó 2 solicitudes de registro de marca y tiene 6 registros de obra literaria.

Petróleos Mexicanos ha presentado 7 solicitudes de registro de marca en la Unión Europea, E.U.A. y España.

Los registros de las marcas y los avisos comerciales tienen una vigencia de 10 años contados a partir de la fecha de registro, renovables por un período de igual duración mientras que las reservas de derechos al uso exclusivo tienen una duración de un año, renovable por un período igual. Los registros de obras tienen una vigencia de 100 años después de la muerte del autor.

Signos Distintivos de Petróleos Mexicanos en Centroamérica

A la fecha, Petróleos Mexicanos cuenta con una marca registrada en Belice y PR cuenta con 82 marcas registradas en Honduras, El Salvador, Panamá, Nicaragua, Costa Rica y Guatemala, las cuales tienen una duración de diez años contados a partir de la fecha de inscripción, renovables por un período de igual duración.

Importancia del Registro de Signos Distintivos de Petróleos Mexicanos

La función principal de los signos distintivos, entre los que se encuentran las marcas y avisos comerciales, es servir como elemento de identificación. Para PEMEX, así como para cualquier otro comercializador de productos, el desarrollo y registro de signos distintivos utilizados en sus actividades de comercialización le ha permitido distinguir sus productos y/o servicios y, desde el punto de vista del consumidor, la marca constituye una garantía para obtener la clase y la calidad de mercancías y/o servicios que desea. La protección jurídica de los signos distintivos tiene como función estimular la mejora en los procesos de producción y formas de comercialización, para reforzar la competitividad y obtener un mayor beneficio económico, sin que la oferta de productos se vea afectada negativamente por la copia o imitación no autorizada de los signos distintivos de dichos productos. Finalmente, los signos distintivos pueden llegar a jugar un papel relevante en relación con el posicionamiento de los productos y/o servicios en el mercado.

La marca, a su vez, permite enriquecer la relación del consumidor con los productos y/o servicios que ofrece el comercializador, al dotarlos de valores distintivos que refuerzan la estabilidad de esta relación de confianza con el consumidor comprometiendo la reputación de sus titulares y ofreciendo la garantía de una calidad constante. La reputación y prestigio de una marca garantiza la preferencia de un segmento del público consumidor por un cierto producto y/o servicio y, como consecuencia de ello, la marca, como signo distintivo, se convierte en un elemento independiente propio, que inclusive puede llegar a ser el activo de mayor valía de una empresa.

La mayoría de las marcas y diseños más representativos de PEMEX, tales como (i) Pemex Turbosina, (ii) Premium Power Lub, (iii) Premium Lub, (iv) Premium Lub (Premium), (v) Pemex Gota Caracol, (vi) Pemex Gas Natural, (vii) Magna Sin (Blanco y Negro), (viii) Nova, (ix) Pemex Diesel, (x) Diesel Sin, (xi) Pemex Diafano, (xii) Ultra, (xiii) Torre Bandera "Sin denominación", (xiv) Gota "Sin denominación", (xv) Torre Pemex, (xvi) Charrito Pemex, (xvii) Pemex Diesel (Color), (xviii) Summa, (xix) Super, (xx) Pemex Nova, (xxi) Pemex Magna, (xxii) Pemex Plus, (xxiii) Acelub, (xxiv) Aceimex, (xxv) Lubmex, (xxvi) Lubrica, (xxvii) Pemex Serie III, (xxviii) Pemex Jet, entre otras, son marcas registradas de Petróleos Mexicanos en México y en algunos otros países de América Latina.

A continuación se mencionan algunas de las marcas con mayor relevancia en los países de América Latina:

Costa Rica: (i) Pemex; (ii) Magna Sin (Color); (iii) Pemex Diesel; (iv) Pemex Magna; (v) Pemex Premium; (vi) Pemex Aguila Gota; y (vii) Pemex Caracol.

El Salvador: (i) Pemex Diafano; (ii) Pemex Diesel; (iii) Magna; (iv) Magna Sin; y (v) Charrito Pemex.

Guatemala: (i) Pemex Premium; (ii) Pemex Magna; (iii) Pemex Diesel; (iv) Pemex Sin; (v) Charrito Pemex; y (vi) Magna.

Honduras: (i) Magna; (ii) Pemex Premium; (iii) Pemex Diesel; (iv) Charrito Pemex; y (v) Pemex Torre Bomba.

Nicaragua: (i) Pemex Magna; (ii) Pemex Premium; (iii) Premium Diesel; (iv) Magna; y (v) Magna Sin.

Panamá: (i) Magna; (ii) Magna Sin; (iii) Pemex Diesel; y (iv) Pemex Premium.

Franquicias

Al 31 de diciembre de 2004 la red de Estaciones de Servicio de PEMEX está integrada por 6,732 Estaciones de Venta al Público y 203 Estaciones de Autoconsumo. Hasta el 15 de mayo de 2005, se han incorporado 156 nuevas Estaciones de Servicio y 5 Estaciones de Autoconsumo. Son propiedad de PR 55 de las Estaciones de Servicio. La duración de los contratos de franquicia es de 15 años. 21 contratos de franquicia vencen durante el presente año, los cuales pueden prorrogarse por un plazo de 5 años.

Otros Contratos

Contratos de Seguros

PEMEX mantiene coberturas de seguro respecto de sus propiedades y patrimonio terrestres, tales como son las refinerías, plantas de procesamiento, ductos e instalaciones de almacenamiento. Así como respecto de instalaciones marítimas, tales como plataformas de perforación, maquinaria y equipo, sistemas de recolección de gas, muelles flotantes e instalaciones de producción.

Estos seguros cubren riesgos por destrucción accidental y repentina, asimismo costos extraordinarios relacionados con la operación de pozos, tales como costos de control y reparación, así como costos de evacuación. Mantiene seguros de responsabilidad civil general que cubren riesgos de responsabilidades ambientales, incluyendo derrames. Asimismo, se cuenta con seguro de protección e indemnización; seguro de vida para los empleados; seguro para automóviles y equipo pesado, equipo electrónico, así como seguros de casco y carga de la flota marina.

PEMEX contrata todas las pólizas de seguros con aseguradoras mexicanas. Estas pólizas tienen límites de EUA\$1.3 mil millones para propiedades ubicadas en tierra e instalaciones marítimas, EUA\$300 millones para costos extraordinarios relacionados con la operación de pozos marinos, EUA\$1.0 mil millones para protección e indemnización de responsabilidades asociadas con la operación de embarcaciones y EUA\$500 millones para responsabilidad civil. Desde junio de 2003 PEMEX ha dejado de comprar seguro de interrupción de negocios, ya que los factores de mitigación con los que cuenta la compañía, hacen poco necesaria esta cobertura al compararla con la cobertura y condiciones disponibles a este respecto en los mercados internacionales de seguro y reaseguro. En sustitución a esta cobertura, se ha contratado una cobertura de mitigación de interrupción de negocios con la finalidad de apoyar en los gastos extraordinarios incurridos para recuperar la producción en el menor tiempo posible. Las pólizas de seguros son reaseguradas a través de Kot Insurance Company AG, una subsidiaria de PEMEX organizada bajo las leyes suizas (anteriormente organizada bajo las leyes de Bermuda como Kot Insurance Company Ltd.). El propósito de Kot Insurance Company AG, a la cual nos referiremos como Kot AG, es reasegurar las pólizas de los seguros de Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios, las compañías subsidiarias y sus filiales. Kot AG reasegura 47.6% de sus pólizas de reaseguro con terceros no afiliados.

E. Principales Clientes

Los clientes de PEMEX se pueden clasificar en clientes nacionales y en clientes extranjeros.

Clientes Nacionales

A continuación se señalan los clientes nacionales por cada uno de los segmentos de operación correspondientes a los Organismos Subsidiarios.

Pemex-Refinación

Este organismo comercializa una gama completa de productos refinados, incluyendo gasolina, turbosina, diesel, combustóleo y productos petroquímicos. PEMEX es uno de los pocos productores importantes de petróleo crudo en el mundo que enfrenta una demanda doméstica significativa de los productos refinados.

El mayor consumidor de combustibles en México es la CFE, la cual consumió aproximadamente el 77% de la producción de combustóleo durante 2004, de conformidad con un contrato de suministro de combustóleo celebrado en noviembre de 1995 bajo el cual se acordó suministrar un mínimo de 270,000 barriles diarios de combustóleo. (Ver II.2.A. (ii) -"Refinación-Ventas en el País").

Para el resto de los productos la gama de clientes es muy amplia y principalmente son consumidores de combustibles del sector industrial y estaciones de servicio en donde se ofrece gasolina sin plomo, grado regular y premium, así como los distintos tipos de diesel a lo largo de todo el país. (Ver II.2.A.(ii) -"Refinación-Ventas en el País").

Pemex-Gas y Petroquímica Básica

En el mercado interno los principales clientes a los que va encaminada la producción de este Organismo Subsidiario son: (i) el sector industrial; (ii) las distribuidoras, las cuales son las encargadas de distribuir el gas al público en general y a algunos clientes del sector industrial; y (iii) el sector eléctrico.

Como resultado de una mayor actividad de los sectores eléctrico e industrial, el volumen comercializado de este hidrocarburo durante el 2004 fue de 2,756.3 MMpcd, volumen 5.1% superior al registrado en el año anterior.

El consumo nacional de gas seco, que es un gas natural con un contenido de metano mayor al 90%, totalizó 4,813 MMpcd en 2004, un aumento del 4.3% con relación al consumo de 2003 que fue de 4,615 MMpcd. En 2004, los Organismos Subsidiarios consumieron el 43% del total del gas seco nacional, en tanto que el sector industrial y las distribuidoras consumieron el 25% y el sector eléctrico el 32%.

Pemex-Petroquímica

Este organismo enfoca sus ventas principalmente al sector industrial, que requiere productos petroquímicos como materia prima básica para sus procesos. (Ver II.2.A. (iv) -"Petroquímica-Ventas en el País").

Cientes en el Extranjero

Comercialización a través del Grupo PMI

El Grupo PMI realiza actividades de comercialización internacional de los productos de PEMEX, excepto el gas natural, el cual es comercializado directamente por PGPB. El objetivo principal del Grupo PMI es ayudar a maximizar la rentabilidad y optimizar las operaciones a través del comercio internacional, facilitando el vínculo con los mercados internacionales y buscando oportunidades de negocios en la comercialización de productos elaborados o requeridos por PEMEX. El Grupo PMI lleva a cabo la venta en los mercados internacionales de petróleo crudo y productos derivados del petróleo y adquiere en los mercados externos aquéllos que se requieren para cubrir la demanda interna. Las ventas y compras de productos derivados del petróleo (refinados, petroquímicos y gas licuado de petróleo) en los mercados internacionales se realizan a través de PMI Trading. PMI Trading también realiza operaciones con terceros, operaciones de fletamento y de administración de riesgos.

PMI compra petróleo crudo de PEP y posteriormente lo vende a sus clientes. En el año 2004, comercializó un promedio de 1,870 Mbd, lo que constituyó el 55.3% de la producción total de petróleo crudo.

Distribución Geográfica de las Ventas de Exportación

En 2004, el 98% de la exportación de petróleo crudo de PMI fue a países del hemisferio occidental. Al 31 de diciembre de 2004, PMI tenía 29 clientes en 13 países, entre éstos están Estados Unidos, España, Antillas Holandesas y Canadá que es donde se encuentran los principales clientes.

La siguiente tabla muestra las ventas de petróleo crudo por país de destino.

Exportaciones de Petróleo Crudo por País de Destino

	Porcentaje de Exportaciones				
	2000	2001	2002	2003	2004
Estados Unidos.....	75.0%	75.3%	78.6%	78.0%	79.2%
España	8.7	8.4	8.3	7.8	8.0
Antillas Holandesas	6.7	7.6	5.3	5.7	6.2
Canadá	1.7	1.6	1.2	1.6	1.5
Japón.....	2.2	1.0	0.6	0.6	-
Otros.....	5.7	6.2	6.1	6.4	5.0
Total.....	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

Fuente: PMI, cifras operativas basadas en conocimientos de embarque (B/L).

Un porcentaje significativo de ventas de petróleo crudo son hechas por medio de contratos de renovación automática (*evergreen*), mismos que pueden darse por terminados por cualquiera de las partes, PMI vende la mayor parte del resto de sus exportaciones a esos mismos clientes con quienes tiene celebrados dichos contratos, mediante contratos de suministro adicionales, utilizando las mismas fórmulas de precios incluidas en sus contratos de renovación automática. PMI vende el petróleo crudo en términos Libre a Bordo (FOB). En casi todos los casos PMI Trading vende productos refinados en términos FOB y Costo y Flete (CFR) y compra productos refinados en el exterior en términos Entregado a Bordo (DES), Entregado en Frontera (DAF) y CFR.

PMI ha celebrado contratos de suministro de petróleo crudo Maya a largo plazo, de acuerdo con los cuales los compradores se han obligado a implementar proyectos para expandir la capacidad de sus respectivas refinerías para mejorar los residuos del petróleo crudo Maya. Bajo estos contratos, PMI apoya a los compradores con mecanismos que protegerán, bajo ciertas condiciones adversas en el mercado, sus inversiones. A continuación se enuncian los contratos más relevantes:

- Port Arthur Coker, Co., firmado el 10 de marzo de 1998, para suministrar a su refinería en Port Arthur, Texas con aproximadamente 165 Mbd de petróleo crudo Maya, por un período de ocho años posteriores a la terminación del proyecto, lo cual ocurrió en marzo de 2001;
- Coastal Aruba Refining Company N. V., firmado el 30 de julio de 1998, para suministrar a su refinería en Aruba con aproximadamente 100 Mbd de petróleo crudo Maya por un período de cinco años posteriores a la terminación del proyecto, lo cual sucedió en abril de 2000. El 5 de marzo de 2004 Coastal /El Paso finalizó la venta de la refinería de Aruba a Valero. En virtud de que esta transacción se hizo mediante la compra del 100% de las acciones de Coastal Aruba Refining Co., el contrato con esta empresa se mantiene. De acuerdo a las cláusulas contractuales, el contrato se extendió hasta Julio de 2005, después de esta fecha PMI continuará suministrando crudo Maya a la refinería bajo un contrato *evergreen*;
- Exxon Company USA y Exxon Trading Company International, firmado el 25 de septiembre de 1998 para suministrar a su refinería en Baytown, Texas con aproximadamente 65 Mbd de petróleo crudo Maya por un período de cinco años posteriores a la terminación del proyecto, lo cual sucedió en diciembre de 2001;
- Pecten Trading Company, que es una subsidiaria comercial de Shell Oil Company, firmado el 1° de mayo de 1999 y un acuerdo con PMI Norteamérica, S.A. de C.V., firmado en la misma fecha para suministrar a la empresa colectiva de la refinería de Deer Park con un volumen aproximado de 50 Mbd de petróleo crudo Maya durante un período de siete años posteriores a la terminación del proyecto, lo que sucedió en abril de 2001 y hasta 170 Mbd después de ese período;
- Marathon Ashland Supply LLC, firmado el 19 de mayo de 1999, para suministrar a su refinería en Garyville, Louisiana, con aproximadamente 100 Mbd de petróleo crudo Maya por un

período de cinco años posteriores a la terminación del proyecto, lo que ocurrió en diciembre de 2001;

- Valero Marketing and Supply Company y Valero Refining–Texas, L.P., firmado el 17 de diciembre de 2001 para suministrar su refinería de Texas City, Texas, con aproximadamente 90 Mbd de petróleo crudo Maya por un período de cinco años posteriores a la terminación del proyecto, lo que ocurrió en febrero de 2004;
- Chevron Products Company, una división de Chevron U.S.A., Inc. firmado el 6 de marzo de 2002, para suministrar a su refinería en Pascagoula, Mississippi, con aproximadamente 130 Mbd de petróleo crudo Maya por un período de cinco años posteriores a la terminación del proyecto, lo que ocurrió en mayo de 2003.

Estos contratos de suministro a largo plazo de crudo Maya se ubican dentro de la estrategia tendiente a fortalecer el valor del crudo Maya en el mercado externo, con relación al valor de otros tipos de crudo, mediante la creación de diversos incentivos. Al crear incentivos para que los refinadores inviertan en nuevas refinerías de alta conversión se puede mejorar la proporción de residuos producidos a partir del procesamiento de crudo Maya, en comparación con la obtenida en refinerías menos eficientes que carecen de configuraciones complejas.

La Secretaría de Energía ha celebrado ciertos acuerdos para reducir o aumentar las exportaciones de petróleo crudo según se refleja en la sección II.2.I -“Información del Mercado- Regulaciones de Comercio y Acuerdos de Exportación”.

F. Legislación Aplicable y Situación Tributaria

Marco Regulatorio General

Petróleos Mexicanos es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto ejercer la conducción central y dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal. Dicho organismo se encuentra regulado, entre otras legislaciones, por la Constitución, la Ley Reglamentaria y la Ley Orgánica. Los Organismos Subsidiarios son organismos públicos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial con personalidad jurídica propia y patrimonio propios, los cuales se encuentran regulados por las mismas disposiciones que rigen la organización, estructura y desarrollo de Petróleos Mexicanos.

El Gobierno Federal y sus dependencias regulan y supervisan las operaciones de PEMEX. El Secretario de Energía actúa como el Presidente del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos; la SHCP aprueba el presupuesto anual y el programa de financiamiento de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios y los somete al Congreso de la Unión para su aprobación, la SEMARNAT, en forma conjunta con otras autoridades, federales y estatales, regula las actividades de PEMEX que pudieran afectar al medio ambiente. La SFP designa a los auditores externos de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios, sin embargo, el Gobierno Federal no es responsable directo de las obligaciones financieras que asume PEMEX.

La ASF, es un organismo del Congreso de la Unión que revisa anualmente la cuenta pública de la Administración Pública Federal, en la que se incluye a Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios. Esta revisión tiene como propósito principal que dichas entidades federales cumplan con los lineamientos, disposiciones y leyes presupuestarias y contables. La ASF prepara informes de sus observaciones con base en esta revisión. Los informes están sujetos al análisis de Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios y, de ser necesario, a la aclaración y explicación de cualquier asunto que surja durante las auditorías. Las discrepancias en las cantidades gastadas y observadas por la ASF pueden ser causa de responsabilidad administrativa de los funcionarios de Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios; sin embargo, en la mayoría de los casos las observaciones se han explicado y aclarado en su oportunidad. La información proporcionada a la ASF se prepara de conformidad con las Normas de Información Financiera aplicables a las entidades públicas, que difieren en algunos aspectos de los PCGA y como resultado, los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX reflejan datos financieros distintos a los incluidos en la cuenta pública.

Legislación Ambiental

PEMEX está sujeto a las disposiciones de las leyes de carácter ambiental, sus reglamentos y a las diversas normas oficiales emitidas por la SEMARNAT, encargada de supervisar y regular los asuntos ambientales. La Secretaría de Salud, la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, la Secretaría de Marina y la Secretaría de Energía coadyuvan con la SEMARNAT. Adicionalmente, PEMEX está sujeto a las leyes y reglamentos ambientales emitidos por cada uno de los gobiernos de las Entidades Federativas en donde PEMEX tiene instalaciones.

Leyes de carácter ambiental y sus reglamentos emitidos por la SEMARNAT

Las leyes de carácter ambiental y sus reglamentos establecen que PEMEX cuente con autorización de las autoridades ambientales para poder realizar sus actividades, regulando los proyectos, inversiones y en término de las mismas. Es facultad de la SEMARNAT autorizar o no, dentro del ámbito de su competencia, la realización de las actividades antes mencionadas.

Las regulaciones ambientales que por lo general aplican a la industria mexicana, también le son aplicables a PEMEX. Estas regulaciones norman, entre otros, los niveles permitidos de emisiones de contaminantes, descargas de aguas residuales y de manejo de sustancias y residuos peligrosos. Las regulaciones técnicas establecen los procedimientos para medir los niveles de contaminantes. PEMEX participa con el Gobierno Federal en el desarrollo de regulaciones ambientales que se relacionan con las actividades de PEMEX.

Desde abril de 1997, la SEMARNAT emitió los procedimientos para obtener una licencia ambiental única, que integra los diferentes permisos, licencias y autorizaciones respecto a una sola instalación. Desde esa fecha PEMEX debe obtener una licencia ambiental para cualquier instalación nueva.

Las autoridades ambientales mexicanas, en su ámbito de competencia, pueden inspeccionar cualquier instalación para determinar su cumplimiento con las leyes, regulaciones y reglamentos técnicos ambientales. Las violaciones o incumplimiento a estas disposiciones pueden dar como resultado la aplicación de severas multas, clausura temporal o permanente de la instalación, la cancelación de la concesión o la revocación de la autorización para realizar determinadas actividades y, en algunos casos, la denuncia penal de los probables responsables, requerimientos de acciones para restaurar el medio ambiente como la limpieza de tierras o aguas contaminadas y así llevar a niveles permitidos el efecto de las operaciones como las que ejecuta PEMEX.

El 29 de marzo de 2005, la SEMARNAT publicó la Norma Oficial Mexicana NOM-138-SEMARNAT/SS-2003, la cual establece los límites máximos permitidos de contaminación de hidrocarburos y las especificaciones de su caracterización y remediación. Actualmente PEMEX se encuentra evaluando si esta nueva regulación tendrá algún impacto en sus pasivos ambientales.

Situación Tributaria

General

PEMEX está obligado a enterar impuestos y derechos sobre petróleo e hidrocarburos a la SHCP, además de otros impuestos y derechos pagados por algunas de las Compañías Subsidiarias, como se describe más adelante en - "Otros Impuestos." Las tasas de los impuestos y derechos sobre petróleo que el Congreso de la Unión establece pueden variar año con año y se determinan después de considerar el presupuesto operativo, el programa de inversiones y las necesidades financieras de PEMEX. El total de los impuestos y derechos especiales sobre petróleo no deberá exceder del 60.8% del ingreso por ventas a terceros en un año particular.

Si se incluye el impuesto indirecto IEPS que PEMEX retiene, se puede estimar que se contribuyó aproximadamente con el 39% de los ingresos del Gobierno Federal en 2004 y con el 35% en 2003.

Los impuestos y derechos más importantes que PEMEX debe pagar y sus tasas aplicables para el 2005 se resumen en los siguientes rubros:

<i>Derecho sobre la Extracción de Petróleo</i>	PEP paga este derecho. Se aplica una tasa del 52.3% al flujo neto de efectivo que resulta de deducir todos los costos, gastos e inversiones de los ingresos de efectivo generados por la venta de bienes y servicios de PEP.
<i>Derecho Extraordinario sobre la Extracción de Petróleo</i>	PEP paga este derecho, que se calcula sobre la misma base que el derecho sobre la extracción de petróleo, usando la tasa del 25.5%.
<i>Derecho Adicional sobre la Extracción de Petróleo</i>	PEP paga este derecho, que se calcula sobre la misma base que el derecho sobre la extracción de petróleo, usando la tasa del 1.1%.
<i>Impuesto a los Rendimientos Petroleros.....</i>	Petróleos Mexicanos paga este impuesto directo por sí y por sus Organismos Subsidiarios. Este impuesto es equivalente al impuesto sobre la renta aplicado a las personas (físicas y morales) mexicanas, impuesto al cual Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios no están sujetos. La tasa del 35% se aplica al rendimiento neto (determinado según la Ley del Impuesto sobre la Renta) de Petróleos Mexicanos y cada uno de sus Organismos Subsidiarios y puede ser determinado de forma consolidada.
<i>IEPS.....</i>	El IEPS es un impuesto indirecto sobre ventas internas de gasolinas y diesel que PR retiene en representación del Gobierno Federal. El IEPS sobre la venta de gasolinas y diesel es equivalente a la diferencia del precio de referencia internacional de cada producto (ajustado por costos de flete, manejo y factor de calidad) y el precio de menudeo del producto a sus clientes (sin incluir el IVA, el margen comercial y los costos de flete). De este modo el Gobierno Federal se asegura de que PEMEX conserve una cantidad que refleje los precios internacionales -ajustada como ya se describió- de estos productos, mientras el Gobierno Federal se allega la diferencia entre los precios internacionales y los precios a los cuales estos productos se venden en México.
<i>Aprovechamiento para obras de infraestructura; Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes.....</i>	El aprovechamiento para obras de infraestructura de exploración, gas, refinación y petroquímica es un derecho que se paga al Gobierno Federal en adición al derecho sobre extracción de petróleo cuando los precios de exportación del petróleo crudo exceden el precio por barril establecido para ese año. Una parte del dinero colectado por el Gobierno Mexicano es dedicado y regresado a PEMEX para inversión en trabajos de infraestructura para la producción en exploración, gas, refinación y petroquímica. Este derecho es igual al 39.2% de los ingresos de PEMEX provenientes de el excedente en las ventas de exportación de crudo en relación al precio umbral del petróleo crudo fijado para el año, el cual en 2004 fue de EUA\$20.00 por barril. El aprovechamiento para obras de infraestructura reemplazó al aprovechamiento sobre rendimientos excedentes que se pagaba en años anteriores y que era calculado de la misma manera. En el 2005 el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes reemplaza al aprovechamiento para obras de infraestructura, y el precio umbral arriba del cual este derecho debe pagar es de EUA\$23.00 en 2005.

PEMEX entera anticipos por los derechos sobre la extracción de petróleo y el IEPS. Estos se acreditan contra el pasivo de PEMEX de estos mismos derechos e impuestos. La suma del derecho sobre

la extracción de petróleo, el derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo, el derecho adicional sobre la extracción de petróleo, el impuesto a los rendimientos petroleros y el IEPS (conjuntamente, los "Impuestos y Derechos") tiene que igualar el derecho sobre hidrocarburos. Para el 2005 el derecho sobre hidrocarburos se calcula aplicando una tasa del 60.8% a los ingresos por ventas de Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, al Grupo PMI y a terceros, incluyendo el IEPS generado por PR, pero excluyendo el IVA.

En caso de que la suma de los Impuestos y Derechos no sea igual al derecho sobre hidrocarburos, las tasas del derecho sobre la extracción de petróleo y del derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo se ajustarán para asegurar que la suma de los Impuestos y los Derechos sea igual al monto del derecho sobre hidrocarburos.

En 2004 en lugar de pagar el "Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes", PEMEX estuvo obligado a pagar el "Aprovechamiento para obras de infraestructura" el cual esta dedicado a la inversión en trabajos de infraestructura para la producción en exploración, gas, refinación y petroquímica, equivalente al 39.2% de los ingresos por las ventas de exportación de petróleo crudo en exceso del precio umbral de EUA\$20.00 por barril.

A partir de 2005 PEMEX esta obligado a pagar el "Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes", en sustitución del "Aprovechamiento para obras de infraestructura", al Gobierno Federal equivalente al 39.2% de los ingresos por las ventas de exportación de petróleo crudo en exceso del precio umbral de EUA\$23.00 por barril. Así, por cada dólar que exceda del precio umbral, PEMEX pagara 60.8 centavos por el Derecho sobre Hidrocarburos y 39.2 centavos por el Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes, de tal manera que todo el ingreso arriba del precio umbral para ese año será pagadero al Gobierno Federal. En este sentido, por los ingresos obtenidos hasta el precio umbral, PEMEX sólo paga el Derecho sobre Hidrocarburos. El aprovechamiento sobre rendimientos excedentes generado por cantidades superiores a EUA\$27.00 será distribuido de la siguiente manera:

- 50% para inversión de capital en actividades de exploración, producción, refinación, gas y petroquímica de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios; y
- 50% para gastos de infraestructura y programas de equipamiento y proyectos de inversión para varios de los estados de México.

Otros Impuestos

Desde 1994, los pagos de PEMEX por intereses sobre la deuda externa han estado sujetos a retención del impuesto sobre la renta. En 1994, la SHCP acreditó los enteros de estas retenciones contra el pasivo por impuestos, pero desde fines de 1994, la SHCP no ha permitido tal crédito; sin embargo, tales retenciones no representan una parte sustancial del pasivo total por impuestos.

Desde principios de 1995, PEMEX es sujeto de impuestos municipales y estatales, tales como los impuestos predial y sobre nómina. El impuesto predial no es parte significativa de los impuestos que debe pagar PEMEX ya que la mayoría de las instalaciones se localizan en propiedad federal. De manera similar, los impuestos sobre nómina no representan una parte sustancial de los pasivos totales por impuestos de PEMEX.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios están exentos del impuesto sobre la renta; sin embargo, algunas de las Compañías Subsidiarias son empresas mexicanas y están sujetas al régimen fiscal aplicable a las personas morales. Por lo general, las personas morales deben contribuir con el impuesto sobre la renta (determinado a la tasa de 35% para 2000 y hasta 2002, 34% para 2003, 33% para el 2004 y 32% de ahí en adelante y con el impuesto al activo (determinado a la tasa de 1.8% del promedio del valor virtualmente de todos sus activos, menos el valor promedio de algunos pasivos – básicamente pasivos con residentes mexicanos excluyendo deudas con instituciones financieras o sus intermediarios). La parte del impuesto al activo que exceda el pasivo por impuesto sobre la renta de la empresa se puede acreditar contra el pasivo por impuesto sobre la renta de la empresa en los siguientes años.

PEMEX cuenta con un número de Compañías Subsidiarias extranjeras que pueden estar sujetas a gravámenes en la jurisdicción de su residencia. Los impuestos pagados por las Compañías Subsidiarias sumaron \$709 millones en 2002, \$752 millones en 2003 y \$1,315 millones en 2004.

Futura Reforma Fiscal

Durante los últimos años se han discutido diversas propuestas para reformar el régimen fiscal federal aplicable a Petróleos Mexicanos. Estas propuestas han buscado que las cargas fiscales de la empresa sean competitivas a nivel internacional. En particular, se han presentado estrategias de recaudación que permitan obtener recursos fiscales de la explotación de hidrocarburos sin afectar la situación financiera de Petróleos Mexicanos.

El 27 de abril de 2005, la Cámara de Senadores aprobó una iniciativa para modificar el régimen fiscal de PEP. Dicha iniciativa fue aprobada por la Cámara de Diputados el 28 de junio de 2005. Una vez publicado en el Diario Oficial de la Federación, el nuevo régimen fiscal entrará en vigor el 1 de enero de 2006.

Bajo el nuevo esquema fiscal las contribuciones de PEP quedarían establecidas en la Ley Federal de Derechos y el esquema fiscal del resto de los Organismos Subsidiarios – PR, PGPB y PPQ – continuaría establecido en la Ley de Ingresos de la Federación.

La propuesta aprobada del nuevo esquema fiscal para PEP contempla el derecho ordinario sobre hidrocarburos donde la base gravable es un cuasi rendimiento de operación (i.e. el valor de la producción extraída menos algunos costos y gastos de operación y los otros dos derechos); el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización de los ingresos petroleros pagado sobre el valor de la producción de crudo cuando el precio de la mezcla de exportación exceda EUA\$22.00 por barril y el derecho extraordinario sobre la exportación de crudo que grava la diferencia entre el valor realizado de las exportaciones y el valor presupuestado de las exportaciones.

El nuevo esquema fiscal está diseñado para fortalecer la competitividad de Petróleos Mexicanos y para mejorar su posición financiera. Si se adopta, este nuevo régimen fiscal pudiera tener el efecto de disminuir el crecimiento de la deuda de Petróleos Mexicanos.

G. Recursos Humanos

Empleados

Excluyendo a los empleados del Grupo PMI e incluyendo a aquéllos contratados temporalmente, al 31 de diciembre de 2004, Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios tenían 137,722 empleados en comparación con los 138,215 registrados al 31 de diciembre de 2003. Durante el 2004, Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios contrataron un promedio de 16,735 empleados temporales. El siguiente cuadro muestra el número de empleados de Petróleos Mexicanos, los Organismos Subsidiarios y el Grupo PMI en los últimos cinco años.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2004 % del Total
	2000	2001	2002	2003	2004	
PR.....	47,717	47,710	47,341	46,692	44,899	32.6
PEP.....	46,215	43,208	44,658	46,322	47,975	34.8
PPQ.....	13,526	14,578	14,360	14,203	13,895	10.1
PGPB.....	10,595	11,716	11,977	12,104	11,923	8.7
Petróleos Mexicanos.....	<u>17,038</u>	<u>17,640</u>	<u>18,798</u>	<u>18,894</u>	<u>19,030</u>	<u>13.8</u>
Total.....	<u>135,091</u>	<u>134,852</u>	<u>137,134</u>	<u>138,215</u>	<u>137,722</u>	<u>100.00</u>
Grupo PMI.....	303	324	330	318	320	-

Fuente: PEMEX.

El Sindicato representa aproximadamente 80.9% de los trabajadores de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Desde la creación del Sindicato, no ha habido ninguna huelga y aunque se han tenido algunos paros laborales por períodos cortos, ninguno de éstos ha tenido un efecto adverso importante en las operaciones.

La relación laboral con los trabajadores está regulada por la Ley Federal del Trabajo, por el Contrato Colectivo suscrito por Petróleos Mexicanos y el Sindicato y el Reglamento de Trabajadores de Confianza de Petróleos Mexicanos. El Contrato Colectivo está sujeto a una renegociación cada dos años y

los salarios se revisan anualmente. Los salarios aumentaron 4.0% en el 2004 y 4.3% en el 2003. Petróleos Mexicanos y el Sindicato renovaron el Contrato Colectivo el 1° de agosto de 2003 con vencimiento el 31 de julio de 2005.

Petróleos Mexicanos se encuentra actualmente negociando con el Sindicato, un nuevo Contrato Colectivo de Trabajo cuya vigencia iniciará el 1° de agosto de 2005. Como en todas las negociaciones de este tipo que se llevan a cabo con el Sindicato, éste ha emplazado a huelga a Petróleos Mexicanos a partir del 1° de septiembre de 2005, en caso de no llegar a un acuerdo antes de esa fecha. En caso de que ocurriera un paro laboral prolongado como consecuencia de las negociaciones del nuevo contrato colectivo, esto podría traer consecuencias adversas en las operaciones de PEMEX ya que el Sindicato representa aproximadamente el 80.9% de la fuerza de trabajo de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. PEMEX estima que las negociaciones terminarán en tiempo y en forma conveniente para ambas partes.

H. Desempeño Ambiental

PEMEX estima que cumple con todas las leyes ambientales que le son aplicables. (Ver II.2.F. *“Legislación Aplicable y Situación Tributaria”*). PEMEX mantiene una estructura organizacional que le permite implantar y monitorear sus programas ambientales. Los Organismos Subsidiarios tienen departamentos especializados, dependiendo del tamaño y distribución geográfica de sus respectivas instalaciones, que implementan sus propios programas ambientales, auditorías ambientales internas e inspecciones de sus instalaciones y alrededores con base en los lineamientos de la SEMARNAT. Cuando estas auditorías internas revelan alguna deficiencia, los Organismos Subsidiarios toman las medidas necesarias para eliminarlas y en el caso de suelos y cuerpos de agua contaminados con niveles superiores a los indicados en la normatividad, se registran en los Estados Financieros Consolidados Auditados, como pasivos ambientales, cuando se conocen y se tiene información suficiente para calcular los costos estimables para su remediación.

La Subdirección de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Desarrollo Sustentable de la Entidad ha desarrollado un sistema de administración de seguridad industrial y protección ambiental y actualmente está implantando estrategias al interior de PEMEX para crear una cultura corporativa enfocada a mejorar la seguridad industrial y la protección al medio ambiente. Este sistema es una herramienta administrativa compuesta de diversos elementos interdependientes e interrelacionados enfocados al diagnóstico, evaluación, implantación y mejoras preventivas continuas relacionadas con la seguridad y la protección ambiental. Las etapas de diagnóstico y evaluación se han finalizado y el sistema se encuentra en la etapa avanzada de implantación.

PEMEX mantiene una estructura interna a fin de identificar y resolver problemas ambientales y contrata consultores externos para realizar auditorías operativas en sus plantas industriales, incluyendo estimaciones de costos para remediar cualquier incumplimiento con las leyes ambientales. Tales medidas pueden incluir el mejoramiento de la eficiencia operativa de las plantas, la limpieza de aguas y tierras contaminadas y gastos de capital para minimizar el efecto de sus operaciones en el medio ambiente.

En adición a la estructura de monitoreo interno, el programa ambiental de PEMEX está sujeto a la revisión de la PROFEPA. La PROFEPA está encargada de revisar que se cumpla la normatividad ambiental. A pesar de que la PROFEPA es competente para revisar e inspeccionar los trabajos de remediación realizados por PEMEX y el cumplimiento de los niveles de contaminación permitidos establecidos por leyes y regulaciones, no determina montos de los pasivos ambientales. PEMEX mantiene registros adecuados de todos los estudios, estimaciones, trabajos realizados y cualquier otra información que la PROFEPA pudiera solicitar de tiempo en tiempo.

A partir de 1993, PEMEX participa en un programa de auditoría ambiental voluntaria de la PROFEPA. Al 31 de diciembre de 2004, se han concluido 440 auditorías ambientales bajo dicho programa, que han cubierto las principales instalaciones de PEMEX. Al terminarse cada auditoría ambiental, PEMEX envía a la PROFEPA el informe de auditoría, el cual incluye los costos estimados para la remediación de anomalías ambientales, para su revisión y aprobación. PEMEX revisa las auditorías y determina las anomalías que pueden resolverse con cambios o modificaciones en las operaciones, implementando el plan de gastos de inversión necesario. Si el informe de auditoría es aprobado por la PROFEPA, PEMEX y esta última negocian un plan de acción correctiva, en el que se establecen: el período de realización, el presupuesto y los pasos necesarios para que cada instalación alcance el nivel de cumplimiento. Al 31 de diciembre de 2004, 369 instalaciones terminaron los planes de acción correctiva correspondientes y recibieron certificados de “industria limpia” por parte de la PROFEPA (algunos de los cuales tienen ya que

refrendarse). Los planes de acción correctiva de las 71 auditorías restantes se han acordado y se están implementado.

Durante 2004, ocurrieron dos derrames significativos de petróleo, uno en Nuevo Teapa-Venta de Carpio cerca de Omealca y el otro en Nuevo Teapa-Poza Rica, ambos localizados en el estado de Veracruz, el primero fue un derrame de 10,000 barriles de petróleo y el segundo un derrame de 5,000 barriles de petróleo. Las acciones de emergencia desarrolladas por el personal de PEMEX en coordinación con las autoridades locales y empresas privadas, permitieron la recuperación de la mayoría del petróleo derramado. La evaluación del impacto ambiental se inició y durante el segundo semestre de 2005 se tendrá un estudio del impacto de los hidrocarburos en las áreas afectadas para establecer las actividades de remediación necesarias.

El 29 de abril de 2005, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el “Programa de Emergencia para el fortalecimiento de seguridad, salud y protección ambiental”, bajo el cual se implementarán “mejores prácticas internacionales” designado a fortalecer la disciplina operacional, establecer una guía de procesos de seguridad y perfeccionar la operación y calidad de las instalaciones y sistema de ductos. Bajo este programa, La Dirección Corporativa de Operaciones supervisará y coordinará todas las acciones que se tomen asegurando una respuesta efectiva en áreas relacionadas con seguridad industrial, protección ambiental, mantenimiento, operación y automatización, particularmente en conexión con el sistema de ductos, con la finalidad de operar dentro de los márgenes de seguridad y reducir los riesgos de operación.

Actualmente no existen procedimientos legales o administrativos importantes en materia ambiental en contra de PEMEX. PEMEX no considera que el cumplimiento con las leyes ambientales afecte sustancial y negativamente su desempeño financiero.

Pasivos Ambientales

Al 31 de diciembre de 2004, los pasivos ambientales estimados de PEMEX ascendieron a \$1,809.0 millones. De este total, \$830.8 millones se atribuyen a PEP, \$712.4 millones a PR, \$226.8 millones a PGPB y \$38.9 millones a PPQ. Las siguientes tablas detallan los pasivos ambientales al 31 de diciembre de 2004.

Pemex-Exploración y Producción

	Unidades	Pasivo Ambiental Estimado
		(en miles de pesos)
Área afectada (estimada en hectáreas)		
Región Norte	284.95	\$569,909
Región Sur	5.60	11,956
Región Marina Sureste.....	—	—
Subtotal ⁽¹⁾	290.55	<u>\$581,864</u>
Presas (número de presas)		
Región Norte	403	\$200,777
Región Sur	18	<u>48,200</u>
Subtotal ⁽²⁾	421	<u>248,977</u>
Total de pasivos ambientales estimados de PEP.....		<u>\$830,841</u>

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Durante 2004, se terminó la remediación ambiental en 53.15 hectáreas. Hubo 33.12 hectáreas de áreas adicionales afectadas, 14.02 en la Región Norte y 19.10 en la Región Sur, ocasionadas por fugas en líneas de descargas y ductos.

(2) En 2004 un total de 674 presas, 668 de la Región Norte y 6 de la Región Sur fueron restauradas y desincorporadas de los pasivos ambientales. De la Región Norte otras dos presas fueron eliminadas como pasivo por estar duplicadas. Un total de 467 presas de la Región Norte fueron incorporadas como un pasivo.

Fuente: PEMEX.

Pemex-Refinación

	Área Afectada Estimada	Pasivo Ambiental Estimado
	(en hectáreas)	(en miles de pesos)
Ductos ⁽¹⁾	7.48	\$ 63,211
Refinerías ⁽²⁾	182.31	221,181
Terminales de Almacenamiento y Distribución ⁽³⁾⁽⁴⁾	121.47	277,494
Otras áreas afectadas ⁽⁵⁾	<u>52.00</u>	<u>150,537</u>
Total	<u>363.25</u>	<u>\$712,423</u>

(1) PROFEPA aprobó la remediación ambiental de dos áreas en ductos; por consiguiente, los pasivos relacionados con estos ductos ya se eliminaron del pasivo ambiental.

(2) Las seis refinerías de PR han sido auditadas. Durante 2004 se llevaron a cabo algunas actividades de remediación con un costo asociado de \$4.2 millones.

(3) Todas las terminales de almacenamiento y distribución de PR han sido auditadas. De las 26 terminales que requirieron remediación ambiental, el área afectada estimada de 3 terminales de almacenamiento y distribución todavía no se ha determinado; sin embargo, el pasivo estimado incluye el estimado de costos para tales áreas con base en información disponible. Nueva información confirma que los niveles de contaminación en la TAD de Progreso, esta en cumplimiento con los niveles establecidos por la Autoridad Ambiental y fue eliminada como pasivo ambiental.

(4) Se llevaron a cabo actividades de remediación con un costo asociado de \$27.6 millones y se disminuye el valor estimado del pasivo en otras áreas basado en nueva información sobre las condiciones de las áreas afectadas.

(5) La cifra representa un pasivo ambiental estimado adicional actualizado de los pantanos de Santa Alejandrina en Minatitlán, Veracruz.

Fuente: PEMEX.

Pemex-Gas y Petroquímica Básica

	Área Afectada Estimada	Pasivo Ambiental Estimado
	(en hectáreas)	(en miles de pesos)
Complejos Procesadores de Gas ⁽¹⁾	25.80	\$220,587
Ductos ⁽²⁾	<u>0.11</u>	<u>6,218</u>
Total	<u>25.91</u>	<u>\$226,805</u>

(1) Siete complejos y un centro procesador de gas han sido auditados y sólo en seis complejos se determinó que requieren remediación ambiental. Se reduce el áreas afectadas del CPG La Venta al demostrar mediante la caracterización del área por 25.1 ha., con un costo asociado de \$30.5 millones, se encuentre dentro de los límites de contaminantes marcados por la normatividad. En el CPG de Reynosa, nueva información sobre el área afectada incrementa la estimación del costo asociado a la remediación en \$85.6 millones.

(2) Nueva información del estudio de diagnóstico incrementa el costo asociado a la restauración del área afectada en el sector de ductos Minatitlán.

Fuente: PEMEX.

Pemex-Petroquímica

	Área Afectada Estimada	Pasivo Ambiental Estimado
	(en hectáreas)	(en miles de pesos)
Petroquímica La Cangrejera, S.A. de C.V.	0.30	\$ 1,780
Petroquímica Pajaritos, S.A. de C.V. ⁽¹⁾	<u>10.53</u>	<u>37,148</u>
Total ⁽²⁾	<u>10.83</u>	<u>\$38,928</u>

(1) Nueva información del estudio de diagnóstico y de las actividades de remediación en Petroquímica Pajaritos S.A. de C.V., incrementan el área afectada.

(2) Todas las plantas de PPQ han sido auditadas y la tabla anterior muestra las únicas plantas que requieren remediación ambiental.

Fuente: PEMEX.

La estimación de los pasivos ambientales incluye los estimados de costos para estudios generales y específicos por instalación para la evaluación y remediación correspondiente. Las áreas afectadas abarcan instalaciones identificadas en el proceso de auditoría antes mencionado y también aquellas instalaciones previamente identificadas en áreas operativas petroleras antiguas que no se limpiaron en el pasado. Los pasivos ambientales de PEMEX también incluyen la eliminación de presas de los pozos petroleros abandonados y un cúmulo de información requerida y recibida periódicamente de gerentes de

campo, relacionado con probables pasivos ambientales identificados en sus respectivas áreas de responsabilidad. PEMEX registra sus pasivos ambientales cuando tiene información suficiente para calcular un estimado preliminar del costo de remediación, aunque el costo total no pueda conocerse con certeza, se registra cuando el pasivo es probable y la cantidad es razonablemente estimable, según el Boletín C-12 "Contingencias y Compromisos" de los PCGA. Estos pasivos ambientales incluyen estimaciones resultantes de una evaluación inicial del daño, incluyendo la superficie en hectáreas que debe remediarse, profundidad de la contaminación y el tipo de contaminación. Aunque la evaluación inicial es amplia, existe la posibilidad de que el alcance real de la remediación pudiera variar dependiendo de la información obtenida durante su proceso.

Las reclamaciones no valuadas o adicionales no se reflejan en los pasivos identificados. No obstante, PEMEX desconoce de alguna reclamación que fuera de tal magnitud como para afectar sustancialmente sus pasivos ambientales.

PEMEX no tiene conocimiento de pasivos que pudieran afectar la evaluación de contingencias ambientales o que de otra manera pudieran resultar en un pasivo ambiental mayor. PEMEX es responsable de toda la producción, procesamiento, almacenamiento y distribución del petróleo y sus derivados en México. Como resultado, PEMEX estima que puede conocer de inmediato cualquier reclamación y, por lo tanto, responder a la misma directa e inmediatamente.

El tiempo de remediación o limpieza de las áreas afectadas, presentado en estos pasivos ambientales estimados, está en función del presupuesto anual asignado a PEMEX por el Congreso de la Unión.

Gastos y Proyectos Ambientales

PEMEX ejerció aproximadamente \$2,433 millones en gastos y proyectos ambientales en 2004 y \$3,659 millones en 2003. Para 2005, PEMEX ha presupuestado \$1,864 millones para el desarrollo de infraestructura ecológica básica, de acuerdo a la nueva estructura programática económica del presupuesto de egresos de la Federación. Es probable que esta cifra del presupuesto para 2005, no integre la totalidad de los gastos y proyectos ambientales autorizados. Estos gastos y proyectos se dirigen a la modernización de las instalaciones, la implantación de sistemas y mecanismos para monitorear y controlar la contaminación atmosférica, la adquisición de equipo para cubrir las contingencias de derrames de hidrocarburos, la expansión de sistemas de tratamiento y efluentes de agua, la restauración y reforestación de áreas afectadas, estudios de investigación ambiental y la realización de auditorías ambientales. Además, PEMEX continúa realizando una investigación extensa y esfuerzos de desarrollo para aumentar su capacidad de producir gasolinas, diesel y combustóleo con bajo contenido de azufre. Actualmente, se están desarrollando procedimientos para controlar los costos y gastos de las medidas de seguridad industrial y cumplimiento ambiental.

PEMEX no estima que el costo de cumplir con las leyes y requerimientos ambientales relacionados con el TLCAN, o que el hecho de que México sea miembro en la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo, cause un aumento significativo en sus gastos ambientales.

I. Información del Mercado

Regulaciones de Comercio y Acuerdos de Exportación

Considerando la volatilidad experimentada por el mercado del petróleo en 1998, México decidió reducir sus exportaciones de petróleo crudo por 325 Mbd durante la mayor parte de 1999. Esta restricción fue hecha en conjunto con medidas similares tomadas por otros países productores y al final de 1999 el precio del crudo era estable. La medida fue exitosa y la Secretaría de Energía ha establecido ciertos controles en el nivel de exportación, incrementándolo o reduciéndolo, dependiendo de las condiciones de mercado. Desde entonces la Secretaría de Energía ha anunciado periódicamente aumentos y disminuciones en las exportaciones de petróleo crudo aunado a revisiones en la producción por otros países productores con la finalidad de estabilizar los precios del crudo. Durante 2002 las exportaciones de petróleo crudo se redujeron en 100 Mbd para ubicarse en 1.66 MMbd. En 2003, como resultado de un incremento en la demanda del mercado y la pérdida de más de 2 millones de barriles por día de petróleo crudo de Venezuela, México incrementó sus exportaciones de petróleo crudo por un total de 220 Mbd alcanzando el nivel de 1.88 MMbd).

Durante 2004 se registraron varias modificaciones a los niveles de producción del petróleo crudo como consecuencia de ajustes realizados por la OPEP. En marzo, la OPEP anuncio un recorte en la producción por 1 MMBd a partir del 1 de abril. En junio, la OPEP anuncio el incremento en la producción de petróleo crudo de 500 Mbd a partir del 1 de agosto. En septiembre la OPEP anuncio un incremento en la producción de petróleo crudo de 1 MMBd a partir del 1 de noviembre. En marzo de 2005, la OPEP anunció un aumento de 500 Mbd en su techo de producción para ubicarse en 27.5 MMBd derivado de la expectativa de una fuerte demanda de petróleo crudo. En junio de este año la OPEP se reunirá nuevamente para revisar esta política. A la fecha de este reporte, México no ha anunciado ninguna revisión en su nivel de exportación de petróleo crudo como resultado de estos últimos anuncios de la OPEP.

El TLCAN no afectó los derechos exclusivos que tiene México, a través de PEMEX, para explorar y producir petróleo crudo y gas natural en México, así como para refinar petróleo crudo y producir petroquímicos básicos en México. Desde 2003, los productos petroquímicos no básicos están exentos de tarifas arancelarias en el TLCAN y las exportaciones de petróleo crudo y productos derivados del petróleo de México a los Estados Unidos y Canadá están libres o exentos de arancel (la única excepción concierne a los siguientes dos artículos: 27149099 y 27150099). A su vez, en el 2004 el TLCAN entrará en un fase de menores aranceles para ciertos materiales y equipo que se importa a México; de la misma manera, desde 2003 las importaciones de productos derivados del petróleo de los Estados Unidos y Canadá están libres o exentas de aranceles.

El arancel cero sobre las importaciones de productos petroquímicos no básicos de los Estados Unidos y Canadá, con el tiempo, podría incrementar la competencia en la industria de productos petroquímicos no básica en México. Aranceles inferiores sobre los productos, materiales y equipo que se importa y exporta a los Estados Unidos y Canadá disminuirán los gastos e incrementarán los ingresos.

La exclusividad en la venta de primera mano de la mayor parte de sus productos en México es una ventaja competitiva para PEMEX. Sin embargo, existen retos para mejorar la eficiencia de operación. Se han venido desarrollando nuevas estructuras y tareas para permitir un mejor servicio a los clientes y actualmente se está trabajando en ocho líneas de acción para mejorar la eficiencia en materia comercial, que consisten en adecuar la oferta y calidad de los productos a la demanda; integrar la cadena de suministro y distribución de productos; revisar las políticas de precios y suministros de materias primas, a fin de maximizar los beneficios globales de la Entidad; modernizar y flexibilizar las prácticas comerciales; desarrollar nuevos productos y servicios; promover una cultura de calidad y servicio al cliente; y fortalecer la presencia de Petróleos Mexicanos en el mercado nacional.

PEMEX está realizando actividades tendientes a mejorar su imagen y competitividad ante distribuidores, franquiciatarios y clientes, mediante programas de fidelización y el desarrollo de negocios complementarios para estos diferentes canales.

En materia de exportaciones se tiene la ventaja de ubicación geográfica para la exportación de crudo a Estados Unidos y Canadá, donde se encuentra el 80.7% del mercado de exportación. Los clientes de PEMEX tienen la infraestructura necesaria para la refinación de los productos y se tienen establecidos contratos de renovación automática "evergreen" con la mayor parte de estos clientes, lo que ha permitido una relación satisfactoria con ellos.

Volúmenes y precios de venta

La rentabilidad de las operaciones en cualquier período contable en particular está directamente relacionada con el volumen de ventas y los precios promedio de realización del petróleo crudo y el gas natural que PEMEX vende. Estos precios de realización promedio para el crudo y el gas natural fluctuaron de un período a otro debido a las condiciones del mercado mundial y otros factores.

Volúmenes y precios de exportación

PEP vende petróleo crudo a PMI, quien a su vez lo vende a clientes en el extranjero. El volumen de petróleo crudo que se exporta es el volumen entregado a los clientes en el extranjero según se ajuste por su contenido de agua y de acuerdo con el conocimiento de embarque y prácticas comerciales estándar. Se basaron las fórmulas de precios de exportación de crudo sobre una canasta de precios de referencia internacional y una constante establecida de acuerdo con condiciones de mercados específicas. Los precios de exportación de productos del petróleo y gas natural se determinan mediante referencia a las condiciones del mercado y negociaciones directas con los clientes.

Los cambios significativos en los precios internacionales de crudo afectan en forma directa los resultados financieros. El impacto de estos cambios sobre los precios del crudo en las actividades de refinación e industria petroquímica dependen de:

- La magnitud del cambio en los precios del crudo;
- El ajuste de los precios del crudo y productos petroquímicos en los mercados internacionales para reflejar cambios en los precios del crudo; y
- La dimensión en la cual los precios en México, en donde se vende la mayor parte de los productos de petróleo y petroquímicos, reflejan los precios internacionales de estos productos.

La siguiente tabla establece el precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo que recibe PMI de las exportaciones a clientes en el extranjero y el precio promedio de su estándar de comparación, el petróleo crudo West Texas Intermediate, para los años indicados. Los precios promedios del petróleo crudo West Texas Intermediate son más altos que los precios promedio del petróleo crudo que PEMEX exporta. Lo anterior, se debe en esencia al elevado costo de refinación de crudos amargos que constituyen la mayoría de las exportaciones.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de				
	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>
	(en dólares por barril)				
Precio promedio de petróleo crudo West Texas Intermediate.....	EUA\$30.97	EUA\$25.93	EUA\$26.08	EUA\$31.10	EUA\$41.49
Precio de exportación promedio ponderado del petróleo crudo de PEMEX.....	24.79	18.61	21.52	24.78	31.05

Nota: Las cifras en la tabla constituyen precios promedio para todo el año. Los precios spot al cierre del año son diferentes. El 27 de junio el precio spot del petróleo crudo West Texas Intermediate fue de EUA\$60.40 por barril y el precio spot de la canasta de petróleo crudo de PEMEX fue estimado en EUA\$46.90 por barril.

Fuente: Estadísticas de operación de PMI basadas en información de los conocimientos de embarque y los Platt's U.S. Market Scan (McGraw-Hill Company).

Precios Nacionales

Diversos comités conformados por funcionarios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, así como representantes de diversos órganos gubernamentales, entre los que se incluyen la SHCP, la Secretaría de Energía, la SFP y la Secretaría de Economía, entre otros, definen las fórmulas empleadas para determinar los precios del crudo y productos del petróleo vendidos en el mercado nacional. Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, junto con el Gobierno Federal, siguen una política que mantiene los precios de mayoreo nacional en línea general con los precios internacionales. Por otra parte, los precios de mayoreo se determinan haciendo referencia a los precios internacionales, pero se realizaron ajustes que reflejen costos de oportunidad, gastos de transporte y diferencias en la calidad de los productos respecto a los estándares de comparación internacionales. El precio de menudeo está conformado por el precio de mayoreo más el IVA, el margen de menudeo y los costos de flete. La SHCP determina los precios de menudeo de la gasolina y el diesel antes del inicio del año fiscal, en conjunción con la preparación del presupuesto del Gobierno Federal para dicho año. La SHCP también ajusta los precios de la gasolina y el diesel de manera que sean consistentes con las metas macroeconómicas del Gobierno Federal.

Los precios al menudeo para gasolina y diesel reflejan la adición del IEPS lo cual se describe más adelante, así como el IVA. El IEPS sólo se cobra en la gasolina y el diesel (ver más adelante "IEPS, aprovechamiento sobre rendimientos excedentes, derechos sobre la extracción de petróleo y otros impuestos"). Para fines de los Estados Financieros Consolidados Auditados, el IEPS se presenta como parte de las ventas nacionales netas y luego se deduce después del rendimiento antes de los derechos sobre la extracción de petróleo, IEPS y otros, así como el efecto acumulativo de la adopción de nuevos estándares contables.

Los precios de gas natural para ventas nacionales se calculan de acuerdo con las directrices de la Comisión Reguladora de Energía publicadas el 20 de marzo de 1996. Estos precios reflejan los costos de oportunidad de gas natural y las condiciones competitivas en los mercados internacionales y en el punto de venta.

La siguiente tabla compara los precios promedio, en términos nominales, de productos petroleros en México y los Estados Unidos para los años indicados.

	2000		2001		2002		2003		2004	
	México	E.U.A.	México	E.U.A.	México	E.U.A.	México	E.U.A.	México	E.U.A.
Productos del petróleo										
Gasolina regular sin plomo ⁽¹⁾	84.89	60.83	92.91	56.69	94.70	53.92	87.79	60.94	86.48	72.39
Gasolina Premium ⁽¹⁾	94.36	68.07	104.29	64.53	106.32	61.68	98.55	68.78	101.17	80.38
Turbosina ⁽²⁾	37.44	35.69	32.47	30.32	30.11	28.96	36.30	34.87	47.92	48.49
Queroseno ⁽³⁾	70.34	37.64	77.05	32.44	78.50	30.23	72.80	36.68	71.72	50.75
Gas Natural ⁽⁴⁾										
Industrial.....	3.65	4.45	4.20	5.03	3.15	3.99	5.31	5.81	6.09	6.38
Residencial.....	6.27	8.44	6.48	9.26	5.65	8.45	7.62	10.63	9.58	12.66
Petroquímicos selectos										
Amoniaco ⁽⁵⁾	153.84	173.93	157.41	160.55	133.74	127.47	237.03	205.36	272.48	250.68
Polietileno L.D. ⁽⁶⁾	1,034.70	1,298.66	877.90	1,059.74	735.36	1,013.47	948.07	1,286.82	1,221.15	1,504.37
Polietileno H.D. ⁽⁷⁾	1,082.79	1,183.66	961.44	1,004.63	699.51	947.90	824.85	1,187.97	978.44	1,364.33
Estireno ⁽⁸⁾	916.42	888.92	641.56	690.15	757.67	701.30	885.89	873.94	1,297.79	1,231.44

- (1) En dólares por barril. Precio al público incluyendo impuestos. Precios en la Ciudad de México. Precios en E.U.A. para Houston, Texas.
Fuentes: PR y encuesta Lundberg de Precios al Menudeo (Lundberg Survey Inc.).
- (2) En dólares por barril. Precios en México a puerta de refinería. Precios Spot en Houston, Texas (Jet Fuel Gulf Coast Waterbone).
Fuentes: PR y Platt's Oilgram U.S. Marketscan (McGraw-Hill Company).
- (3) En dólares por barril. En ambos países, precios al consumidor final. Los precios mexicanos incluyen impuestos, mientras que los estadounidenses los excluyen.
Fuentes: PR y Petroleum Marketing Monthly publicado por Energy Information Administration (DOE) (queroseno tipo turbosina, consumidor final).
- (4) En dólares por miles de pies cúbicos. Impuestos excluidos. Para 1999, los precios son para todo el país. Precios de gas natural industrial con compromiso mensual para volúmenes adicionales con notificación. Los precios para gas natural residencial reflejan los costos de transporte y distribución para cada área. Precio promedio nacional en Estados Unidos para gas industrial, para uso residencial promedio en Texas.
Fuente: PGPB, Comisión Reguladora de Energía y Petroleum Marketing Monthly publicado por Energy Information Administration (DOE).
- (5) En dólares por tonelada. Los precios excluyen impuestos. Para México precios de consumidores estratégicos de la Planta Petroquímica de Cosoleacaque. Para Estados Unidos precios Spot en Tampa, Florida.
Fuente: PPQ, Fertecon Weekly Ammonia Fax (Fertecon Limited) y Fertilizer Market Bulletin (FMB Consultants Ltd.).
- (6) En dólares por tonelada. Grado PX20020 P. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precios promedio de contrato para E.U.A.
Fuente: PPQ e ICIS-LOR (Icis-Lor Group Ltd.).
- (7) En dólares por tonelada. Grado PADMEX 55010. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precios promedio de contrato para E.U.A.
Fuente: PPQ e ICIS-LOR (Icis-Lor Group Ltd.).
- (8) En dólares por tonelada. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precios promedio contratados y spot para E.U.A.
Fuente: PPQ e ICIS-LOR (Icis-Lor Group Ltd.).

IEPS, aprovechamiento sobre rendimientos excedentes, derechos sobre la extracción de petróleo y otros impuestos

La siguiente tabla expone los impuestos y derechos que PEMEX registró en los tres últimos años.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre		
	2002	2003	2004
	(en millones de pesos constantes del 31 de diciembre, 2004)		
Derechos sobre la extracción de hidrocarburos y otros impuestos.....	\$201,470	\$303,335	\$419,629
IEPS.....	128,793	98,960	54,705
Total.....	\$330,263	\$402,295	\$474,334

Nota: Para la descripción de estos impuestos y derechos, véase – Situación Tributaria en el punto II 2.F.
Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX.

El IEPS asegura que PEMEX conserve la porción de ingresos por ventas que representan los precios de referencia internacionales ajustados de los productos, además de proporcionar al Gobierno Federal la diferencia entre los precios de menudeo nacionales, los cuales son precios controlados por el Gobierno Federal con base en las metas de inflación y los precios de referencia internacionales ajustados del diesel y la gasolina.

Cuando los precios internacionales disminuyen, los precios al mayoreo determinados por PEMEX se reducen y, como resultado, se elevará el IEPS por recaudar y transferir de los consumidores al Gobierno Federal.

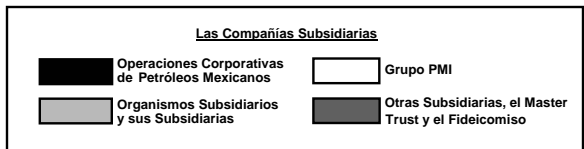
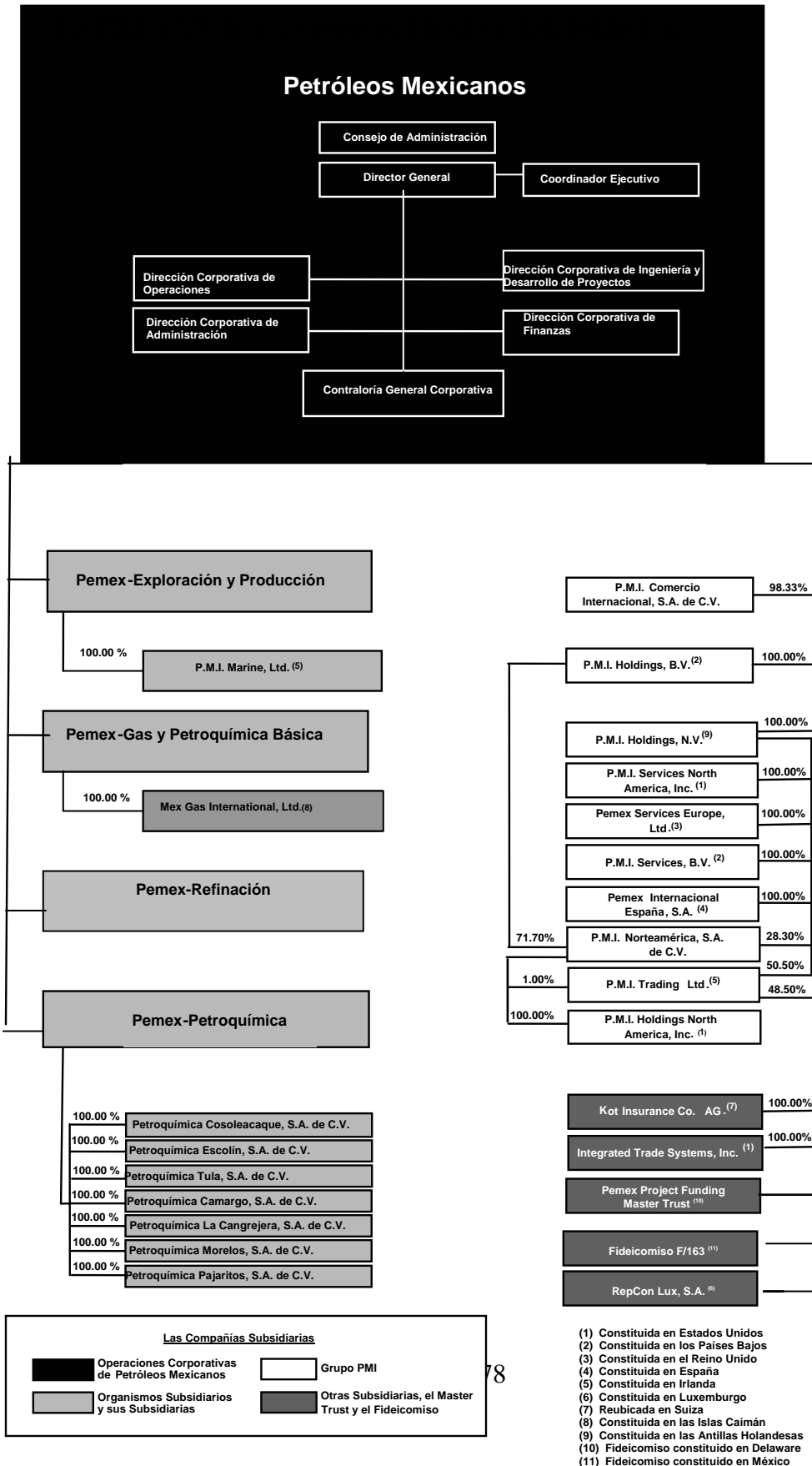
Para los combustibles usados en vehículos automotores, el IEPS es igual al precio de menudeo al cual PR vende la gasolina y diesel a los minoristas menos el precio de mayoreo de PR, IVA y costos de distribución.

Además del IEPS, PEMEX está sujeto a una serie de otros impuestos y derechos federales. En el 2004, la suma de estos impuestos y derechos alcanzó la suma de \$474,334 millones, incluido el IEPS y en 2005, la suma de estos impuestos y derechos representará el 60.8% de los ingresos por ventas de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios derivados de las ventas al Grupo PMI y a terceros. Adicionalmente, PEMEX ha estado sujeto hasta 2004 a un 39.2% adicional por el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes que se aplicó a la porción del ingreso por ventas de exportación de crudo a precios mayores al precio por barril pre-establecido por el Gobierno Federal. En el 2004, el precio pre-establecido fue de EUA\$20.00 por barril, y este derecho fue llamado el derecho de infraestructura. El efecto del aprovechamiento sobre rendimientos excedentes, cuando se combina con la tasa de derechos regulares, es que el Gobierno Federal y no PEMEX, obtiene todos los beneficios de los aumentos en los precios del crudo sobre dicho precio pre-establecido el cual es de EUA\$23.00 por barril.

Los impuestos y derechos sobre hidrocarburos afectan los ingresos de PEMEX debido a que se registran como gasto. No obstante, el IEPS y el IVA son impuestos indirectos que no tienen un impacto sobre los rendimientos de la Entidad pues se recaudan de los consumidores y se transfieren al Gobierno Federal.

J. Estructura Corporativa

ESTRUCTURA CONSOLIDADA DE PEMEX



- (1) Constituida en Estados Unidos
- (2) Constituida en los Países Bajos
- (3) Constituida en el Reino Unido
- (4) Constituida en España
- (5) Constituida en Irlanda
- (6) Constituida en Luxemburgo
- (7) Reubicada en Suiza
- (8) Constituida en las Islas Caimán
- (9) Constituida en las Antillas Holandesas
- (10) Fideicomiso constituido en Delaware
- (11) Fideicomiso constituido en México

K. Descripción de los Principales Activos

Propiedades, Plantas y Equipo

General

Las principales propiedades de PEMEX, que consisten en refinerías, instalaciones de almacenamiento, producción, manufacturas, instalaciones de transporte y ciertos puntos de venta, se ubican en territorio nacional. La ubicación, carácter, utilización, capacidad productiva y las cuestiones ambientales relacionadas con la exploración, perforación, refinación, producción petroquímica, instalaciones de transporte y almacenamiento se describen con anterioridad.

El programa de aseguramiento de los bienes de PEMEX es un programa global que da cobertura a prácticamente todo el patrimonio, tanto en tierra como en mar, sobre una base todo bien todo riesgo primer riesgo. (Ver II.2.D. -"Otros Contratos-Contratos de Seguros").

Reservas

Conforme a la legislación mexicana, todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos dentro de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tienen el derecho exclusivo de explotar las reservas bajo la Ley Reglamentaria, y otras disposiciones de carácter legal. Los estimados de las reservas de hidrocarburos de México se describen en la sección II.2.A. (i) -"Reservas".

L. Procesos Judiciales, Administrativos o Arbitrales

Dentro del curso ordinario de sus negocios, PEMEX es parte en numerosos juicios de diversa naturaleza. En cada caso en particular PEMEX evalúa la procedencia o improcedencia de las prestaciones reclamadas, a fin de determinar si es necesario crear un fondo de contingencia para el caso de obtener una resolución desfavorable. PEMEX no tiene conocimiento de ningún juicio o procedimiento del que sea o pudiera ser parte y que pudiera llegar a obtener una resolución que le afecte materialmente, para el cual no haya creado un fondo de contingencia.

Juicios laborales

PEMEX enfrenta diversas demandas laborales presentadas por algunos trabajadores y ex-trabajadores. Dichas demandas se derivan de pagos de indemnizaciones por despido, pagos por seguro de vida, prórroga de los contratos de trabajo, nivel de salarios, despidos injustificados y aportaciones para vivienda. No se espera que estos juicios afecten adversa y sustancialmente la condición financiera o el resultado futuro de las operaciones.

En agosto de 2003, el Sindicato presentó una demanda contra Petróleos Mexicanos, la cual fue radicada en la Junta Especial Número Siete de la Federal de Conciliación y Arbitraje reclamando el pago de ciertas prestaciones económicas. En julio de 2004, el Sindicato y Petróleos Mexicanos aceptaron resolver esta demanda mediante un acuerdo extrajudicial de conformidad con el convenio laboral que se menciona en el apartado II.2.G.-"Recursos Humanos." Con fecha 3 de agosto de 2004 el Sindicato se desistió de la demanda presentada ante la Junta Especial Número Siete de la Federal de Conciliación y Arbitraje antes mencionada.

Algunos miembros del Congreso de la Unión han cuestionado los montos acordados entre el Sindicato y Petróleos Mexicanos en el convenio laboral antes mencionado. Sin embargo, a la fecha de este reporte, no se han presentado denuncias contra algún funcionario en relación con dicho convenio.

Auditorías del Gobierno Federal y otras investigaciones

En el año 2001, la SFP realizó una auditoria a las operaciones de PEMEX del año 2000 y de los años anteriores. En la auditoria, la SFP identificó una serie de operaciones entre PEMEX y el Sindicato

durante el año 2000 en las cuales PEMEX considera que existieron actos ilícitos. A continuación se presenta un resumen de las operaciones, los alegatos y los procesos relacionados.

El 21 de enero de 2002 la SFP dio a conocer que había denunciado ante la Procuraduría General de la República el desvío de \$1,580 millones de recursos federales provenientes de Petróleos Mexicanos hacia el Sindicato, durante el período de marzo a octubre de 2000. La SFP argumenta que los pagos se realizaron en contravención a las leyes mexicanas y a las regulaciones gubernamentales entonces vigentes.

La Procuraduría General de la República ha ejercido acción penal en contra de algunos de los ex-funcionarios de Petróleos Mexicanos por la presunción de haberse excedido en el ejercicio de sus atribuciones. El 20 de marzo de 2002, Petróleos Mexicanos presentó tres denuncias penales ante la Procuraduría General de la República en las que se solicita, entre otros, el ejercicio de la acción penal contra Rogelio Montemayor Seguy (ex-Director General), Carlos Juaristi Septién (ex-Director Corporativo de Administración) y Juan José Domene Berlanga (ex-Director Corporativo de Finanzas) por presuntas conductas ilícitas consistentes en el uso indebido de sus atribuciones y sin la autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, el área jurídica de Petróleos Mexicanos o el Gobierno Federal para distraer en favor del Sindicato y de algunos de sus representantes un total de \$1,660 millones (que incluyen los anteriores \$1,580 millones previamente identificados por la SFP en su denuncia). Con esa misma fecha, la Procuraduría General de la República incluyó a otros ex-funcionarios como al Sr. Manuel Gómezperalta Damirón (también ex-Director Corporativo de Administración) por el supuesto delito de peculado en relación con mencionado desvío de recursos. Este proceso contra el Sr. Gómezperalta Damirón se encuentra en la etapa de pruebas. Este proceso está radicado en el Juzgado Décimo Tercero de Distrito de Procesos Penales Federales del Distrito Federal y se encuentra en sus fases finales.

El Dr. Montemayor renunció a Petróleos Mexicanos el 30 de noviembre de 2000 con motivo de la designación por parte del Presidente Fox, del Ing. Raúl Muñoz Leos como Director General de Petróleos Mexicanos. Los señores Juaristi y Domene dieron por terminada su relación laboral con Petróleos Mexicanos en febrero de 2001, como consecuencia del cambio de administración por la designación del Ing. Raúl Muñoz Leos. En mayo de 2002 un juez federal en México giró órdenes de aprehensión en contra de ciertos ex-funcionarios de Petróleos Mexicanos (incluyendo a los señores Montemayor, Juaristi y Domene) por los presuntos delitos de peculado, uso indebido de sus atribuciones y facultades y ejercicio indebido del servicio público. El 1º de julio de 2002, el Dr. Montemayor decidió entregarse voluntariamente en Texas a las autoridades federales de los E.U.A.

En una audiencia celebrada el 20 de julio de 2004, un juez federal en los E.U.A. autorizó la extradición del Dr. Rogelio Montemayor Seguy de los E.U.A. a México. En agosto de 2004, el Dr. Montemayor apeló esta determinación, misma que fue negada y con fecha 2 de Septiembre de 2004 las autoridades de E.U.A. extraditaron al Dr. Montemayor y lo entregaron a autoridades mexicanas para hacer frente a los cargos por los delitos de peculado y uso indebido de atribuciones y facultades.

El 10 de septiembre de 2002, la Procuraduría General de la República presentó una solicitud de desafuero ante el Congreso de la Unión para el Senador Ricardo Aldana Prieto, quien es miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos como representante del Sindicato, por su participación en el supuesto delito de desvío de fondos públicos. Si se aprueba el desafuero, la Procuraduría General de la República podrá solicitar a un juez competente que autorice su aprehensión por su presunta participación en el desvío ilegal de fondos de Petróleos Mexicanos. El Senador Ricardo Aldana Prieto terminará su período como legislador en el 2006, por lo que seguirá gozando del fuero constitucional hasta entonces, a menos que la autoridad competente decida retirarle dicho fuero.

En julio de 2003, la Procuraduría General de la República cerró formalmente la averiguación previa relativa a los presuntos delitos de lavado de dinero y delincuencia organizada en contra de algunos ex-funcionarios de Petróleos Mexicanos, incluyendo a los señores Rogelio Montemayor, Carlos Juaristi Septién y Juan José Domene Berlanga, ya que esta autoridad consideró que no había suficientes elementos para acreditar los mismos. Los procesos judiciales por los presuntos delitos de peculado electoral y uso indebido de atribuciones y, en el caso de los señores Juaristi y Domene, también por el presunto delito de ejercicio indebido de un servicio público han sido cerrados, por considerarse que no había suficientes elementos de prueba para acreditar los mismos. Sin embargo, estos ex-funcionarios siguen sujetos al procedimiento en su contra por el presunto delito de peculado. El proceso contra el Dr. Montemayor se encuentra en la etapa de pruebas. El 10 de mayo de 2005, la SFP anunció que sancionó con multas hasta por \$2.8 mil millones y se inhabilitó para ocupar algún cargo en la Administración Pública Federal durante diferentes periodos de

tiempo, a seis ex funcionarios de Petróleos Mexicanos, entre ellos, un ex Director General, en relación con el presunto desvío de recursos de Petróleos Mexicanos al Sindicato. Algunos de los ex funcionarios apelaron estas sanciones, las cuales se encuentran pendientes de resolver.

En septiembre y octubre de 2003 un juez dictó dos órdenes de aprehensión en contra del Sr. Carlos Romero Deschamps (Secretario General del Sindicato). El proceso contra el Sr. Romero Deschamps se encuentra en etapa de pruebas.

El Sindicato ofreció pagar, en un plazo de varios años, la cantidad de \$1,580 millones a PEMEX por las cantidades supuestamente entregadas en forma ilícita desde PEMEX a través de las operaciones bajo investigación. Esta oferta fue aceptada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su sesión celebrada el 1 de septiembre de 2003. Los importes que han sido recibidos a la fecha han sido registrados como un ingreso dentro del período en el cual han sido recibidos los pagos de acuerdo con los PCGA.

Desde que la SFP dio a conocer el presunto desvío ilegal de fondos, Petróleos Mexicanos ha estado coadyuvando con la SFP y la Procuraduría General de la República para perseguir a los presuntos responsables de los delitos cometido en su contra, ejerciendo todos los medios legales a su alcance que en su carácter de víctima y ofendido contemplan las leyes mexicanas. Además, Petróleos Mexicanos ha establecido determinadas reglas a fin de promover una cultura de comportamiento ético para evitar la corrupción en las operaciones diarias de PEMEX. El 31 de julio de 2002 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el Código de Ética de los Servidores Públicos de la Administración Pública Federal, el cual contiene las reglas para promover la legalidad, honestidad, integridad, lealtad, imparcialidad y eficiencia en el desempeño de las tareas públicas por servidores públicos. El 3 de octubre de 2003 Petróleos Mexicanos anunció la expedición del Código de Conducta de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el cual establece los comportamientos que se esperan de todos los trabajadores de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en el desempeño laboral diario y que fue diseñado para dar mayor transparencia en su actuar y prevenir abusos. Además el 12 de mayo de 2004, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos adoptó un Código de Ética al que están sujetos el Director General, el Director Corporativo de Finanzas, el titular del área de Contabilidad y otros funcionarios que lleven a cabo funciones similares en Petróleos Mexicanos, así como los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias que consolidan sus Estados Financieros con el primero. PEMEX espera que estos esfuerzos den como resultado un sistema más efectivo de controles internos.

El 16 de octubre de 2000, de conformidad con el artículo 73 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, PR convino con Productos Ecológicos S.A. de C.V. ("PROESA") terminar un juicio arbitral que se presentó ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio con relación a la terminación anticipada de un contrato de suministro y servicios de largo plazo que involucraba la construcción de una planta de Éter de Metil-Terbutil (que nunca se llevó a cabo). Inicialmente PROESA demandó el pago de la cantidad de EUA\$ 650 millones, sin embargo, después de diversas negociaciones privadas se llegó a un acuerdo. Con fecha 16 de octubre de 2000, PR pagó por concepto de indemnización la cantidad de aproximadamente EUA\$146.5 millones (EUA\$127 millones más impuestos), registrándose como un gasto en el año 2000. En virtud de lo anterior, PR presentó una denuncia penal contra de los ex funcionarios de PR que participaron en este asunto.

La Procuraduría General de la República ejerció acción penal en contra de los ex-funcionarios de Petróleos Mexicanos Lic. Cuauhtemoc Arce Herce, Dr. Jaime Mario Willars Andrade y Lic. Luis Ricardo Bouchot Guerrero, y cualquier otra persona que resulte responsable por el presunto delito de ejercicio indebido del servicio público en relación con esta transacción. El proceso contra el Lic. Arce Herce, cuya causa penal 26/2004 está radicada en el Juzgado Séptimo de Distrito de Procesos Penales Federales en el Distrito Federal, con sede en el reclusorio Sur concluyó la etapa de pruebas. El juez le otorgó libertad bajo caución. En Septiembre de 2004 PR interpuso un amparo contra dicha resolución, mismo que esta pendiente de resolución.

Procesos Judiciales, Arbitrales o Administrativos

En marzo de 1999, Zapata Internacional, S.A. de C.V. ("ZAPATA") demandó a PEP, por la vía ordinaria mercantil, el pago de servicios prestados y no pagados, entre otros conceptos, derivados de un contrato de obra pública. Este proceso se ventila ante el Juzgado Quinto de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal, bajo el número de expediente 3/99-III, autoridad que condenó a PEP al pago de la cantidad aproximada de \$9.2 millones más los intereses legales. En noviembre de 2003, ZAPATA promovió

incidente de ejecución de sentencia, mismo que se resolvió a finales de marzo de 2004, condenando a PEP al pago de la cantidad de \$1.6 mil millones. PEP promovió un recurso de apelación por estar en desacuerdo con el monto fijado por el Juez. El recurso de apelación fue resuelto revocando la sentencia que condenó al pago de los intereses. En contra de esta resolución, ZAPATA promovió un amparo, mismo que le fue negado y, en contra de dicha determinación, ZAPATA promovió recurso de revisión, mismo que se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 22 de junio de 2005 ZAPATA se desistió del recurso de revisión, ya que llegó a un acuerdo extrajudicial con Petróleos Mexicanos por el que Petróleos Mexicanos únicamente pagó la cantidad de \$60 millones.

Construcciones Industriales del Golfo, S.A. de C.V. demandó en marzo de 2000 a Petróleos Mexicanos y PR, por la vía ordinaria mercantil, servicios prestados y no pagados, entre otros conceptos, derivados de un contrato de obra pública cuyo monto asciende a la cantidad aproximada de EUA\$79 millones más los accesorios legales (intereses legales). Este proceso se lleva ante el Juzgado Primero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal, bajo el número de expediente 30/2000. Mediante sentencia de fecha 16 de febrero de 2004, se absolvió a Petróleos Mexicanos y se condenó a PR al pago de la cantidad de EUA\$4.5 millones más intereses legales. Petróleos Mexicanos promovió recurso de apelación, en virtud de que no existió pronunciamiento por parte del Juzgado respecto del pago de gastos y costas que sigue pendiente de resolución. En abril de 2005 Construcciones Industriales del Golfo, S.A. de C.V. promovió incidente de ejecución de sentencia para determinar los intereses, mismo que se encuentra pendiente de resolución.

En septiembre de 2001, CONPROCA, S.A. de C.V. una compañía constructora que presta servicios de construcción y mantenimiento para la Refinería de Cadereyta de PR, presentó una demanda ante la Corte Internacional de Arbitraje, de conformidad con las Reglas de la Cámara Internacional de Comercio (juicio arbitral 11760/KGA), en contra de PR y Petróleos Mexicanos exigiendo el pago de los gastos incurridos por CONPROCA, S.A. de C.V. en la prestación de esos servicios. PR y Petróleos Mexicanos contestaron la demanda y a su vez contrademandaron a CONPROCA, quien amplió su demanda, misma que fue contestada por Petróleos Mexicanos y PR, quienes a su vez ampliaron su contrademanda. CONPROCA, S.A. DE C.V. pretende el pago de la cantidad de EUA\$632.1 millones. Por su parte, Petróleos Mexicanos y PR pretenden el pago de la cantidad de EUA\$907.7 millones. El 15 de mayo de 2005 ambas partes presentaron su relación de pruebas a desahogar, mismas que serán desahogadas a más tardar el 30 de junio de 2005.

En abril de 2004, se notificó a Petróleos Mexicanos y PEP la demanda instaurada por Construcciones Industriales del Golfo, S.A. de C.V. radicada en el Juzgado Décimo de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal bajo el número de expediente 40/2004-VIII, en el cual se reclaman diversos incumplimientos a un contrato que tuvo por objeto la remoción de depósitos en la Refinería de Salamanca. Dicha reclamación que asciende aproximadamente a \$15 millones por obra terminada y no pagada y aproximadamente a EUA\$219.6 millones por daños y perjuicios. El 6 de mayo de 2004, PEP y Petróleos Mexicanos interpusieron una excepción de incompetencia, que se declaró infundada. PEP y Petróleos Mexicanos contestaron la demanda y actualmente el juicio esta en la etapa de ofrecimiento de pruebas.

Se presentaron dos demandas en contra de PEP en relación con los Contratos de Servicios Múltiples, la primera fue presentada por la Unión Nacional de Trabajadores de Confianza de la Industria Petrolera y la segunda por un grupo de Diputados y Senadores de la Quincuagésima Novena Legislatura del Congreso de la Unión, representados por el Senador Manuel Barlett Díaz. En el primer caso la demanda fue presentada en la vía ordinaria civil el 29 de abril de 2004 y fue turnada al Juzgado Décimo Primero de Distrito en Materia Civil solicitando la declaración de nulidad absoluta de los contratos de servicios múltiples que PEP celebró con Repsol Exploración México, S.A. de C.V., argumentando que dichos contratos eran violatorios del artículo 27 constitucional. PEP contestó la demanda negando violación alguna al artículo 27 constitucional, además de invocar diversas excepciones. El 22 de junio de 2004, el juez consideró fundada la excepción de incompetencia promovida por PEP, declarando su incompetencia para conocer del asunto y el juicio fue remitido al Juzgado Administrativo. El Juzgado Administrativo admitió la demanda y PEP promovió una excepción de incompetencia, misma que fue resuelta en mayo de 2005 y el Juez Administrativo se declaró incompetente para conocer del asunto. Dicha resolución no fue recurrida por la Unión Nacional de Trabajadores de Confianza y tampoco promovieron la demanda dentro del término legal ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, por lo que perdieron su derecho para hacerlo con posterioridad.

En el segundo caso, el juicio fue radicado en el Juzgado Noveno de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal, bajo el número de expediente 72/2004. Se demandó entre otras prestaciones, la nulidad de

los contratos de servicios múltiples que PEP celebró con la empresa Repsol Exploración México, S.A. de C.V. con fecha 6 de mayo de 2004, el Juez Noveno de Distrito del Distrito Federal, antes de admitir la demanda, requirió a PEP para que cumpliera con ciertos requisitos en relación con los contratos de servicios múltiples antes mencionados. Con fecha 27 de julio de 2004 PEP proporcionó al Juzgado la información solicitada y la demanda fue admitida. PEP promovió incidente de incompetencia, mismo que fue declarado infundado. Asimismo PEP promovió incidente de falta de personalidad, mismo que fue resuelto con fecha 10 de junio de 2005, declarándose la falta de personalidad jurídica de los Diputados y Senadores para ser parte en este juicio. Esta resolución fue apelada por los Diputados y Senadores. En ninguno de los dos juicios mencionados se reclama a PEP el pago de alguna cantidad de dinero, ya que lo que se demanda es la declaración de la nulidad de los contratos de servicios múltiples. Sin embargo debe tomarse en consideración que en caso de que la autoridad judicial declare la nulidad de dichos contratos, la empresa Repsol Exploración México, S.A. de C.V. podría demandar el pago de daños y perjuicios ocasionados. Considerando que se tienen elementos suficientes para obtener una sentencia favorable a PEP, por lo que no se ha creado ninguna reserva para afrontar una sentencia desfavorable.

En diciembre de 2003, Unión de Sistemas Industriales, S.A. de C.V. demandó a PR la nulidad de un contrato de obra a precios unitarios y tiempo determinado, así como el pago de daños y perjuicios, demandando la cantidad de EUA\$141.6 millones. El juicio fue radicado en el Juzgado Tercero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal, bajo el número de expediente 202/2003. En enero de 2004, PR promovió un incidente de incompetencia por materia, mismo que fue declarado infundado y competente al Juez civil. PR dio contestación a la demanda con fecha 19 de octubre de 2004. Actualmente se está en espera de que se inicie la etapa de pruebas dentro del juicio.

En julio de 2000, Petroquímica Cosoleacaque, S.A. de C.V. ("PECOSA"), demandó a Afianzadora Insurgentes, S.A. de C.V. y a Fianzas México Bital, S.A. por un monto total aproximado de EUA\$100 millones, por virtud de adeudos por suministro de productos garantizados mediante pólizas de fianza otorgadas a favor de Agro Nitrogenados, S.A. de C.V. Dicho juicio fue radicado en el Juzgado Décimo de Distrito en Coahuila de Zaragoza, Veracruz, bajo el número de expediente 18/2000. En junio de 2004 se dictó sentencia a favor de PECOSA. Las afianzadoras demandadas promovieron juicio de amparo en contra de esa sentencia, misma que fue turnada al Segundo Tribunal Colegiado del Décimo Circuito con residencia en Villahermosa, Tabasco, y se está en espera de que se pronuncie la resolución correspondiente.

En diciembre de 2004, Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R.L. de C.V. ("COMMISA"), demandó a PEP, ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio, por la cantidad de EUA\$300 millones, por incumplimiento de un contrato de obra de dos plataformas en Cantarell. En diciembre de 2004 la demanda fue admitida. PEP solicitó una prórroga para contestar la demanda y con fecha 25 de febrero de 2005 dio contestación a la demanda y contrademandando a COMMISA. Con fecha 25 de marzo de 2005 COMMISA contestó la contrademanda. Con fecha 18 de abril de 2005 la Secretaria de la Corte confirmó a los árbitros propuestos por las partes. En mayo de 2005, una vez nombrado el presidente del tribunal arbitral, este quedó constituido y se está en espera de que el Tribunal cite para presentación de las partes y para la elaboración del acta de emisión que es el documento en donde se establecen las cuestiones que deberán ser resueltas en el arbitraje.

En enero de 2005 COMBISA, S. de R.L. de C.V. ("COMBISA") demandó ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio, a PEP por la cantidad de EUA\$235 millones, más intereses, pago de honorarios y costas de abogados, por incumplimiento de un contrato de obra en relación con dos plataformas en Cantarell. En abril de 2005 PEP contestó la demanda y a su vez contrademandó. COMBISA contestó la contrademanda con fecha 6 de mayo de 2005. Sigue pendiente la confirmación por parte de la corte de los árbitros propuestos por las partes.

En febrero de 2005 COMMISA demandó a PEP, el pago de una compensación calculada en aproximadamente EUA\$147 millones, más daños y perjuicios, por supuestos incumplimiento imputables a PEP relativos a ductos en Cantarell. Con fecha 25 de abril de 2005, la Secretaria de la Corte confirmó a los árbitros propuestos por las partes. En mayo de 2005, PEP contestó la demanda arbitral y a su vez promovió una contrademanda contra COMMISA y en junio de 2005 se designó al presidente del Tribunal.

Acciones contra el Mercado Ilícito de Combustibles

En agosto de 2003, se dio a conocer que existe un grupo de trabajo interinstitucional del Gobierno Federal, en el que participa PEMEX, con el propósito de delinear estrategias, dar seguimiento al Programa de Combate al Mercado Ilícito de Combustibles y ejercer las acciones legales procedentes ante las

autoridades competentes. Como resultado de las estrategias desarrolladas por el grupo de trabajo interinstitucional, en abril de 2004 se reformó el Código Penal Federal que prevé como delito grave la sustracción o aprovechamiento de hidrocarburos o sus derivados sin derecho o consentimiento de la persona que legalmente pueda autorizarlos de los equipos o instalaciones de la industria petrolera. Asimismo, desde marzo de 2004 la Policía Federal Preventiva ha venido custodiando las instalaciones de PR, lo que ha permitido abatir el mercado ilícito de combustibles. En forma adicional, PR está implementando diversas medidas para prevenir y combatir el mercado ilícito de combustibles, entre las que destacan, un sistema de control electrónico en estaciones de servicios que permite abatir prácticas irregulares, mediante un mecanismo que consolida la información en torno a la venta, recibo y almacenamiento de productos en las estaciones de servicio; el sistema SCADA que permite detectar y localizar fugas en los poliductos; un control satelital de los autotanques de PR para el reparto local, así como un sistema de laboratorios móviles que analizan la calidad de los combustibles. El mercado ilícito de combustibles impacta en los resultados de operaciones de PEMEX en virtud de la pérdida de las ganancias que Petróleos Mexicanos hubiera obtenido por la venta de dichos productos. PEMEX está convencido de que las acciones para prevenir y combatir el mercado ilícito de combustibles antes mencionadas, darán como resultado un incremento en el volumen de ventas de combustibles.

III. INFORMACIÓN FINANCIERA

1. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

La información financiera seleccionada que se presenta más adelante debe leerse junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados incluidos en los anexos del presente reporte anual y está validada en su totalidad por referencia a ellos. Los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX de los ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 fueron auditados por PricewaterhouseCoopers, S.C. Los Estados Financieros Consolidados Auditados se preparan según los PCGA.

En enero de 2003, la SHCP informó que, para el ejercicio fiscal que termina el 31 de diciembre de 2003, deberían reconocerse los efectos de la inflación según la NIF-06 BIS "A" Apartado C, lo cual requiere la adopción del Boletín B-10. En cumplimiento de las Normas mencionadas los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX del año terminado al 31 de diciembre de 2002 fueron reformulados por la Administración de PEMEX para presentarlos sobre las mismas bases que las de los terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2004.

Los Estados Financieros Consolidados Auditados que se incluyen están presentados en pesos constantes del 31 de diciembre de 2004, por lo que toda la información contenida en esta sección (*III – Información financiera*) del reporte anual también está presentada en pesos constantes al 31 de diciembre de 2004, a menos que expresamente se indique que son pesos nominales.

La siguiente tabla presenta un resumen de cierta información financiera consolidada seleccionada, derivada de los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX por cada uno de los ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004. La información financiera consolidada seleccionada que se incluye debe ser leída y analizada en forma conjunta con dichos Estados Financieros Consolidados Auditados y sus Notas Complementarias. Asimismo, dicho resumen deberá ser leído y analizado tomando en consideración todas las explicaciones proporcionadas por la administración de la Entidad a lo largo del capítulo "Información Financiera", especialmente en la sección "Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera de la Entidad".

Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾⁽²⁾

	2002	2003	2004
	(en millones de pesos constantes del 31 de diciembre de 2004)		
Datos del Estado de Resultados			
Ventas Netas ⁽³⁾	\$541,574	\$657,893	\$773,587
Ingresos totales ⁽³⁾	541,480	661,008	784,741
Ingresos totales sin IEPS.....	412,687	562,049	730,037
Rendimiento de Operación.....	311,070	386,647	455,201
Costo integral de financiamiento.....	6,563	32,338	7,048
Rendimiento (pérdida) del período.....	(25,850)	(42,754)	(25,496)
Datos del Balance General (fin del período)			
Efectivo y valores de inmediata realización.....	47,989	77,143	84,872
Total activo.....	807,571	889,359	947,527
Deuda a largo plazo.....	208,956	319,373	394,549
Total pasivo a largo plazo.....	573,812	697,094	773,702
Patrimonio.....	109,300	48,241	33,343
Otros Datos Financieros			
Depreciación y amortización.....	35,570	42,649	41,900
Inversiones en activos fijos al costo ⁽⁴⁾	99,900	71,387	75,062

(1) Incluye a Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias.

(2) Cada uno de los Estados Financieros Consolidados Auditados de los tres ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, fueron preparados conforme a los PCGA, reconociendo el efecto de la inflación de acuerdo con el Boletín B-10 de los PCGA.

(3) Incluye al IEPS como parte del precio de venta de los productos vendidos.

(4) Incluye inversiones en activos fijos y capitalización de intereses y excluye ciertos gastos cargados a la reserva para exploración y declinación de campos.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados.

Tipo de Cambio

Los flujos de ingreso y egreso de PEMEX están en pesos y dólares, por lo que la actividad de venta de dólares es común en la Entidad. PEMEX presenta ingresos en dólares provenientes de las exportaciones de petróleo crudo y de productos del petróleo y realiza pagos en la misma moneda para cubrir, entre otros, los compromisos por importaciones o pago de deuda; sin embargo, en ocasiones es necesario realizar transacciones peso-dólar para hacer frente a compromisos en estas divisas.

La siguiente tabla, expresada en pesos por dólar, muestra el tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana para los períodos indicados.

Período Ejercicio que terminó el 31 de diciembre	Tipo de Cambio			
	Alto	Bajo	Promedio ⁽¹⁾	Fin del Período
2000	10.087	9.183	9.472	9.618
2001	9.972	8.946	9.326	9.156
2002	10.425	9.001	9.746	10.425
2003	11.406	10.113	10.846	11.242
2004	11.635	10.805	11.309	11.154
2005:				
Enero	11.411	11.172	11.263	11.207
Febrero	11.206	11.043	11.137	11.089
Marzo	11.330	10.976	11.155	11.177
Abril	11.230	11.036	11.112	11.082
Mayo	11.033	10.885	10.976	10.913
Junio ⁽²⁾	10.883	10.759	10.824	10.809

(1) Promedio de los tipos de cambio a fin de mes excepto para el tipo de cambio mensual para 2005.

(2) Datos del periodo comprendido del 1º de junio al 27 de junio de 2005.

Fuente: Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación.

El tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicado por el Banco de México para el 27 de junio de 2005 fue de \$10.809 por EUA\$1.00.

2. INFORMACIÓN FINANCIERA POR LÍNEA DE NEGOCIO, ZONA GEOGRÁFICA Y VENTAS DE EXPORTACIÓN

Resultados de Operación por Segmento de Negocios

Esta sección presenta los resultados de las operaciones por segmento de negocios, incluyendo las operaciones corporativas centrales y las operaciones de las Compañías Subsidiarias consolidadas.

Ingresos por segmento de negocio

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas netas a terceros e interorganismos por segmento de negocios para los tres ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, así como el cambio porcentual en los ingresos por ventas de los años 2002 al 2004.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de			2003	2004
	2002	2003	2004	vs. 2002	vs. 2003
	(en millones de pesos constantes de 2004)			(%)	(%)
Exploración y Producción					
Ventas a terceros ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Ventas interorganismos	316,852	448,780	560,997	41.6	25.0
Total de ventas netas	\$ 316,852	\$ 448,780	\$ 560,997	41.6	25.0
Refinación					
Ventas a terceros ⁽¹⁾	\$ 281,357	\$ 299,551	\$ 316,140	6.5	5.5
Ventas interorganismos	15,803	24,657	27,021	56.0	9.6
Total de ventas netas	\$ 297,160	\$ 324,209	\$ 343,161	9.1	5.8
Gas y Petroquímica Básica					
Ventas a terceros ⁽¹⁾	\$ 64,395	\$ 96,313	\$ 116,049	49.6	20.5
Ventas interorganismos	29,155	53,442	67,187	83.3	25.7
Total de ventas netas	\$ 93,551	\$ 149,755	\$ 183,236	60.1	22.4
Petroquímica					
Ventas a terceros ⁽¹⁾	\$ 8,168	\$ 11,473	\$ 16,824	40.5	46.6
Ventas interorganismos	4,409	6,375	7,366	44.6	15.5
Total de ventas netas.....	\$ 12,577	\$ 17,848	\$ 24,190	41.9	35.5
Corporativo, Compañías Subsidiarias y otras					
Ventas a terceros.....	\$ 187,654	\$ 250,556	\$ 324,574	33.5	29.5
Ventas y eliminación interorganismos	(366,220)	(533,253)	(662,571)	45.6	24.3
Total de ventas netas	\$ (178,566)	\$ (282,697)	\$ (337,997)	58.3	19.6
Total de ventas netas	\$ 541,574	\$ 657,893	\$ 773,587	21.5	17.6

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Incluyen las ventas de los Organismos Subsidiarios a las Compañías Subsidiarias principalmente al Grupo PMI.

Estas ventas se tratan como eliminación en este cuadro.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX.

Rendimiento por segmento de negocios

El siguiente cuadro muestra el rendimiento (pérdida) por segmento de negocios para cada uno de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como el cambio porcentual en el rendimiento para los años 2002 al 2004.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de			2003	2004
	2002	2003	2004	vs. 2002	vs. 2003
	(en millones de pesos constantes)			(%)	(%)
Segmento de negocios					
Exploración y Producción	\$ 16,385	\$ 1,180	\$(13,670)	(92.8)	(1,258.5)
Refinación	(37,498)	(38,099)	(22,060)	1.6	(42.1)
Gas y Petroquímica Básica	2,441	8,082	11,652	231.2	44.2
Petroquímica	(12,856)	(15,378)	(12,315)	19.6	(19.9)
Corporativo y Compañías Subsidiarias ⁽¹⁾	<u>5,679</u>	<u>1,460</u>	<u>10,897</u>	<u>(74.3)</u>	<u>646.4</u>
Rendimiento/ (Pérdida).	<u>\$(25,850)</u>	<u>\$(42,754)</u>	<u>\$(25,496)</u>	(65.4)	40.4

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Incluye eliminaciones intersegmento.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX.

3. INFORMACIÓN DE CRÉDITOS RELEVANTES

Compromisos para Desembolsos de Capital y Fuentes de Financiamiento

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los períodos indicados, la deuda total de PEMEX.

Total de la Deuda de PEMEX

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de ⁽¹⁾				
	<u>2000</u> ⁽²⁾	<u>2001</u> ⁽²⁾	<u>2002</u> ⁽²⁾	<u>2003</u> ⁽²⁾	<u>2004</u> ⁽²⁾
	(en millones de dólares) ⁽⁴⁾				
Deuda nacional en varias monedas ⁽³⁾	EUA\$ 923	EUA\$ 749	EUA\$ 694	EUA\$ 2,900	EUA\$ 6,530
Deuda externa ⁽⁴⁾					
MYRA ⁽⁵⁾	EUA\$ 351	EUA\$ 292	EUA\$ 224	EUA\$ 153	EUA\$ 77
Otros créditos bancarios directos	1,749	2,148	3,674	2,769	1,789
Valores					
Bonos ⁽⁶⁾	6,719	8,509	11,515	16,285	22,133
Papel comercial	447	228	433	432	-
Valores totales	7,166	8,737	11,948	16,717	22,133
Financiamiento comercial ⁽⁷⁾					
Líneas de aceptaciones	880	785	785	540	-
Créditos al comercio exterior ⁽⁸⁾	1,395	1,490	2,150	3,323	2,409
Financiamiento comercial total	2,275	2,275	2,935	3,863	2,409
Créditos de compra ⁽⁹⁾	355	351	380	387	366
Arrendamientos financieros	437	319	279	254	197
Préstamos de Agencias de Crédito a la Exportación (Financiamiento de proyectos) ⁽¹⁰⁾ ...	1,650	2,282	2,866	4,636	5,471
Total de deuda externa	<u>EUA\$13,983</u>	<u>EUA\$ 16,404</u>	<u>EUA\$22,306</u>	<u>EUA\$28,779</u>	<u>EUA\$ 32,442</u>
Total de la deuda ⁽²⁾⁽¹¹⁾	<u>EUA\$14.906</u>	<u>EUA\$ 17.153</u>	<u>EUA\$23.000</u>	<u>EUA\$31.679</u>	<u>EUA\$ 38.972</u>

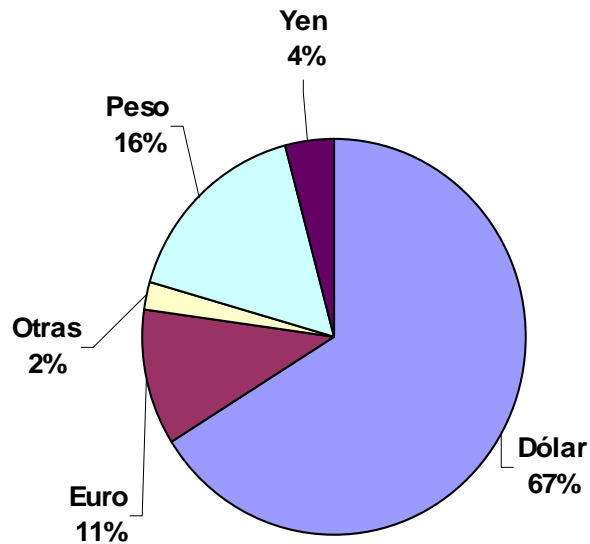
Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

- (1) Las cifras no incluyen los intereses por pagar al cierre del ejercicio. Los intereses acumulados fueron de EUA\$224 millones, EUA\$284 millones, EUA\$331 millones, EUA\$459 millones y EUA\$231 millones al 31 de diciembre de 2000, 2001, 2002, 2003 y 2004, respectivamente.
- (2) Incluye EUA\$4.5 mil millones, EUA\$7.5 mil millones, EUA\$14.1 mil millones, EUA\$22.5 mil millones y EUA\$26.0 mil millones de deuda del Master Trust al 31 de diciembre de 2000, 2001, 2002, 2003 y 2004 respectivamente y EUA\$1.4 mil millones y EUA\$5.5 mil millones de deuda del Fideicomiso al 31 de diciembre de 2003 y 2004, respectivamente.
- (3) La deuda pagadera en monedas distintas al dólar, se convirtió para efectos contables, primero a pesos al tipo de cambio fijado por Banco de México y luego se convirtió de pesos a dólares a los siguientes tipos de cambio: \$9.5722 = EUA\$1.00 para 2000, \$9.1423 = EUA\$1.00 para 2001, \$10.3125 = EUA\$1.00 para 2002, \$11.2360 = EUA\$1.00 para 2003 y \$11.2648 = EUA\$1.00. (Ver las Notas 9 y 14 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2004).
- (4) La deuda pagadera en monedas distintas al peso, a personas o instituciones que tengan su oficina principal o su lugar de operaciones fuera de México y pagadera fuera del territorio mexicano.
- (5) Contrato de reestructuración a varios años.
- (6) Incluye emisión de RepCon Lux S.A. de EUA\$1.37 mil millones al 4.5%. Bonos intercambiables garantizados con vencimiento en 2011.
- (7) Para financiar el comercio exterior del petróleo crudo y derivados.
- (8) Incluye la deuda del Master Trust por EUA\$1.0 mil millones de créditos al comercio exterior al 31 de diciembre de 2000 y 2001; EUA\$1.9 mil millones, EUA\$3.2 mil millones y EUA\$2.4 mil millones al 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 respectivamente.
- (9) Para financiar las importaciones de equipo y refacciones.
- (10) Incluye EUA\$1,450 millones, EUA\$2,176 millones, EUA\$2,771 millones, EUA\$4,529 millones y EUA\$5,428 millones de deuda del Master Trust al 31 de diciembre de 2000, 2001, 2002, 2003 y 2004, respectivamente.
- (11) No incluye EUA\$1,565.1 millones, EUA\$1,451.8 millones, EUA\$1,330.4 millones, EUA\$1,195.4 millones y EUA\$1,186.1 millones de deuda al 31 de diciembre de 2000, 2001, 2002, 2003 y 2004, respectivamente, incurrida con relación a PIDIREGAS Cadereyta de PR. (Ver la Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2004).

Fuente: PEMEX.

A continuación se incluye una gráfica de la distribución de la deuda por tipo de moneda de 2004:

Gráfica por Moneda con saldos al 31 de diciembre de 2004



Compromisos para Inversiones de Capital y Fuentes de Financiamiento

El compromiso total actual para inversiones de capital, incluyendo PIDIREGAS y No PIDIREGAS, asciende aproximadamente a \$136.5 mil millones para 2005.

En 2004, en términos nominales PEP invirtió \$109.6 mil millones en 27 PIDIREGAS y \$3.7 mil millones en otras inversiones generales de operación y productos estratégicos por un total de \$113.3 mil millones en exploración y producción. Para el 2005 se sigue contando con 27 PIDIREGAS y se han presupuestado para ese año, \$106.0 mil millones en inversiones en PIDIREGAS y \$8.8 mil millones en proyectos distintos a PIDIREGAS. (Ver II.2.A. -"Exploración y Producción —Inversiones").

En 2004, en términos nominales, PR invirtió en un PIDIREGAS y en otros proyectos generales de operación, proyectos estratégicos, adquisición de equipo, investigación y desarrollo así como inversiones complementarias por un total de \$5.1 mil millones. En el 2005 invertirá \$14.2 mil millones; de este monto, ha presupuestado \$7.1 mil millones para el PIDIREGAS y \$7.1 mil millones en inversiones en proyectos distintos a PIDIREGAS. Para mayor detalle sobre las inversiones de PR. (Ver II.2.A. -"Refinación —Inversiones").

Tanto PPQ como PGPB invierten en proyectos relacionados principalmente con el procesamiento, transporte y almacenamiento de gas natural, condensados y productos petroquímicos. En el 2005, PGPB invertirá \$1.5 mil millones en un PIDIREGAS, las plantas criogénicas modulares en Reynosa. El presupuesto de inversión en proyectos distintos a PIDIREGAS de PGPB es de \$2.9 mil millones, para el 2005. (Ver II.2.A. -"Gas y Petroquímica Básica —Inversiones")

En 2005, PPQ invertirá en un PIDIREGAS nuevo \$266 millones nominales, modernización y ampliación del tren de aromáticos 1 en la petroquímica La Cangrejera. El presupuesto de inversión en proyectos distintos a PIDIREGAS de PPQ es de \$2.2 mil millones en 2005. (Ver II.2.A. -"Petroquímica —Inversiones").

El compromiso de inversión actual ha aumentado en comparación con años anteriores. Se planea financiar esto a través de actividades de financiamiento como las que se han utilizado anteriormente así

como con nuevas fuentes. PEMEX ha financiado y espera continuar financiando los compromisos de inversión de PIDIREGAS, principalmente mediante la emisión de instrumentos de deuda en operaciones de mercado de capital, créditos sindicados con la banca comercial, créditos bilaterales de la banca comercial y créditos garantizados por agencias de crédito a la exportación. En una menor medida, se puede optar por utilizar a Pemex Finance para financiar algunos PIDIREGAS en caso de considerarse conveniente dadas las condiciones del mercado. Los valores que PEMEX o Pemex Finance emitan varían en tipo, monto, moneda y tasa de interés. Se podría emitir deuda en dólares, yenes, euros, libras esterlinas o pesos, entre otros. Estos valores pueden emitirse con tasas fijas o variables y con vencimientos que fluctúan entre tres y treinta años, dependiendo de las condiciones del mercado y los requerimientos de financiamiento. Los créditos sindicados con la banca comercial pueden pactarse con una o con varias series, con vencimientos que fluctúan entre uno y cinco años. Los créditos bilaterales varían en clase y rango y van desde corto plazo (menores a un año) hasta 15 años o más. (Ver - "Actividades de Financiamiento").

Según se describe en la sección "Actividades de Financiamiento", En lo que va de 2005 se han emitido EUA\$2.6 mil millones en el mercado internacional de capitales a través del Pemex Project Funding Master Trust y se espera emitir valores adicionales durante el resto del año. Además, se han emitido \$31.0 mil millones de *certificados bursátiles* en el mercado domestico a través del Fideicomiso F/163. Antes del 2003, Petróleos Mexicanos nunca tuvo emisiones de valores de deuda en el mercado nacional. Porque el mercado nacional ha demostrado un crecimiento significativo en los últimos años, se considera que este mercado representa una buena fuente alternativa para fondear PIDIREGAS, ofreciendo condiciones competitivas en términos de contenido, montos y tipos de tasas de interés, y como resultado se planea continuar emitiendo este tipo de valores en el mercado nacional. Adicionalmente se fondearon algunos PIDIREGAS a través de créditos comerciales bancarios denominados en pesos.

Las inversiones no relacionadas con los PIDIREGAS se financian principalmente con los ingresos de operación y, en menor medida, con préstamos garantizados por agencias de crédito a la exportación que se estructuran con vencimientos que fluctúan entre cinco y diez años.

Para poder llevar a cabo el programa de inversión planeado, es necesario buscar financiamiento de diversas fuentes y no es posible garantizar que se pueda obtener dicho financiamiento. La incapacidad de obtener un financiamiento adicional puede tener un efecto adverso sobre el programa de inversión planeado y podría limitar o diferir este programa.

Actividades de financiamiento

Actividades de financiamiento de 2005.

Durante el período del 1° de enero al 31 de mayo de 2005, el Master Trust obtuvo EUA\$368.0 millones nominales en créditos de la banca comercial para financiamiento de PIDIREGAS. Adicionalmente, se realizaron las siguientes operaciones de financiamiento:

- Petróleos Mexicanos obtuvo créditos directos por un monto de EUA\$26.9 millones para usarse en el financiamiento de capital de trabajo
- El 1° de febrero de 2005, el Fideicomiso F-163 realizó una emisión de certificados bursátiles por 1,697.6 millones de UDIS equivalentes a \$6,000 millones, bajo la modalidad de cupón cero a un plazo de 15 años.
- El 11 de febrero de 2005, el Fideicomiso F-163, bajo su programa de certificados bursátiles, realizó una colocación por \$15,000 millones en dos tramos: \$7,500 millones a tasa Cetes a 91 días más 51 puntos base, con vencimiento en 2010; \$7,500 millones a tasa Cetes a 182 días más 57 puntos base, con vencimiento en 2013.
- El 24 de febrero de 2005, el Master Trust emitió, bajo su programa de Pagarés a Mediano Plazo, bonos por €1,000 millones a tasa del 5.50% con vencimiento en 2025, garantizados por Petróleos Mexicanos.
- El 22 de marzo de 2005, el Master Trust contrató un crédito sindicado por EUA\$4,250 millones con un grupo de bancos para refinanciar saldos de varios créditos sindicados y para obtener recursos adicionales para las necesidades de financiamiento de los proyectos

PIDIREGAS. Este crédito está garantizado por Petróleos Mexicanos y contiene dos tramos, uno con vencimiento en 2010 y, el otro, con vencimiento en 2012.

- El 13 de mayo de 2005, el fideicomiso F-163 realizó una colocación por \$10,000 millones en dos tramos: \$5,012.6 millones a tasa Cetes a 91 días más 51 puntos base, con vencimiento en 2010 y \$4,987.4 millones a tasa Cetes a 182 días más 57 puntos base, con vencimiento en 2013.
- Petróleos Mexicanos, de su programa de Certificados Bursátiles de Corto Plazo, emitió \$10,500 millones nominales, de los cuales hay un saldo vigente de \$2,000 millones.
- El 8 de junio de 2005, el Master Trust emitió valores por EUA\$1.0 mil millones a una tasa del 5.75% con vencimiento en 2015 y EUA\$500 millones a una tasa del 6.25% con vencimiento en 2035. Los valores fueron emitidos bajo el Programa de Notas de Mediano Plazo del Master Trust, Series A y están garantizados por Petróleos Mexicanos.

En el período del 1° al 31 de mayo de 2005, los pagos netos de Petróleos Mexicanos por préstamos ascendieron a EUA\$2.5 mil millones y fueron los siguientes:

- EUA\$10.6 millones a créditos directos;
- EUA\$73.0 millones a líneas de crédito garantizadas por agencias de crédito a la exportación;
- EUA\$2.4 mil millones a emisiones de bonos;
- EUA\$9.6 millones a la deuda reestructurada; y
- EUA\$42.1 millones a los arrendamientos.

En el período que va del 1° de enero al 31 de mayo de 2005, los pagos netos del Master Trust por préstamos externos ascendieron a EUA\$4.2 mil millones y fueron los siguientes:

- EUA\$2.3 mil millones a líneas de crédito al comercio exterior;
- EUA\$189.7 millones a financiamientos garantizados por agencias de crédito a la exportación;
- EUA\$500 millones a emisiones de bonos;
- EUA\$1.2 mil millones al financiamiento de banca comercial; y
- EUA\$66.1 millones de derivación de fondos con el Gobierno Federal en noviembre de 2000.

En el período que va del 1° de enero al 31 de mayo de 2005, los pagos netos del fideicomiso F-163 ascendieron a EUA\$39.3 millones y fueron respecto de créditos directos.

Actividades de financiamiento de 2004. Durante el período del 1° de enero al 31 de diciembre de 2004, se realizaron las siguientes operaciones de financiamiento:

- Petróleos Mexicanos obtuvo EUA\$93.7 millones provenientes de líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación.
- El Master Trust obtuvo EUA\$1,399.1 millones también provenientes de líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación, para financiamiento de proyectos PIDIREGAS.
- Petróleos Mexicanos captó \$9,000 millones de su programa de Certificados Bursátil de Corto Plazo.
- El Master Trust obtuvo EUA\$25 millones en créditos bancarios para los proyectos PIDIREGAS.
- El 30 de enero de 2004, Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso F-163, de su programa de certificados bursátiles por \$20,000 millones, aprobado por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, realizó una segunda colocación por \$11,500 millones nominales; la colocación fue reapertura de la primera colocación y también se dio en tres tramos: \$4,000 millones nominales a

tasa flotante con vencimiento en 2007; \$5,000 millones nominales a tasa flotante con vencimiento en 2009 y \$2,500 millones nominales a tasa fija de 8.38% con vencimiento en 2010;

- El 26 de marzo de 2004, Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso F-163, de su programa de certificados bursátiles, ampliado a \$40,000 millones, aprobado por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, realizó una tercera colocación por \$14,672 millones nominales; la colocación fue reapertura de la primera colocación y también se dio en tres tramos: \$6,000 millones nominales a tasa flotante con vencimiento en 2007; \$6,000 millones nominales a tasa flotante con vencimiento en 2009 y \$2,672 millones nominales a tasa fija de 8.38% con vencimiento en 2010.
- El 30 de marzo de 2004, Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso F-163, obtuvo un crédito bancario en moneda nacional por \$4,000 millones a tasa flotante más 0.40%, con vencimientos de principal de 2005 a 2009.
- El 15 de junio de 2004, Petróleos Mexicanos captó un crédito directo por JP¥13,229.4 millones, equivalente a EUA\$120.1 millones para refinanciar un saldo con Nacional Financiera por igual monto y moneda.
- El 15 de junio de 2004, el Master Trust emitió bonos por EUA\$1,500 millones a tasa flotante, garantizados por Petróleos Mexicanos, con vencimiento en 2010.
- El 5 de agosto de 2004, el Master Trust emitió bonos por €850 millones a tasa de 6.375%, garantizados por Petróleos Mexicanos, con vencimiento en 2016.
- El 28 de septiembre de 2004, el Master Trust emitió bonos perpetuos por EUA\$1,750 millones a tasa de 7.75%, garantizados por Petróleos Mexicanos, amortizables a partir del quinto aniversario, a opción de Pemex.
- El 4 de noviembre de 2004, Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso F-163, obtuvo un crédito bancario en moneda nacional por \$4,000 millones a tasa fija de 11.0%, con vencimientos de principal de 2011 a 2012.
- El 23 de noviembre de 2004, Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso F-163, obtuvo un crédito bancario en moneda nacional por \$3,000 millones a tasa flotante más 0.48%, con vencimientos de principal de 2010 a 2012.
- El 20 de diciembre de 2004, Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso F-163, obtuvo un crédito bancario en moneda nacional por \$4,000 millones a tasa flotante más 0.425%, que posteriormente se cambió a tasa fija de 10.55%, con vencimientos de principal de 2010 a 2012.
- 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 millones, bajo la modalidad de cupón cero a un plazo de 15 años.
- 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 intercambiado fue de EUA\$2,308.1 millones, lo cual representó 78.4% del total de los bonos contemplados en la oferta.
- El 26 de enero de 2004 RepCon Lux S.A., un vehículo financiero estructurado en Luxemburgo, emitió EUA\$1.37 mil millones de bonos intercambiables garantizados con vencimiento en 2011, a una tasa del 4.5%. Estos bonos son garantizados por Petróleos Mexicanos y son intercambiables por acciones de Repsol YPF, S.A., o su equivalente en efectivo con opción del emisor.

En el período del 1º de enero al 31 de diciembre de 2004, los pagos netos de Petróleos Mexicanos por préstamos ascendieron a EUA\$2.2 mil millones y fueron los siguientes:

- EUA\$369.2 millones a créditos directos;
- EUA\$125 millones a líneas de crédito al comercio exterior;
- EUA\$540 millones a las líneas de aceptaciones bancarias;

- EUA\$341.2 millones a líneas de crédito garantizadas por agencias de crédito a la exportación;
- EUA\$218.2 millones a emisiones de bonos;
- EUA\$432 millones al programa de papel comercial;
- EUA\$43.8 de su programa de Certificados Bursátiles de Corto Plazo;
- EUA\$76.1 millones a la deuda reestructurada; y
- EUA\$57.3 millones a los arrendamientos.

En el período que va del 1º de enero al 31 de diciembre de 2004, los pagos netos del Master Trust por préstamos externos ascendieron a EUA\$2.9 mil millones y fueron los siguientes:

- EUA\$789.2 millones a líneas de crédito al comercio exterior;
- EUA\$533.2 millones a financiamientos garantizados por agencias de crédito a la exportación;
- EUA\$1,399.1 millones al financiamiento de banca comercial; y
- EUA\$267.2 millones de derivación de fondos con el Gobierno Federal en noviembre de 2000.

En el período que va del 1º de enero al 31 de diciembre de 2004, los pagos netos del fideicomiso F/163 ascendieron a EUA\$24.7 millones y fueron respecto de créditos directos.

Al 31 de diciembre de 2004, la deuda total de PEMEX, que excluía los intereses acumulados, era de aproximadamente EUA\$38.9 mil millones. De este monto, EUA\$35 mil millones consistieron en deuda total a largo plazo compuesta de aproximadamente EUA\$21.5 mil millones en instrumentos con tasas de interés anuales fijas, en un rango del 2.0% al 14.5%, con vencimientos entre el 2006 y el 2027; aproximadamente EUA\$13.5 mil millones en disposiciones de líneas de crédito a tasas de interés variable, de los cuales EUA\$11.4 mil millones se basaron en la tasa LIBOR y otras tasas variables con vencimientos entre el 2006 y el 2019; y EUA\$2.1 mil millones en bonos y certificados bursátiles a tasa variable con vencimientos entre el 2008 y el 2010. La deuda a corto plazo ascendió aproximadamente a EUA\$3.9 mil millones, consistente en EUA\$2.6 mil millones de préstamos a tasa de interés variable bajo varias líneas de crédito comprometidas con varios bancos comerciales internacionales y EUA\$1.3 mil millones en líneas de crédito con tasas de interés fijas.

La parte de la deuda total de PEMEX al 31 de diciembre de 2004 que corresponde a los préstamos del Master Trust y del Fideicomiso F/163 ascendió a EUA\$31.5 mil millones, de los cuales EUA\$26 mil millones corresponden a los préstamos adquiridos por el Master Trust y EUA\$5.5 mil millones corresponden a los préstamos adquiridos por el Fideicomiso F/163. De los EUA\$31.5 mil millones correspondientes a los préstamos del Master Trust y del Fideicomiso, EUA\$16.1 mil millones consistían en deuda a largo plazo a tasas de interés fijas con vencimientos entre el 2006 y el 2023; EUA\$12.9 mil millones en deuda a largo plazo con tasas de interés variables con vencimientos entre el 2006 y el 2019; y EUA\$2.5 mil millones en deuda a corto plazo, de los cuales EUA\$2.3 mil millones consistían en préstamos con tasa de interés variable. El Master Trust también tenía EUA\$3.5 mil millones en deuda a largo plazo que consistía en una obligación de PEP respecto a los fondos derivados al Master Trust que provenían de la venta de cuentas por cobrar. Este monto no se refleja en los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX debido a los efectos compensatorios de la consolidación de resultados de PEP y el Master Trust (es decir, se eliminan los efectos de la deuda entre compañías).

Actividades de financiamiento de 2003. Durante el período del 1º de enero al 31 de diciembre de 2003, Petróleos Mexicanos obtuvo créditos directos por un monto de EUA\$440 millones para usarse en el financiamiento de capital de trabajo. Durante el mismo período, el Master Trust obtuvo EUA\$2.9 millones en créditos de la banca comercial para financiamiento de PIDIREGAS. Adicionalmente, se realizaron las siguientes operaciones de financiamiento:

- Petróleos Mexicanos obtuvo préstamos garantizados por agencias de crédito a la exportación que ascienden a EUA\$152.3 millones;
- Petróleos Mexicanos obtuvo financiamiento de créditos al comercio exterior por un monto de EUA\$125 millones;
- Petróleos Mexicanos obtuvo EUA\$540 millones por reutilización de las líneas de aceptaciones bancarias;

- Petróleos Mexicanos obtuvo EUA\$432 millones por reutilización de las líneas de papel comercial;
- El Master Trust obtuvo EUA\$2.1 mil millones en financiamiento de proyecto de varias instituciones;
- el 27 de enero de 2003 el Master Trust emitió bonos por £250,000,000 a una tasa de interés de 7.50% con vencimiento en el 2013. Los bonos se suscribieron bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust Serie A (*Medium Term Notes Program*) y están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 6 de febrero de 2003 el Master Trust emitió bonos por EUA\$750,000,000 a una tasa de interés de 6.125% con vencimiento en el 2008. Los bonos se suscribieron bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust Serie A (*Medium Term Notes Program*) y están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 21 de marzo de 2003 el Master Trust emitió bonos por EUA\$500,000,000 a una tasa de interés de 8.625% con vencimiento en el 2022. Los bonos se suscribieron bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust Serie A (*Medium Term Notes Program*) y están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 4 de abril de 2003 el Master Trust emitió bonos garantizados por €750,000,000 al 6.625% con vencimiento en el 2010. Los bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 4 de junio de 2003 el Master Trust emitió bonos por EUA\$750,000,000 a una tasa de interés de 7.375%, con vencimiento en el 2014. Los bonos se suscribieron bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust Serie A (*Medium Term Notes Program*) y están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 5 de agosto de 2003 el Master Trust emitió bonos por €500,000,000 al 6.25% con vencimiento en el 2013. Los bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 15 de octubre de 2003 el Master Trust emitió bonos por EUA\$500,000,000 a tasa LIBOR a tres meses más 1.8% con vencimiento en el 2009. Los bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 24 de octubre de 2003, Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso colocó \$6,500 millones nominales en tres tramos: \$3,000 millones nominales a tasa flotante con vencimiento en 2007; \$2,500 millones nominales a tasa flotante con vencimiento en 2009 y \$1,000 millones nominales a tasa fija de 8.38% con vencimiento en 2010 bajo el programa de certificados bursátiles;
- el 7 de noviembre de 2003 el Master Trust emitió bonos por £150,000,000; esta emisión fue una reapertura del bono del 27 de enero de 2003 a una tasa de interés de 7.50% con vencimiento en el 2013. Mismos que se suscribieron bajo el programa de bonos a mediano plazo del Master Trust Serie A (*Medium Term Notes Program*) y están garantizados por Petróleos Mexicanos;
- el 18 de diciembre de 2003 Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso, obtuvo de BBVA Bancomer, un crédito bancario en moneda nacional por \$2,500 millones nominales a tasa flotante más 0.36%, con vencimientos de principal de 2004 a 2008; y
- el 23 de diciembre de 2003 Petróleos Mexicanos, a través del Fideicomiso, obtuvo de BBVA Bancomer, un crédito bancario en moneda nacional por \$7,000 millones nominales en dos tramos: \$4,945 millones nominales a tasa flotante más 0.35% y \$2,055 millones nominales a tasa fija de 8.40%; ambos tramos vencen en 2007 y 2008.

En el periodo del 1º de enero al 31 de diciembre de 2003, los pagos netos de PEMEX por préstamos ascendieron a EUA\$3.0 mil millones y fueron los siguientes:

- EUA\$963.6 millones a créditos directos;
- EUA\$225 millones a líneas de crédito al comercio exterior;
- EUA\$785 millones a las líneas de aceptaciones bancarias;
- EUA\$187.7 millones a líneas de crédito garantizadas por agencias de crédito a la exportación;
- EUA\$330 millones a emisiones de bonos;
- EUA\$432.5 millones al programa de papel comercial;
- EUA\$72.3 millones a la deuda reestructurada; y

- EUA\$24.3 millones a los arrendamientos.

En el período que va del 1º de enero al 31 de diciembre de 2003, los pagos netos del Master Trust por préstamos externos ascendieron a EUA\$1.8 mil millones y fueron los siguientes:

- EUA\$426.7 millones a líneas de crédito al comercio exterior;
- EUA\$426.8 millones a financiamientos garantizados por agencias de crédito a la exportación;
- EUA\$731.9 millones al financiamiento de banca comercial; y
- EUA\$260.8 millones de derivación de fondos con el Gobierno Federal en noviembre de 2000.

Al 31 de diciembre de 2003, la deuda total de PEMEX, que excluía los intereses acumulados, era de aproximadamente EUA\$31.7 mil millones. De este monto, EUA\$27 mil millones consistieron en deuda total a largo plazo compuesta de aproximadamente EUA\$17.4 mil millones en instrumentos con tasas de interés anuales fijas, en un rango del 1.55% al 14.5%, con vencimientos entre el 2005 y el 2027; aproximadamente EUA\$9.6 mil millones en disposiciones de líneas de crédito a tasas de interés variable, de los cuales EUA\$8.0 mil millones se basaron en la tasa LIBOR con vencimientos entre el 2005 y el 2014; y EUA\$1.6 mil millones en bonos y certificados bursátiles a tasa variable con vencimientos entre el 2005 y el 2009. La deuda a corto plazo ascendió aproximadamente a EUA\$4.7 mil millones, consistente en EUA\$4.3 mil millones de préstamos a tasa de interés variable bajo varias líneas de crédito comprometidas con varios bancos comerciales internacionales y EUA\$0.4 mil millones en líneas de crédito con tasas de interés fijas.

La parte de la deuda total de PEMEX al 31 de diciembre de 2003 que corresponde a los préstamos del Master Trust y del Fideicomiso ascendió a EUA\$23.9 mil millones, de los cuales EUA\$22.5 mil millones corresponden a los préstamos adquiridos por el Master Trust y EUA\$1.4 mil millones corresponden a los préstamos adquiridos por el Fideicomiso. De los EUA\$23.9 mil millones correspondientes a los préstamos del Master Trust y del Fideicomiso, EUA\$12.2 mil millones consistía en deuda a largo plazo a tasas de interés fijas con vencimientos entre el 2005 y el 2023; EUA\$9.1 mil millones en deuda a largo plazo con tasas de interés variables con vencimientos entre el 2005 y el 2014; y EUA\$2.6 mil millones en deuda a corto plazo, de los cuales EUA\$2.4 mil millones consistían en préstamos con tasa de interés variable. El Master Trust también tenía EUA\$3.8 mil millones en deuda a largo plazo que consistía en una obligación de PEP respecto a los fondos derivados al Master Trust que provenían de la venta de cuentas por cobrar. Este monto no se refleja en los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX debido a los efectos compensatorios de la consolidación de resultados de PEP y el Master Trust (es decir, se eliminan los efectos de la deuda entre compañías).

Actividades de financiamiento de Pemex Finance

Desde el 1º de diciembre de 1998, Petróleos Mexicanos, PEP, PMI y P.M.I. Services B.V. han celebrado varios acuerdos con Pemex Finance. De acuerdo con estos contratos, Pemex Finance adquirió ciertas cuentas por cobrar existentes de PMI para petróleo crudo así como ciertas cuentas por cobrar que PMI generaría en el futuro, relacionadas con petróleo crudo. Las cuentas por cobrar vendidas son las generadas por la venta de petróleo crudo Maya a clientes designados en Estados Unidos, Canadá y Aruba. Los recursos netos obtenidos por PEP de la venta de esas cuentas por cobrar conforme a los contratos se utilizan para los gastos de inversión de PIDIREGAS. Pemex Finance obtiene recursos para la adquisición de esas cuentas por cobrar a través de la colocación de instrumentos de deuda en los mercados internacionales.

Al 31 de diciembre de 2004 el saldo insoluto de la deuda de Pemex Finance estaba compuesto de EUA\$3.6 mil millones de principal total de los bonos con vencimientos entre el 2005 y el 2018 y tasas de interés entre el 6.30% y el 10.61%, así como dos series de bonos de tasa variable.

Actividades de financiamiento de 2005. El 27 de junio Pemex Finance liquidó a Petróleos Mexicanos en forma anticipada deuda subordinada por EUA\$550 millones más intereses devengados.

<u>Series</u>	<u>Monto del capital amortizado</u>
6.55% Notas con vencimiento en 2008	EUA\$194,117,647.07
6.30% Notas con vencimiento en 2010	EUA\$400,000,000.00
7.33% Notas con vencimiento en 2012	EUA\$250,000,000.00
7.80% Notas con vencimiento en 2013	EUA\$150,000,000.00

Al 31 de mayo de 2005, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$170.3 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no incurrió en ninguna deuda adicional durante este período.

Actividades de financiamiento de 2004. Durante 2004, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$344.8 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no incurrió en ninguna deuda adicional en el 2004

Actividades de financiamiento de 2003. Durante 2003, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$328.3 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no incurrió en ninguna deuda adicional en el 2003

Obligaciones contractuales y otros contratos que generan compromisos no registrados en el balance

El siguiente cuadro muestra información respecto a las obligaciones contractuales a largo plazo de PEMEX y otros compromisos comerciales pendientes al 31 de diciembre de 2004, de conformidad con lo señalado en las notas a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Esta información es importante para entender la situación financiera de PEMEX.

Obligaciones Contractuales al 31 de diciembre de 2004⁽¹⁾

	Total	Vencimientos para el período			Después de 5 años
		Menos de 1 año	1 a 3 años	4 a 5 años	
(en millones de dólares)					
Obligaciones contractuales que están consideradas en el balance general:					
Deuda a largo plazo ⁽²⁾	EUA\$38,774.8	EUA\$3,918.2	EUA\$13,079.9	EUA\$5,267.3	EUA\$16,509.4
Obligaciones de arrendamientos de capital ⁽³⁾	197.0	28.7	93.3	41.6	33.4
Ventas de cuentas por cobrar futuras ⁽⁴⁾	3,252.2	-	722.0	940.0	1,590.0
Pagarés exigibles por los contratistas ⁽⁵⁾	1,050.4	157.4	558.0	335.0	-
Otros pasivos de largo plazo:					
Obligaciones de taponamiento y desmantelamiento de pozos ⁽⁶⁾	1,211.6	14.5	66.6	52.5	1,078.0
Pasivo laboral ⁽⁷⁾	<u>27,098.8</u>	<u>1,608.0</u>	<u>3,459.4</u>	<u>3,425.1</u>	<u>18,606.3</u>
Total de obligaciones contractuales en el balance general.....	<u>EUA\$71,584.8</u>	<u>EUA\$5,726.8</u>	<u>EUA\$17,979.2</u>	<u>EUA\$10,061.5</u>	<u>EUA\$37,817.3</u>
Otras obligaciones contractuales no reconocidas en el pasivo:					
Compromisos de PIDIREGAS ⁽⁸⁾	19,136.4	9,698.3	6,799.5	1,302.2	1,336.4
Contrato de suministro de nitrógeno ⁽⁹⁾ ...	1,640.5	235.6	582.2	230.5	592.2
Rendimientos mínimos garantizados ⁽¹⁰⁾	<u>1,747.6</u>	<u>873.8</u>	<u>873.8</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total de obligaciones contractuales no reconocidas en el pasivo.....	<u>EUA\$22,524.5</u>	<u>EUA\$10,807.7</u>	<u>EUA\$ 8,255.5</u>	<u>EUA\$ 1,532.7</u>	<u>EUA\$ 1,928.6</u>
Total de obligaciones contractuales y los compromisos comerciales	<u>EUA\$94,109.3</u>	<u>EUA\$16,534.5</u>	<u>EUA\$26,234.7</u>	<u>EUA\$11,594.2</u>	<u>EUA\$39,745.9</u>

Nota: Estos montos no incluyen intereses acumulados

(1) Todas las cantidades se calcularon de acuerdo con PCGA

(2) Véase la Nota 9 de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(3) Véase la Nota 19 II g) de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(4) Véase la Nota 7 de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(5) Véase la Nota 8 de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(6) Véase la Nota 2 h) y 5 de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(7) Véase la Nota 11 de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(8) Véase la Nota 16 b) de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(9) Véase la Nota 16 a) de los Estados Financieros Consolidados Auditados

(10) Véase la Nota 13 de los Estados Financieros Consolidados Auditados

Fuente: PEMEX.

Al 31 de diciembre de 2004, PEMEX no tenía ningún contrato que generara compromisos no registrados en el balance como se define en la regla final publicada el 28 de enero de 2003.

Los siguientes cuadros proporcionan información respecto al valor justo de los contratos de instrumentos derivados firmados por PEMEX con relación a las actividades comerciales de gas natural al 31 de diciembre de 2004:

**Valor Justo de los Contratos de derivados de gas natural⁽¹⁾
(en miles de dólares)**

Valor justo de los contratos vigentes al principio del año.....	(105,629)
Contratos realizados o liquidados durante el período	(116,533)
Valor justo de contratos nuevos celebrados durante el período	17,999
Otros cambios en el valor justo.....	<u>(71,418)</u>
Valor justo de los contratos vigentes al final del período	<u>(275,582)</u>

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2004.
Fuente: PEMEX.

Valor justo de los Contratos de derivados de gas natural al final del período por vencimiento⁽¹⁾

Fuente de Valor justo	Vencimiento menor a 1 año	Vencimiento de 1 a 3 años	Vencimiento de 4 a 5 años	Vencimiento mayor a 5 años	Valor justo total
	(en miles de dólares)				
Precios activamente cotizados	1,632	-	-	-	1,632
Precios proporcionados por otras fuentes externas	(170,852)	(106,362)	-	-	(277,214)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2004.
Fuente: PEMEX

Administración de Riesgos

PEMEX enfrenta riesgos de mercado ante la fluctuación de los hidrocarburos que produce y comercializa, del tipo de cambio de las monedas extranjeras en las que están denominados algunos de sus pasivos y las tasas de interés de sus obligaciones de deuda. La administración de la exposición al riesgo es de alta prioridad para la Dirección y el Comité de Administración de Riesgos, el cual esta compuesto por representantes de Petróleos Mexicanos, los Organismos Subsidiarios, Banco de México, la SHCP y PMI.

En el año 2001, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la reestructura de la Dirección Corporativa de Finanzas, creando la Subdirección de Administración de Riesgos. Los objetivos de dicha Subdirección es crear valor alineando la oferta interna y externa de recursos, con la demanda por fondos para proyectos de operación e inversión, desarrollar las estrategias de administración de riesgos financieras y operativas de PEMEX y establecer la regulación institucional consistente con un enfoque consolidado de administración de riesgos.

Asimismo se estableció el gobierno corporativo en materia de administración de riesgos, con la adecuación de las Políticas Generales de Administración de Riesgos, la modificación de las reglas de operación del Comité Institucional de Administración de Riesgos y la elaboración de los Lineamientos Generales de Administración de Riesgos consistentes con un enfoque integral y consolidado de administración de riesgos. Acorde con este marco normativo, PEMEX participa en los mercados internacionales, realizando operaciones con instrumentos financieros derivados como futuros y opciones, así como instrumentos de mercados secundarios o de mostrador.

Volatilidad en los precios de petróleo crudo

Las exportaciones y ventas regionales están estrechamente relacionadas con los precios internacionales de los hidrocarburos, por lo que PEMEX está expuesta a las fluctuaciones en los mercados internacionales. A fin de reducir este riesgo, desde 1998 el Gobierno Federal, junto con PEMEX, ha participado activamente con los productores de petróleo más importantes del mundo para mejorar los

precios internacionales del petróleo por medio de la reducción de los volúmenes de exportación de petróleo crudo.

En los últimos años, PMI ha celebrado varios contratos a largo plazo para suministrar petróleo crudo tipo Maya, en los que PMI ofrece a los compradores ciertos mecanismos de apoyo para proteger, bajo determinadas condiciones adversas en el mercado, las inversiones realizadas de acuerdo con estos contratos. Dadas las condiciones de los mercados de petróleo crudo, la colocación de volúmenes adicionales de petróleo crudo en más refinerías capaces de procesar el petróleo crudo pesado que PEP produce, apoya el precio promedio global de las exportaciones de petróleo crudo. Se estima que el riesgo implícito en estos contratos es manejable sin necesidad de instrumentos de cobertura, debido a que en el peor escenario del mercado, el valor adicional esperado derivado de las exportaciones de petróleo crudo deberá exceder el costo esperado de los mecanismos de apoyo. Independientemente de lo anterior, desde diciembre de 2002, PEMEX ha decidido implementar estrategias de cobertura a corto plazo para el precio del petróleo a través del uso de opciones para protegerse ante eventuales caídas, de corto plazo, en el precio del petróleo crudo. La estrategia aplicable se diseña tomando en consideración diversos aspectos, entre otros, los requerimientos financieros establecidos por el Gobierno Federal, el comportamiento de los flujos de efectivo de PEMEX, el presupuesto anual autorizado y el entorno internacional de los precios del petróleo. En 2002 PEMEX cubrió aproximadamente el 20% de la producción de petróleo crudo para el año 2003. En septiembre de 2004 PEMEX entró en una estrategia de cobertura de corto plazo a través del uso de opciones por aproximadamente el 7% de la producción total de crudo para el último trimestre de 2004, estas opciones expiraron el 31 de diciembre de 2004 y no fue necesario ejercerlas. Durante febrero y marzo de 2005, PEMEX entró en una nueva estrategia de cobertura por aproximadamente el 7% de la producción del año 2005.

Productos petrolíferos

La Entidad 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. Al 31 de diciembre de 2004, el valor en riesgo, medido en contra del objetivo mencionado anteriormente, fue de EUA\$5.0 millones.

Operaciones de cobertura de gas

PGPB 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 EUA \$4.00 por millón de BTUs. Este programa, durante la vigencia del Convenio (enero 2001 a diciembre 2003) representó un ahorro en costos para los clientes de PEMEX de 1.6% sobre el precio de venta. En 2001 se cubrió aproximadamente el 91% del volumen total del gas natural vendido bajo este programa. Este precio representó un descuento de aproximadamente un 58% del precio spot del gas natural ofrecido en el mercado el 17 de enero de 2001, y fue un precio 14% mayor que el precio spot ofrecido en el mercado en septiembre de 2002.

A finales del 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 PGPB ofrecerá a los consumidores para el período 2004-2006. Este programa aplica a aproximadamente el 20% del total de las ventas domésticas de gas natural. Dichos mecanismos contemplan dos opciones:

- Precio fijo máximo de EUA\$4.50 por millón de BTUs durante el período 2004-2006 para consumos hasta 10 MMpcd; para cantidades superiores y hasta 20 MMpcd, el precio será de EUA\$4.55 por millón de BTUs.

- Precio fijo 2004, acotado a EUA\$6 por millón de BTUs. Esta opción contempla el establecimiento de un precio fijo máximo de EUA\$4.425 por millón de BTUs para el período enero-diciembre de 2004, siempre y cuando el índice de referencia (Canasta Reynosa) se encuentre por debajo de EUA\$6 por millón de BTUs; en caso que el índice sea mayor, el cliente pagará la diferencia entre EUA\$6 y el precio de mercado. En junio de 2004, todos los clientes que estaban de acuerdo con el programa renovaron sus respectivos contratos por el período de 2005 al 2006.

PGPB 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 no deja a PGPB con una exposición a riesgo base ya que el derivado se valora utilizando la misma referencia de mercado usada para preciar el gas natural.

Riesgo en el Cambio de Divisas

Una cantidad significativa de los ingresos de la Entidad se derivan de las exportaciones de petróleo crudo y de productos del petróleo, las cuales se precian y son pagaderas en dólares. Más aún, los ingresos netos del IEPS derivado de las ventas en el país de productos de petróleo y petroquímicos están relacionados con los precios internacionales denominados en dólares para estos productos. En contraste, la mayoría de los gastos de ventas y otros costos, distintos a los derechos por hidrocarburos, se pagan en pesos y no están relacionados al dólar. Como resultado, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el ingreso en términos del peso. La apreciación relativa del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. La Entidad considera que puede manejarse este riesgo, sin necesidad de instrumentos de cobertura, debido a que la mayoría de las inversiones y emisiones de deuda se realizan en dólares y, por lo tanto, el impacto de la fluctuación del tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre los ingresos se ajusta por su impacto sobre las obligaciones de PEMEX.

La mayor parte de la deuda de la Entidad está denominada en dólares. Sin embargo, la Entidad también solicita préstamos en divisas distintas al dólar. Por ello, las fluctuaciones en divisas distintas del dólar pueden incrementar los costos de financiamiento. Desde 1991, PEMEX ha contratado *swaps* de divisas para cubrirse en contra de las fluctuaciones en el tipo de cambio cuando la Entidad solicita préstamos en divisas distintas al dólar. En los años 2001, 2002 y 2003 se realizaron varios *swaps* de divisas para protegerse en contra del riesgo de fluctuaciones en las obligaciones de deuda denominadas en euros, libras esterlinas y yenes emitidas por el Master Trust. Al 31 de diciembre de 2004, el monto notional total de los *swaps* realizados en los años 2002 y 2003 y 2004 fue de EUA\$1,201.1 millones, EUA\$2,039.5 millones y EUA\$1,078.6 millones, respectivamente, para totalizar una posición en *swaps* de divisas al 31 de diciembre de 2004 equivalente a EUA\$5,575.3 millones, considerando las amortizaciones realizadas a esa fecha. Durante 2005 PEMEX ha contratado nuevos *swap* de divisas para cubrir su riesgo de tipo de cambio originado por obligaciones de deuda denominada en euros por un notional de EUA\$1,322.8 millones.

En 2002, 2004 y 2005 el Master Trust contrató *swaps* de divisas para proteger su exposición ante el yen y al euro con vencimiento en los años 2023, 2016 y 2025 respectivamente. Dada la naturaleza a largo plazo de esta obligación, los *swaps* usados para cubrir estos riesgos incluyen una opción ligada a un conjunto definido de eventos de crédito. En caso de que se presente alguno de estos eventos, los *swaps* terminan sin ninguna obligación de pago para cualquiera de las partes. Estos *swaps* tienen un monto notional de EUA\$241.4 millones, EUA\$1,028.5 millones y EUA\$1,322.8 millones, respectivamente.

A partir del 1º de enero de 2003, debido a la adopción del Boletín B-10 la Entidad ha dejado de capitalizar sus pérdidas en el tipo de cambio relacionadas con deuda dentro de su balance general. Antes de esta fecha la Entidad capitalizaba sus pérdidas en el tipo de cambio relacionadas con deuda dentro de su balance general, pero únicamente por encima del incremento en el valor actualizado de los activos fijos dentro del mismo período. La Entidad registró pérdidas netas por variación cambiaria por \$4,661 millones en el 2002, \$26,830 millones en el 2003 y \$3,471 millones en 2004.

Riesgo por tasa de interés

La Entidad está expuesta a fluctuaciones en las tasas de interés en los instrumentos con tasa variable a corto y largo plazo. PEMEX está expuesto principalmente a las tasas de interés LIBOR en dólares debido a que los préstamos están denominados, o convertidos por el uso de derivados, principalmente en dólares. La Entidad utiliza instrumentos derivados, tal como se explica a continuación, para alcanzar la combinación deseada de instrumentos a tasa fija y variable dentro de la cartera de deuda.

Para el 31 de diciembre de 2004, la proporción de deuda a tasa variable fue de aproximadamente el 41.2% del total.

Swaps de tasas de interés

En los contratos de *swaps* de tasas de interés, la Entidad está obligada a realizar pagos considerando una tasa de interés fija y tiene derecho a recibir pagos con tasa variable LIBOR a seis meses o TIE para los *swaps* en pesos mexicanos. Al 31 de diciembre de 2004, PEMEX tenía contratados *swaps* de tasas de interés con un monto nocional de EUA\$1,110.9 millones, a una tasa de interés fija promedio de aproximadamente el 4.94% en dólares y 10.21% en pesos mexicanos y un plazo promedio ponderado de aproximadamente 4.47 años. Durante 2005 se han celebrado *swaps* de tasas de interés referenciadas a tasas en pesos mexicanos por un nocional de \$10,500.0 millones.

El valor de mercado de las posiciones en instrumentos derivados de tasa de interés y de tipo de cambio de PEMEX fue positivo por \$7,609.0 millones al 31 de diciembre de 2003 y fue positivo por \$8,101.0 millones al 31 de diciembre de 2004.

Los efectos sobre los estados de resultados consolidados de realizar operaciones con instrumentos financieros derivados designados como coberturas se registran contablemente cuando se realizan. Los efectos sobre los estados de resultados consolidados de los instrumentos derivados no designados como coberturas se reconocieron de acuerdo con los cambios en su valor justo. Dichos montos se incluyeron en los estados de resultados consolidados dentro del rubro "Interés Neto". (*Ver la Nota 10 a los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2004*).

Cuando los resultados de los instrumentos derivados son favorables para PEMEX, la Entidad enfrenta el riesgo de que las contrapartes no paguen sus obligaciones. Para reducir al mínimo este riesgo, PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y la exposición a los instrumentos derivados. PEMEX realiza operaciones exclusivamente con las principales instituciones financieras y mantiene un portafolio diversificado.

Swaps de activos

Al 31 de diciembre de 2003, PEMEX contaba con dos *swaps* de activos con acciones de Repsol con vencimiento en enero de 2004. En 1994, se realizó un *swap* de activos que se reestructuró en marzo de 2000, lo que dio como resultado un *swap* referido a 26,427,781 acciones de Repsol, divididas en tres tramos, con vencimientos a uno, dos y tres años. Adicionalmente, en enero de 2000 se realizó un segundo *swap* de activos con respecto a 13,679,704 acciones de Repsol con vencimiento en tres años. A raíz del vencimiento de los dos *swaps*, la posición de PEMEX se había venido renovando por periodos de hasta tres meses. Estos *swaps* vencieron en enero de 2004 y no fueron renovados.

Instrumentos contratados para fines comerciales

Como parte del enfoque orientado al cliente, la Entidad ofrece a sus clientes instrumentos derivados para el gas natural. Como se mencionó anteriormente, el parámetro de PEMEX es el precio de mercado; por lo tanto, se han realizado operaciones con instrumentos derivados con la posición opuesta a fin de corregir el efecto de los instrumentos derivados ofrecidos a los clientes. El Boletín C-2 de los PCGA no permite que las posiciones de instrumentos derivados sirvan como coberturas para otros instrumentos derivados. Por lo tanto, estas operaciones se consideran comerciales. Sin embargo, dado que tienen efectos contrarios, la Entidad únicamente se encuentra expuesta al riesgo de base proveniente de la diferencia entre el índice ofrecido a los clientes y el índice relacionado con la posición de ajuste.

Las siguientes tablas presentan el portafolio de deuda e instrumentos financieros derivados al 31 de diciembre de 2004. Debe hacerse notar que:

- para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo de los principales y tasas de interés promedio ponderadas para las deudas a tasa fija y variable;
- para los *swaps* de tasa de interés y otros instrumentos derivados, estas tablas presentan los montos de los principales y tasas de interés promedio ponderadas de acuerdo con las fechas de vencimiento esperadas (contractuales);

- las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas a futuro implícitas en la curva de rendimiento en la fecha de reporte;
- los valores justos se obtienen de las cotizaciones de mercado obtenidas de fuentes comerciales como Reuters, Telerate y Bloomberg;
- cuando no están disponibles las cotizaciones, el valor justo se calcula de manera interna, descontado con la correspondiente curva de rendimiento de cupón cero en la divisa original;
- para todos los instrumentos, las tablas muestran los términos del contrato a fin de determinar los flujos de efectivo a futuro clasificados en categorías de acuerdo con las fechas de vencimiento esperadas;
- la información se presenta en valores equivalentes al peso, la cual es la divisa en la que se elaboran los reportes; y
- los flujos de efectivo reales de cada instrumento se denominan en dólares tal como se indica entre paréntesis.

**Desglose cuantitativo del riesgo de mercado (sensibilidad a la tasa de interés)
al 31 de diciembre de 2004⁽¹⁾**

	Año de vencimiento esperado						Valor total en libros	Valor justo	
	2005	2006	2007	2008	2009	2010 en adelante			
	(en miles de pesos nominales)								
Pasivos									
Deuda vigente									
Tasa fija (dólares)	12,437,591	6,995,802	11,011,198	28,868,671	32,029,693	81,637,227	172,980,182	(199,191,744)	
Tasa de interés promedio (%)							7.66		
Tasa fija (yen)	2,156,871	2,157,477	2,186,118	2,214,761	2,214,760	6,626,479	17,556,466	(19,197,719)	
Tasa de interés promedio (%)							1.62		
Tasa fija (libras)	-	1,082,660	-	-	-	8,661,280	9,743,940	(10,493,508)	
Tasa de interés promedio (%)							8.28		
Tasa fija (pesos)	-	-	1,027,500	1,027,500	-	10,172,000	12,227,000	(12,144,962)	
Tasa de interés promedio (%)							9.39		
Tasa fija (Euro)	811	811	13,594,989	811	811	32,175,938	45,774,171	(49,495,515)	
Tasa de interés promedio (%)							6.78		
Total de deuda a tasa fija	<u>14,595,273</u>	<u>10,236,750</u>	<u>27,819,805</u>	<u>32,111,743</u>	<u>34,245,264</u>	<u>139,272,924</u>	<u>258,281,759</u>	<u>(290,523,448)</u>	
Tasa variable (dólares)	23,902,196	30,423,129	14,074,370	7,351,479	11,614,175	35,078,502	122,443,851	(124,696,660)	
Tasa variable (franco suizo)	1,132	1,131	-	-	-	-	2,263	(2,285)	
Tasa variable (Euro)	17,675	14,844	-	1,582,434	-	-	1,614,953	(3,419,374)	
Tasa variable (pesos)	<u>5,944,444</u>	<u>3,944,444</u>	<u>16,916,944</u>	<u>3,916,944</u>	<u>13,944,446</u>	<u>12,000,000</u>	<u>56,667,222</u>	<u>(54,569,811)</u>	
Total de deuda a tasa variable	<u>29,865,447</u>	<u>34,383,548</u>	<u>30,991,314</u>	<u>12,850,857</u>	<u>25,558,621</u>	<u>47,078,502</u>	<u>180,728,289</u>	<u>(182,688,130)</u>	
Deuda total	<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>	<u>(473,211,577)</u>	

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2004 de \$11.2648= EUAS\$1.00; \$0.1101=1.00 Yen japonés; \$21.6532= 1.00 Libra esterlina; \$15.3201=1.00 Euro y \$9.9241= 1.00 Franco Suizo.

Fuente: PEMEX.

Desglose cuantitativo del riesgo comercial (riesgo en la tasa de interés) al 31 de diciembre de 2004⁽¹⁾
Instrumentos financieros derivados retenidos o emitidos con propósitos distintos a los comerciales

	Año de vencimiento esperado					Valor posterior	Monto nominal total	Valor justo
	2005	2006	2007	2008	2009			
	(en miles de pesos nominales)							
Instrumentos de cobertura								
Swaps de tasa de interés (Dólares)								
Variable a Fija.....	428,146	428,146	428,146	428,146	428,146	428,146	2,568,876	(102,057)
Tasa promedio pagada.....	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94		
Tasa promedio recibida.....	2.66	3.55	3.98	4.32	4.61	4.86		
Swaps de tasa de interés (Pesos)								
Variable a Fija.....	-	-	2,472,500	2,472,500	5,000,000	-	9,945,000	(29,636)
Tasa promedio pagada.....	10.20	10.21	10.21	10.21	10.25			
Tasa promedio recibida.....	9.14	9.34	9.97	10.46	11.23			
Swaps cruzado de divisas.....								
Euros a dólares.....	-	-	11,888,456	1,352,692	-	29,913,676	43,154,825	4,651,255
Yen a dólares.....	1,579,469	1,579,469	1,607,685	1,635,901	1,635,887	5,366,733	13,405,145	2,292,394
Libras esterlinas a dólares.....	-	807,968	-	-	-	7,689,240	8,497,208	1,289,069
Instrumentos que no son de cobertura								
Swaps de tasa de interés								
Variable a fija.....	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa promedio pagada (%).								
Tasa promedio recibida (%).								
Total	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2004 de \$11.2648= EUA\$1.00; \$0.1101=1.00 Yen japonés; \$21.6532= 1.00 Libra esterlina; \$15.3201=1.00 Euro y \$9.9241= 1.00 Franco Suizo.

Fuente: Petróleos Mexicanos

4. COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN Y SITUACIÓN FINANCIERA DE LA ENTIDAD

Visión General

PEMEX ha reportado pérdidas en los años recientes. Esta tendencia continuó en 2004, con una pérdida de \$25.5 miles de millones. Como se describe en este reporte la pérdida de PEMEX está influida por varios factores. En 2004, principalmente destaca que PEMEX tiene una carga fiscal importante. Las tasas de impuestos y derechos no variaron significativamente en 2004 en relación con años anteriores. El monto de impuestos y derechos pagados por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios representaron aproximadamente el 65.6% de sus ventas a terceros. En 2004 se observó un aumento en los costos y gastos de operación debido a incremento en: las importaciones (básicamente de gas natural), en los gastos de mantenimiento, en los gastos de exploración así como en los costos asociados con la reserva laboral. Los efectos de estos factores se vieron parcialmente compensados a través de un crecimiento en las ventas, originado por el incremento en los precios y en los volúmenes de los principales productos de PEMEX, particularmente, petróleo crudo, que representa una parte importante de las ventas totales.

Para reducir las pérdidas en el futuro, PEMEX está desarrollando una serie de iniciativas que le permitirán aumentar su eficiencia mediante la introducción de medidas para reducir sus costos y gastos y aumentar su rendimiento. Por otro lado, en 2004, PEMEX pagó el Aprovechamiento para Obras de Infraestructura en materia de Exploración, Gas, Refinación y Petroquímica. En 2005 PEMEX esta obligado a pagar un derecho, sobre las utilidades excedentes. (*Ver II.2.F.-“Legislación Aplicable y Situación Tributaria”*). Durante 2004, PEMEX recibió \$33,000 millones como reembolso del Aprovechamiento para Obras de Infraestructura pagado durante 2004.

La promulgación de cambios al régimen fiscal de PEMEX y la implementación de medidas para incrementar su rentabilidad, eventualmente contribuirían a mejorar el desempeño financiero de la empresa. Sin embargo, sólo el Congreso de la Unión tiene la facultad para promulgar modificaciones, si las hubiera, al régimen fiscal federal de PEMEX y no es posible predecir el alcance y naturaleza de esos u otros cambios futuros. PEMEX ha aumentado su gasto de inversión, particularmente en exploración y producción. En el 2004, PEMEX aumentó su gasto de inversión en esta área en un 28% en pesos nominales en comparación con 2003. Los principales objetivos de este aumento en inversión son incrementar y mejorar la calidad de las reservas de hidrocarburos de México y mejorar su tasa de restitución. Las metas de producción para el año 2005 contemplan producir un mayor volumen de crudo y de gas natural 0.5% y 6.5% superior al 2004, respectivamente.

A. Resultados de Operación

El análisis comparativo que se señala a continuación de los resultados de operación de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias respecto de los ejercicios anuales de 2004 y 2003, debe leerse en forma conjunta con los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes que se adjuntan al presente. (*Ver III.5. “Estimaciones Contables Críticas”*).

Análisis Comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

Ventas

Las ventas totales, sin IEPS, fueron de \$718.9 mil millones en 2004, reflejándose un incremento de 28.6% comparado con las ventas totales, sin IEPS, de 2003 que fueron de \$558.9 mil millones. El incremento en las ventas totales de 2003 a 2004 es resultado principalmente de un incremento del 27.9% en las ventas domésticas en 2004, de \$308.4 mil millones en 2003 a \$394.3 mil millones en 2004, resultado de un incremento en los precios unitarios y en los altos volúmenes de venta. También se dio un incremento en las ventas de exportación del 29.5%, de \$250.6 mil millones en 2003 a \$324.6 mil millones en 2004, resultado del alto precio de la mezcla del petróleo crudo de exportación, un incremento en el volumen de las ventas del 1.4% y al fortalecimiento del dólar con respecto al peso.

Ventas en el país

Las ventas en el país (sin IEPS) crecieron 27.9% en 2004, de \$308.4 mil millones en 2003 a \$394.3 mil millones en 2004, como consecuencia de un incremento en los precios y en el volumen de ventas domésticas de ciertos productos. Las ventas domésticas de productos petrolíferos distintos al gas natural se incrementaron 26.8% en 2004, de \$239.5 mil millones en 2003 a \$303.9 mil millones en 2004, debido principalmente al incremento en el precio de venta promedio y en el volumen de los principales productos petrolíferos. El 5.9% de incremento en el volumen de venta de la gasolina, de 601.2 Mbd en 2003 a 636.7 Mbd en 2004, se debió principalmente al éxito alcanzado con las acciones tomadas en la reducción del mercado ilícito de combustibles y al incremento en el número de vehículos en México. Las ventas en el país de los productos petroquímicos (incluidos ciertos productos obtenidos de los procesos petroquímicos) crecieron 47.3%, de \$13.1 mil millones en 2003 a \$19.3 mil millones en 2004, debido a un incremento en el precio promedio de los principales productos petroquímicos, particularmente polietileno, óxido de etileno y amoníaco y a un cambio en la estrategia comercial con la finalidad de tomar ventaja en el mayor margen de utilidad de algunos productos.

Las ventas de gas natural crecieron 27.6% en 2004, de \$55.8 mil millones en 2003 a \$71.1 mil millones en 2004, como resultado del incremento en el precio promedio y del incremento del 5.4% en el volumen de gas natural vendido. La alta demanda de gas natural fue principalmente impulsada por un incremento en la demanda del sector eléctrico, mientras que los sectores industrial y de distribución mantuvieron su demanda a los mismos niveles que 2003.

Ventas de exportación

En 2004, las ventas totales consolidadas de exportación se incrementaron en un 29.5% en términos de pesos (los ingresos por ventas de exportación denominadas en dólares son convertidos a pesos al tipo de cambio de la fecha en que se realizó la venta) de \$250.6 mil millones en 2003 a \$324.6 mil millones en 2004. Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación por parte de los Organismos Subsidiarios al Grupo PMI y terceros, se incrementó en 27.2% en términos de pesos, de \$213.7 mil millones en 2003 a \$271.8 mil millones en 2004. En términos de dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación (las cuales están denominadas en dólares) en el año de 2004 crecieron 27.2%, de EUA\$18.4 mil millones en 2003 a EUA\$23.4 mil millones en 2004. Dicho incremento fue resultado de un 25.6% de incremento en el precio de la mezcla del petróleo crudo de exportación y un 1.4% de incremento en el volumen comercializado de petróleo crudo. Las actividades comerciales y de exportación del Grupo PMI generaron un adicional margen de ingresos en términos de pesos de \$52.8 mil millones en 2004, 43.5% mayor que los \$36.8 mil millones en ingresos adicionales generados en 2003, debido principalmente a un incremento en el precio de petróleo crudo de exportación y al fortalecimiento del dólar contra el peso. El precio promedio ponderado por barril de crudo que PMI vendió a terceras partes en 2004 fue de EUA\$31.05 más alto que el precio promedio ponderado de EUA\$24.78 en 2003.

Las ventas de petróleo crudo que PEP realiza a PMI para exportación (excluyendo las actividades comerciales del grupo PMI) representaron en el año de 2004 el 90.9% del total de las ventas de exportación, comparado con el 90.4% en 2003. Estas ventas se incrementaron, en términos de pesos, 27.8% en 2004, de \$193.1 mil millones en 2003 a \$246.9 mil millones en 2004 y en términos de dólares, se incrementó 28.3% en 2004, de EUA\$16.6 mil millones en 2003 a EUA\$21.3 mil millones en 2004. El precio promedio ponderado por barril que PEP vendió a PMI para exportación en 2004 fue de EUA\$31.05, 25.3% mayor que el precio promedio ponderado de EUA\$24.75 en 2003. El volumen de las exportaciones de petróleo crudo crecieron en 1.4%, de 1,844 Mbd en 2003 a 1,870 Mbd en 2004, como resultado de un incremento en la demanda.

Las ventas de exportación de los productos petrolíferos realizados por PR y PGPB al Grupo PMI y terceros, incluyendo los líquidos de gas natural (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) decrecieron de representar el 8.8% de las ventas de exportación en 2003 al 8.2% en 2004. En términos de dólares, las ventas de exportación de los productos petrolíferos incluyendo los líquidos de gas natural, crecieron 18.8%, de EUA\$1.6 mil millones en 2003 a EUA\$1.9 mil millones en 2004. Las ventas de exportación de los productos petrolíferos, incluyendo los líquidos de gas natural, crecieron 19.1%, de \$18.8 mil millones en 2003 a \$22.4 mil millones en 2004, debido a un incremento en los precios de exportación de naftas.

Los productos petroquímicos representaron el remanente de las ventas de exportación en 2003 y 2004. Las ventas de exportación de productos petroquímicos (incluidos ciertos productos derivados de los

procesos petroquímicos) se incrementaron en 47.1%, de \$1.7 mil millones en 2003 a \$2.5 mil millones en 2004 debido principalmente a un incremento del 64.1% en el volumen de las ventas de etileno. En términos de dólares, las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluidos ciertos productos derivados de los procesos petroquímicos), crecieron 47.0% en 2004, de EUA\$147.7 millones en 2003 a EUA\$217.1 millones en 2004.

Otros ingresos, netos

Otros ingresos, netos, se incrementaron en \$8.1 mil millones, de \$3.1 mil millones en 2003 a \$11.2 mil millones en 2004, debido a un incremento en el valor de la inversión en la refinería Deer Park la cual se registra bajo el método de participación y al reconocimiento de una utilidad derivada de la valuación de las acciones de Repsol durante 2004

Costos y gastos de operación

El costo de ventas, los gastos de transportación, de distribución y los gastos de administración crecieron 17.4%, de \$271.2 mil millones en 2003 a \$318.4 mil millones en 2004. Este incremento se debió principalmente a un crecimiento en los gastos de mantenimiento de \$15.9 mil millones de acuerdo con el programa de mantenimiento y a un incremento en las compras de productos de \$16.9 mil millones como consecuencia de un incremento en la demanda doméstica de gasolina y gas natural, un incremento en el costo de los productos comprados para exportación de \$14.6 mil millones y un incremento en el costo de la reserva laboral de \$5.0 mil millones como resultado del incremento en el número de empleados y cambios en los supuestos actuariales los cuales fueron parcialmente compensados con el incremento en el valor del crudo y los inventarios de productos petrolíferos de \$3.3 mil millones

Costo integral de financiamiento

El costo integral de financiamiento refleja los rendimientos financieros, el costo financiero, la ganancia o pérdida cambiaria y la ganancia o pérdida atribuible a los efectos de la inflación en los activos y pasivos monetarios. Un gran porcentaje de las obligaciones de PEMEX (84.3% al 31 de diciembre de 2004) está denominada en monedas extranjeras, por lo cual la depreciación del peso da como resultado una pérdida cambiaria y un incremento en los gastos por intereses.

En 2004 el costo integral de financiamiento disminuyó en \$25.3 mil millones ó 78.3%, de \$32.3 mil millones en 2003 a \$7.0 mil millones en 2004, principalmente como resultado de lo siguiente:

- La depreciación del peso contra el dólar fue a una tasa menor durante 2004 en comparación con 2003, resultando una disminución en la pérdida cambiaria neta de \$26.8 mil millones en 2003 a \$3.5 mil millones en 2004.
- En 2003 y 2004 el promedio de los pasivos monetarios de PEMEX excedieron su promedio de los activos monetarios, resultando en una ganancia neta en la posición monetaria. La ganancia neta en la posición monetaria, la cual fue de \$19.5 mil millones en 2004, mayor en 61.1% que la ganancia neta en la posición monetaria en 2003 de \$12.1 mil millones, debido a un incremento en la tasa de inflación (de 4.0% en 2003 a 5.2% en 2004). Esta ganancia disminuyó el costo integral de financiamiento.
- La disminución en el costo integral de financiamiento fue parcialmente compensada con un incremento en los intereses netos de \$5.5 mil millones ó 31.3% de \$17.6 mil millones en 2003 a \$23.1 mil millones en 2004, como resultado de un incremento en los gastos por intereses en relación con la deuda financiada obtenida, la cual todavía no está asociada con PIDIREGAS, la cual no es capitalizada y los costos financieros generados por la actualización de las acciones de Repsol, las cuales fueron intercambiadas por bonos emitidos por RepCon Lux S.A. (las pérdidas o utilidades relacionadas con los derivados financieros asociados con el saldo son clasificadas junto con los gastos por intereses).

Impuestos y derechos

Los derechos sobre la extracción y petróleo (incluyendo el IEPS) se ha incrementado 17.9% de \$402.3 miles de millones en 2003 a \$474.3 miles de millones en 2004 como resultado de un incremento del 28.6% en los ingresos por ventas excluyendo el IEPS. PEMEX pagó \$34.4 mil millones en derechos de

infraestructura en 2004 los cuales representan la diferencia entre el precio del crudo actual al cual PEP vendió a PMI a un precio promedio de EUA\$31.02 por barril para la mezcla del petróleo mexicano, y el inicio del precio para 2004 fue de EUA\$20.00 por barril. PEMEX pagó \$19.7 mil millones de rendimientos excedentes en 2003.

Efecto inicial acumulado por la adopción de nuevas disposiciones

A partir del 1º de enero de 2003, PEMEX adoptó el Boletín C-9 de PCGA, el cual establece reglas para la cuantificación, revelación y presentación de pasivos, reservas y activos y pasivos contingentes, así como los principios generales para la divulgación de los compromisos contraídos por una compañía en el curso normal de negocios. Como resultado de la adopción del Boletín C-9, PEMEX reconoció un beneficio en su reserva para los costos de abandono y desmantelamiento de \$2.1 mil millones como efecto acumulado al principio del 2003. Para mayor información ver nota 2h a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

En 2004 PEMEX adoptó el Boletín C-15 “Deterioro en los activos de larga duración y su disposición” lo cual originó un cargo en 2004 de \$2.0 mil millones atribuible al efecto acumulado del reconocimiento del deterioro del valor registrado en el activo fijo primeramente por PEP. Para mayor información ver las notas a los Estados Financieros Consolidados Auditados 2 (i) y 5 (c). En 2004, PEMEX también adoptó las modificaciones al Boletín D-3 “Obligaciones Laborales” de lo cual resultó un reconocimiento de un pasivo inicial en relación a costos y servicios y un cargo a la utilidad para 2004 en un importe de \$8.4 mil millones. Para mayor información ver notas 2 (l) y 11 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Rendimiento / (pérdida)

En 2004 PEMEX reportó una pérdida neta de \$25.5 mil millones sobre un total de ingresos netos (sin IEPS) de \$730.0 mil millones, comparado con una pérdida neta en el año de 2003 de \$42.8 mil millones sobre un total de ingresos netos (sin IEPS), de \$562.1 mil millones. Este decremento del 40.4% en la pérdida neta de 2003 a 2004 es el resultado principal de todas las razones explicadas anteriormente.

Comentarios por segmento

Exploración y Producción

En 2004 las ventas totales de petróleo crudo y gas natural de PEP al Grupo PMI crecieron en 27.8% en términos de pesos y 27.9% en términos de dólares, como resultado del incremento en el precio del petróleo crudo. El precio promedio ponderado del crudo vendido por PEP al Grupo PMI para exportación fue de EUA\$31.02 por barril en el 2004, comparado con EUA\$24.75 por barril en 2003. Las ventas interorganismos se incrementaron en 25.0% como resultado del incremento en los precios del petróleo crudo. El rendimiento relacionado con las actividades de exploración y producción decreció 1,258.5%, de \$1,180 millones en 2003 a una pérdida de \$13,670 millones en 2004, principalmente como resultado del incremento en impuestos y derechos, en gastos de mantenimiento y los costos relativos a la reserva laboral.

Refinación

En 2004 las ventas a terceros relacionadas con las actividades de refinación crecieron 5.5%, de \$299,551 millones en 2003 a \$316,140 millones en 2004, debido al incremento en los precios promedio de venta y al volumen de ventas de los principales productos petrolíferos. Las ventas de exportación relacionadas con las actividades de refinación decrecieron en 9.3%, de \$10,317 millones en 2003 a \$9,361 millones en 2004, como resultado de la disminución del volumen de ventas del combustóleo. Las ventas en el país, sin IEPS, relacionadas con las actividades de refinación crecieron en 30.3%, de \$200,591 millones en 2003 a \$261,435 millones en 2004, debido principalmente al incremento en los precios promedio de venta y al volumen de ventas de los principales productos petrolíferos. Las ventas interorganismos se incrementaron en 9.6%, a \$27,021 millones, debido principalmente al incremento en el volumen de ventas del gas licuado y del diesel. En 2004, la pérdida total relacionada con las actividades de PR fue de \$22,060 millones, 42.1% menor que la pérdida de \$38,099 millones en 2003. La disminución de la pérdida fue primeramente debida a un incremento en el precio promedio de los principales productos.

Gas y Petroquímica Básica

En 2004 las ventas a terceros relacionadas con el segmento del gas natural y de petroquímica básica se incrementó en 20.57%, de \$96,313 millones en el año de 2003 a \$116,049 millones en el año de 2004. Las ventas de gas licuado crecieron 10%, de \$38,358 millones en el año de 2003 a \$42,208 millones en el año de 2004, debido al incremento en el precio unitario de venta del producto. El volumen de las ventas nacionales de petroquímica básica crecieron 17.3% en el 2004, de 794 mil toneladas en el año de 2003 a 931 mil toneladas en el año de 2004. Las ventas de gas natural crecieron en 27.0%, de \$54,577 millones en el año de 2003 a \$69,321 millones en el año de 2004, debido principalmente al incremento en el precio del gas natural. El rendimiento relacionado con el gas natural y la petroquímica básica se incremento en 44.2% a \$11,652 millones, debido al incremento en los precios de los principales productos.

Petroquímica

En 2004 las ventas a terceros relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica se incrementó en 46.6%, de \$11,473 millones en 2003 a \$16,824 millones en 2004. Los precios y volúmenes vendidos en el mercado nacional crecieron para la mayoría de los productos petroquímicos. En 2004, el volumen de las exportaciones petroquímicas crecieron en 5.5%, de 292 mil toneladas en el año de 2003 a 308 mil toneladas en el 2004. Las pérdidas relacionadas con las actividades de petroquímica se redujeron en 19.9%, de \$15,378 millones en 2003 a \$12,315 millones en 2004 debido a un incremento de los volúmenes de ventas de estireno y a un incremento en los precios de venta en la mayoría de los principales productos.

Corporativo, Compañías Subsidiarias y otras

En 2004 el margen por los ingresos de ventas a terceros relacionados con las exportaciones de petróleo crudo y productos petrolíferos efectuadas por PMI y después de eliminaciones entre compañías, se incrementó 29.5%, en términos de pesos, de \$250,556 millones en el 2003 a \$324,574 millones en el año de 2004, como resultado de un incremento en los precios del petróleo crudo que PEMEX exportó y al fortalecimiento del dólar con respecto al peso. En el 2004 la ganancia relacionada con el Corporativo, Compañías Subsidiarias y otros, que incluyen las actividades comerciales internacionales de Grupo PMI, creció de \$1,460 millones en 2003 a \$10,897 millones en 2004, debido principalmente a un incremento en los volúmenes de ventas a terceros y a un incremento en los precios de venta.

Análisis Comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002

Ventas

Las ventas totales, sin IEPS, fueron de \$558.9 mil millones en 2003, reflejándose un incremento de 35.4% comparado con las ventas totales, sin IEPS, de 2002 que fueron \$412.8 mil millones. El incremento en las ventas totales de 2002 a 2003 es resultado principalmente de un incremento del 37.3% en las ventas domésticas en 2003, de \$224.7 mil millones en 2002 a \$308.4 mil millones en 2003, debido principalmente a un incremento en los precios y en los volúmenes de ventas. Adicionalmente, las ventas totales crecieron como consecuencia de un incremento del 33.2% en las ventas de exportación, de \$188.1 mil millones en 2002 a \$250.6 mil millones en 2003, resultado de un mayor precio de la mezcla del petróleo crudo de exportación, al incremento en los volúmenes de ventas y al fortalecimiento del dólar con respecto al peso (lo cual incrementa el valor del peso de las ventas denominadas en dólares).

Ventas en el país

Las ventas en el país (sin IEPS) crecieron 37.3% en 2003, de \$224.7 mil millones en 2002 a \$308.4 mil millones en 2003. Las ventas domésticas de productos petrolíferos distintos al gas natural crecieron 31.8% en el año de 2003, de \$181.7 mil millones en 2002 a \$239.5 mil millones en 2003, debido principalmente al incremento en los precios promedio de venta y al incremento en los volúmenes de los principales productos petrolíferos. El 6.2% de incremento en los volúmenes de ventas de gasolina, de 566.2 Mbd en 2002 a 601.2 Mbd en 2003, fue resultado de un incremento en el número de vehículos en México, un incremento en la demanda a lo largo de la frontera norte como consecuencia de la implementación de un programa en enero de 2003 cerrando la frontera norte al mercado de precios bajos en las comunidades fronterizas en Estados Unidos y un 13.0% de incremento en el volumen vendido de gasolina Pemex Premium como resultado de cambios en las preferencias del consumidor. Las ventas en el país de los productos petroquímicos (incluidos ciertos productos obtenidos de los procesos petroquímicos) crecieron 43.7%, de \$9.2 mil millones en 2002 a \$13.1 mil millones en 2003, debido a un incremento en los precios

domésticos de los principales productos petroquímicos tales como polietilenos, óxido de etileno y amoníaco, y un cambio en la estrategia comercial para tomar ventaja de los altos márgenes de ganancia de ciertos productos. Las ventas del gas natural crecieron 64.6% en 2003, de \$33.9 mil millones en 2002 a \$55.8 mil millones en 2003, como resultado de un incremento en los precios promedio y un incremento del 8.1% en los volúmenes vendidos de gas natural. La alta demanda de gas natural se debió principalmente a un incremento del 14.7% en la demanda del sector eléctrico, mientras que los sectores industrial y distribuidor mantuvieron su demanda en los mismos niveles que en 2002.

Ventas de exportación

En el año de 2003, las ventas totales consolidadas de exportación se incrementaron en un 33.2%, en términos de pesos, de \$188.1 mil millones en 2002 a \$250.6 mil millones en 2003. Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación por parte de los Organismos Subsidiarios al Grupo PMI y terceros, se incrementó en 34.4% en términos de pesos, de \$159.0 mil millones en 2002 a \$213.7 mil millones en 2003. En términos de dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación (las cuales están denominadas en dólares) en el año de 2003 crecieron 26.0%, de EUA\$14.6 mil millones en 2002 a EUA\$18.4 mil millones en 2003. Dicho incremento fue resultado de un mayor precio de la mezcla del petróleo crudo de exportación, a un incremento del 8.3% en los volúmenes de ventas y al fortalecimiento del dólar con respecto al peso. Las actividades de comercio y exportación del Grupo PMI generaron ingresos marginales adicionales de \$36.8 mil millones en 2003, un incremento del 26.8% en términos de pesos, comparado con 2002, debido a un incremento en los precios del petróleo crudo de exportación y al fortalecimiento del dólar con respecto al peso. El precio promedio ponderado por barril de crudo que PMI vendió a terceras partes en 2003 fue de EUA\$24.78 por barril, 15.1% mayor que el precio promedio ponderado de EUA\$21.52 por barril en 2002.

Las ventas de crudo que PEP realiza a PMI para exportación, representaron en el año de 2003 (excluyendo las actividades comerciales del grupo PMI) el 90.4% del total de las ventas de exportación, comparado con el 91.1% del año de 2002. Estas ventas se incrementaron, en términos de pesos, 33.3% en 2003, de \$144.8 mil millones en 2002 a \$193.1 mil millones en 2003 y en términos de dólares, presentaron un incremento del 24.8% en 2003, de EUA\$13.3 mil millones en 2002 a EUA\$16.6 mil millones en 2003. El precio promedio ponderado que PEP vendió a PMI para exportación en 2003 fue de \$24.75, 16.1% mayor al precio promedio ponderado de \$21.31 de 2002. El volumen de las exportaciones de crudo crecieron 8.3%, de 1,705 Mbd en 2002 a 1,844 Mbd en 2003, como resultado de un incremento en la demanda causado por la disminución de dos millones de barriles por día en la producción de crudo en Venezuela por la crisis política y el rompimiento con los trabajadores petroleros de ese país.

Las ventas de exportación de los productos petrolíferos realizados por PR y PGPB al Grupo PMI y terceros, incluyendo los líquidos de gas natural, representaron el 8.2% de las ventas de exportación (excluyendo las actividades comerciales del grupo PMI) en 2002 a 8.8% en 2003. Las ventas de exportación de los productos petrolíferos incluyendo los líquidos del gas natural crecieron en 45.7%, de \$12.9 mil millones en 2002 a \$18.8 mil millones en 2003, debido a un incremento del 14.7% en los volúmenes de exportación de estos productos y a los altos precios. En términos de dólares, las ventas de exportación de los productos petrolíferos incluyendo los líquidos de gas natural, crecieron 33.3%, de EUA\$1.2 mil millones en 2002 a EUA\$1.6 mil millones en 2003.

Los productos petroquímicos representaron el remanente de las ventas de exportación en 2002 y 2003. Las ventas de exportación de productos petroquímicos (incluidos ciertos productos derivados de los procesos petroquímicos) crecieron 41.7%, de \$1.2 mil millones en 2002 a \$1.7 mil millones en 2003 debido principalmente a un 34.2% de incremento en los volúmenes vendidos de azufre. En términos de dólares, las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluidos ciertos productos derivados de los procesos petroquímicos), crecieron 30.8% en 2003, de EUA\$112.9 millones en 2002 a EUA\$147.7 millones en 2003.

Otros ingresos, netos

Otros ingresos, netos, crecieron en \$3.2 mil millones, de otros gastos, netos, de \$94.1 millones en 2002 a otros ingresos, netos, de \$3.1 mil millones en 2003, debido principalmente a un resultado favorable en las operaciones de cobertura de gas natural.

Costos y gastos de operación

El costo de ventas, de transportación, los gastos de distribución y los gastos de administración crecieron 17.7%, de \$230.5 mil millones en 2002 a \$271.2 mil millones en 2003. Este incremento se debió a un aumento en las compras de importación por \$9.2 mil millones como resultado de un incremento del 27.7% en los volúmenes de compras de gas natural, un incremento en gastos por depreciación de \$35.6 mil millones en 2002 a \$42.6 mil millones en 2003, un decremento de \$5.3 mil millones en la valuación final del inventario de petróleo crudo y productos petrolíferos (los cuales se registran como una reducción en el costo de ventas) y un incremento en los gastos de mantenimiento de \$11.8 mil millones.

Costo integral de financiamiento

El costo integral de financiamiento refleja los rendimientos financieros, el costo financiero, la ganancia o pérdida cambiaria y la ganancia o pérdida atribuible a los efectos de la inflación en los activos y pasivos monetarios. Un gran porcentaje de las obligaciones de PEMEX (92.9% al 31 de diciembre de 2003) está denominada en monedas extranjeras, por lo cual la depreciación del peso da como resultado una pérdida cambiaria y un incremento en los gastos de intereses.

En 2003 el costo integral de financiamiento creció en \$25.7 mil millones ó 389.4%, de \$6.6 mil millones en 2002 a \$32.3 mil millones en 2003, principalmente como resultado de la pérdida cambiaria. Los cambios en cada componente fueron como sigue:

- Los costos financieros netos crecieron en 13.6% en 2003 debido a un incremento en la deuda total debido parcialmente a la compensación por las bajas en el promedio de las tasas de interés en el pasivo.
- La depreciación del peso contra el dólar americano por 8.9% resultó en un incremento en la pérdida cambiaria de \$22.2 mil millones en 2003 en comparación a 2002.
- En 2002 y 2003, el promedio de los pasivos monetarios de PEMEX excedieron al promedio de los activos monetarios, resultando en una ganancia neta en la posición monetaria. La ganancia neta en la posición monetaria, la cual fue de \$12.1 mil millones en 2003, decreció 11.0% en relación a 2002 debido principalmente a una disminución en la tasa de inflación de 5.7% en 2002 a 4.0% en 2003. La ganancia neta en la posición monetaria en 2002 fue de \$13.6 mil millones.

Impuestos y derechos

Los derechos sobre la extracción de petróleo y otros derechos e impuestos (incluido el IEPS) crecieron 21.8%, de \$330.3 mil millones en 2002 a \$402.3 mil millones en 2003, como resultado principalmente, de un incremento en los ingresos por ventas del 35.4% (excluyendo el IEPS). PEMEX pagó \$19.7 mil millones por concepto de aprovechamiento sobre rendimientos excedentes en 2003 lo cual representa la diferencia entre el precio promedio estimado de la mezcla de crudo mexicano fijado por el Gobierno Federal en el Presupuesto de Ingresos (\$18.35 por barril), con respecto al precio promedio por barril real de crudo que PEP vendió a PMI, el cual promedió EUA\$24.75 por barril. En el año de 2002, PEMEX pagó \$15 mil millones por concepto de aprovechamiento sobre rendimientos excedentes.

Efecto inicial acumulado por la adopción de nuevas disposiciones

En 2003 PEMEX adoptó el Boletín C-9 de PCGA, "Pasivos, provisiones, activos y pasivos contingentes", como resultado de la adopción de este boletín, PEMEX reconoció un beneficio en la reserva para costos de abandono y desmantelamiento de \$2.1 mil millones al inicio de 2003.

Rendimiento / (pérdida)

En 2003 PEMEX reportó una pérdida neta de \$42.8 mil millones sobre un total de ingresos netos (sin IEPS) de \$562.0 mil millones, comparado con una pérdida neta en el año de 2002 de \$25.9 mil millones sobre un total de ingresos netos, sin IEPS, de \$412.7 mil millones. Este incremento del 65.3% en la pérdida de 2002 a 2003 es el resultado principal de todas las razones explicadas anteriormente.

Comentarios por segmento

Exploración y Producción

En 2003 las ventas totales de petróleo crudo y gas natural de PEP al Grupo PMI aumentaron 33.4%, en términos de pesos y 24.8% en términos de dólares, como resultado del incremento en el volumen de ventas y un incremento en el precio de exportación del petróleo crudo. El precio promedio ponderado del crudo vendido por PEP al Grupo PMI para exportación fue de EUA\$24.75 por barril en el 2003, comparado con EUA\$21.31 por barril en 2002. Las ventas interorganismos se incrementaron en 41.6%, debido principalmente a los precios de exportación del petróleo crudo. El rendimiento relacionado con las actividades de exploración y producción disminuyó 92.8%, de \$16,385 millones en 2002 a \$1,180 millones en 2003, como resultado, principalmente, del aumento en las compras de productos y del incremento en la depreciación y gastos de mantenimiento.

Refinación

En 2003 las ventas a terceros relacionadas con las actividades de refinación aumentaron 6.5%, de \$281,357 millones en 2002 a \$299,551 millones en 2003, debido a un incremento en los precios promedio de ventas de los productos refinados. Las ventas de exportación relacionadas con las actividades de refinación aumentaron 44.8%, de \$7,125 millones en 2002 a \$10,317 millones en 2003, como resultado del incremento en las ventas de combustóleo y residuo pesado. Las ventas en el país, sin IEPS, relacionadas con las actividades de refinación crecieron 31.7%, de \$152,367 millones en 2002 a \$200,591 millones en 2003, debido principalmente a un incremento en los precios promedio de venta y volúmenes de los principales productos petrolíferos. Las ventas interorganismos crecieron 56.0%, a \$24,657 millones, debido principalmente a un incremento en los volúmenes de ventas de gas licuado y diesel. En 2003, la pérdida relacionada con las actividades de refinación fue de \$38,099 millones, 1.6% mayor a la pérdida de \$37,498 millones en el año de 2002. El aumento en la pérdida se debió principalmente al incremento en la compra de productos, debido al aumento en el volumen y en el precio de compra del crudo, lo cual se compensa parcialmente por un incremento en las ventas a terceros de PR.

Gas y Petroquímica Básica

En 2003 las ventas a terceros relacionadas con el segmento del gas natural y de petroquímica básica crecieron 49.6%, de \$64,395 millones en el año de 2002 a \$96,313 millones en el año de 2003. Las ventas de gas licuado crecieron 34.2%, de \$28,590 millones en el año de 2002 a \$38,358 millones en el año de 2003, debido a un incremento en el precio del gas licuado. El volumen de las ventas nacionales de petroquímica básica disminuyó 7.8% en el 2003, de 861 mil toneladas en el año de 2002 a 794 mil toneladas en el año de 2003. Las ventas de gas natural crecieron 65.7%, de \$32,946 millones en el año de 2002 a \$54,577 millones en el año de 2003, como resultado de un incremento en los precios del gas natural. El rendimiento relacionado con el gas natural y la petroquímica básica aumentó 231.2%, a \$8,082 millones, debido principalmente a un incremento en los precios de sus principales productos.

Petroquímica

En 2003 las ventas a terceros relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica creció 40.5%, de \$8,168 millones en 2002 a \$11,473 millones en 2003. Los precios y volúmenes vendidos en el mercado nacional crecieron para la mayoría de los productos petroquímicos. En 2003, el volumen de las exportaciones de productos petroquímicos disminuyó 28.2%, de 387 mil toneladas en 2002 a 278 mil toneladas en el 2003. Las pérdidas relacionadas con las actividades de petroquímica aumentaron en 19.6%, de \$12,856 millones en 2002 a \$15,378 millones en el año de 2003, debido principalmente a un incremento en el costo de ventas resultado de un incremento en la compra de productos y pérdidas resultado de disposición de activos fijos.

Corporativo, Compañías Subsidiarias y otras

En 2003 el margen por los ingresos de ventas a terceros relacionados con las exportaciones de petróleo crudo y productos petrolíferos efectuadas por PMI y después de eliminaciones entre compañías, aumentaron 33.5%, en términos de pesos, de \$187,654 millones en el 2002 a \$250,556 millones en 2003, como resultado del incremento del precio del petróleo crudo que PEMEX exporta y del fortalecimiento del dólar frente al peso. En el 2003, el resultado relacionado con el Corporativo, Compañías Subsidiarias y otros, que incluyen las actividades comerciales internacionales de Grupo PMI, disminuyó de \$5,679 millones en 2002 a \$1,460 millones en el año de 2003, debido principalmente a una baja ganancia en la posición monetaria en 2003.

B. Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital

Estructura del patrimonio y los Certificados de Aportación "A"

El patrimonio total al 31 de diciembre de 2004 fue de \$33.3 mil millones y la capitalización total (deuda de largo plazo más patrimonio) ascendió a \$427.9 mil millones.

En marzo de 1990, el Gobierno Federal intercambió EUA\$7.58 mil millones de deuda externa de Petróleos Mexicanos con los bancos comerciales internacionales por Bonos Garantizados a 30 años con tasa fija y vencimiento en 2019 y Bonos Garantizados a tasa variable con vencimiento en 2019 (también denominados "Bonos Brady") emitidos por el Gobierno Federal. A cambio de la cancelación de esta deuda externa, el endeudamiento de Petróleos Mexicanos con el Gobierno Federal aumentó en una suma igual a EUA\$7.58 mil millones. El nuevo endeudamiento se denominó en otras monedas distintas al peso. En diciembre de 1990, el Gobierno Federal y Petróleos Mexicanos acordaron capitalizar el endeudamiento incurrido en marzo de 1990 en el patrimonio de Petróleos Mexicanos como Certificados de Aportación "A". Como condición para esta capitalización, Petróleos Mexicanos convino en pagar al Gobierno Federal rendimientos mínimos garantizados equivalentes al servicio de la deuda que fue capitalizada al tipo de cambio vigente a la fecha en que los pagos se realicen. Los rendimientos mínimos garantizados sobre los Certificados de Aportación "A" son aprobados cada año por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos después del cierre de cada año fiscal. Cada mes, Petróleos Mexicanos realiza pagos anticipados al Gobierno Federal que representan una porción de los rendimientos mínimos garantizados.

De 2002 al 2004, Petróleos Mexicanos realizó pagos anticipados anuales que se declararon como rendimientos al Gobierno Federal de la siguiente manera.

	Ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de		
	2002	2003	2004
	(en millones de pesos constantes de 2004)		
Pagos anticipados totales al Gobierno			
Federal.....	\$10,622	\$10,703	\$10,388
Rendimientos declarados en relación con los			
Certificados de Aportación "A" ⁽¹⁾	\$2,442	\$10,500	\$10,388

(1) En cada uno de los años los dividendos fueron aprobados por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos
Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX.

En diciembre de 1997, Petróleos Mexicanos y el Gobierno Federal acordaron una reducción del patrimonio en los Certificados de Aportación "A" mediante pago en efectivo a la SHCP de \$12.12 mil millones (EUA\$1.5 mil millones). Adicional a este acuerdo, la SHCP, actuando a nombre del Gobierno Federal, convino en reducir el pago de los rendimientos mínimos garantizados que recibiría de Petróleos Mexicanos de 1998 a 2006. Desde 1999, Petróleos Mexicanos ha tenido que cumplir con un programa de pagos que totalizan EUA\$4.9 mil millones de pagos anticipados al Gobierno Federal con respecto al monto principal de los Certificados de Aportación "A". En 1999 y 2000, Petróleos Mexicanos pagó EUA\$250 millones en capital e intereses bajo este acuerdo. No se hicieron pagos anticipados de capital en el 2001. En el 2002, 2003 y 2004 Petróleos Mexicanos pagó cada año un capital de EUA\$874 millones al Gobierno Federal. Además, desde 1999 Petróleos Mexicanos ha pagado los rendimientos mínimos garantizados sobre los Certificados de Aportación "A" a la tasa LIBOR de tres meses más 13/16% por año sobre saldos insolutos del monto principal original de la deuda capitalizada en diciembre de 1990.

La siguiente tabla muestra la agenda de vencimientos en la cantidad principal original de la deuda capitalizable para los años 2005 y 2006.

	Ejercicios que terminarán el 31 de diciembre de		
	2005	2006	Total
	(en millones de dólares)		
Pagos futuros de anticipos sobre rendimientos mínimos garantizados al Gobierno Federal con respecto al monto principal de la deuda capitalizada.	EUA\$874	EUA\$874	EUA\$1,748

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.
Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX.

El 30 de septiembre de 2004 PEMEX recibió \$12,549 millones de la SHCP como un pago anticipado del total de la cantidad a rembolsar que se recibiría de derechos de infraestructura en 2004. Este anticipo fue temporalmente registrado como un renglón que reflejará un incremento futuro en el patrimonio. El 4 de noviembre de 2004 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el incremento del patrimonio por las cantidades que se recibieron de la SHCP en relación con los derechos de infraestructura, sujeto al establecimiento de un fideicomiso o la ejecución de un convenio con una institución financiera que manejara esos fondos. En diciembre 15 de 2004 y diciembre 31 de 2004, PEMEX recibió \$8,000 millones y \$12,451 millones respectivamente, de la SHCP como pago de los derechos de infraestructura pagados por PEMEX al Gobierno Federal en 2004. Como resultado de esos tres pagos y la ejecución del acuerdo para manejar esos fondos, el patrimonio se incrementó en \$32,638 millones en diciembre de 2004. En marzo de 2005, después de recibir las aprobaciones necesarias de la SHCP el patrimonio de PEMEX fue incrementado en forma adicional en \$362 millones, para compensar la pérdida cambiaria que hubo en 2004 respecto a las transferencias realizadas por la SHCP para rembolsar los derechos de infraestructura que se pagaron al Gobierno Federal en 2004.

Flujo de efectivo de las actividades de operación, financiamiento e inversión

Durante 2004 los fondos netos procedentes de las actividades de operación fueron \$6.0 mil millones, un 66.7% de decremento respecto de los \$18.0 mil millones en 2003. Los fondos provenientes de rendimientos (que fueron negativos en 2004) más los rubros que no requirieron desembolsos de efectivo totalizaron \$69.5 mil millones en 2004 comparado con los \$50.2 mil millones en 2003. Los nuevos financiamientos de deuda proporcionaron fondos adicionales por \$61.8 mil millones en 2004 en comparación con los \$116.8 mil millones en 2003. Durante 2004 se aplicaron fondos netos por \$73.9 mil millones para inversiones en activos fijos (\$75.1 mil millones de nuevas inversiones e intereses capitalizados, menos \$1.2 mil millones en bajas de activos fijos), que compara con \$74.3 mil millones de inversiones netas al costo en activos fijos (\$71.4 mil millones de nuevas inversiones e intereses capitalizados, menos \$10.1 mil millones en bajas de activos fijos, más \$12.9 mil millones reclasificados como un pasivo en la "Reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, diversos créditos y otros" del total de los costos relacionados a esas actividades (esto es un rubro que no está en efectivo)) en 2003.

Al 31 de diciembre de 2004, el efectivo y valores de inmediata realización totalizaron \$84.9 mil millones, comparados con \$77.1 mil millones al 31 de diciembre de 2003. En ese entonces, no se contaba con suficiente capital de trabajo, generado exclusivamente de las operaciones, para los requerimientos de flujo de efectivo presupuestados para 2005. No obstante, con base en experiencias pasadas, se espera generar suficiente capital de trabajo a través de:

- Flujos de efectivo generados de las operaciones;
- Emisión de certificados bursátiles (denominado en pesos) en el mercado nacional;
- Emisión de otros valores de deuda en el mercado de capitales internacional;
- Renovación de líneas de crédito existentes y aseguramiento de líneas de créditos adicionales provenientes de la banca comercial nacional e internacional; y
- Otras actividades de financiamiento adicionales.

El 30 de junio de 2004, Petróleos Mexicanos contrató una nueva línea de crédito sindicada revolvente por un monto de EUA\$1.25 mil millones con un grupo de bancos internacionales. Esta nueva línea servirá para sustituir EUA\$445 millones del programa de papel comercial establecido en diciembre de 2001 y respaldado con una carta de crédito de Barclays Bank Plc., EUA\$650 millones de aceptaciones bancarias contratadas con un grupo de bancos internacionales y EUA\$135 millones de aceptaciones bancarias contratadas con bancos japoneses en 2001. Este nuevo financiamiento será utilizado para financiar las necesidades de capital de trabajo de PEMEX. Asimismo, en agosto de 2004, Petróleos Mexicanos estableció un nuevo programa de emisión de certificados bursátiles de corto plazo por un monto de \$10,000 millones, denominado en pesos en el mercado mexicano, de los cuales \$8 mil millones no se utilizaron.

Al 31 de diciembre de 2004, se contaba con EUA\$6.9 mil millones en líneas de crédito, de los cuales no se utilizaron EUA\$2.7 mil millones. (Ver III.3. -"Compromisos para Erogaciones de Capital y Fuentes de Financiamiento" y III.3. -"Información de Créditos Relevantes").

Se ha cumplido con los requerimientos de efectivo para capital de trabajo, gastos de capital e inversiones en los últimos tres años, con una combinación de fondos proporcionados por operaciones y financiamiento. (Ver III. 3. -"Actividades de Financiamiento").

C. Control Interno

Petróleos Mexicanos cuenta con el Comité de Control y Auditoría que coadyuva estratégicamente al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en la evaluación del cumplimiento de los objetivos, metas y programas que permitan fortalecer el apoyo en la toma de decisiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos respecto de la problemática relevante, así como medir áreas sensibles y proclives a actos de corrupción. Los principales objetivos de este Comité son: (i) Analizar las variaciones relevantes en los resultados operativos, financieros, presupuestarios y administrativos y, cuando proceda, proponer medidas correctivas al respecto; (ii) mejorar los procesos de control institucionales en cuanto a calidad, eficiencia y eficacia; y (iii) promover la existencia, adecuación y efectividad del sistema general de control poniendo énfasis en las acciones preventivas en la ejecución de los programas, presupuestos y procesos institucionales, entre otros.

Para poder realizar sus funciones, el Comité de Control y Auditoría analiza, entre otros datos, información financiera y operativa, indicadores de gestión, reportes sobre las diversas problemáticas, las recomendaciones presentadas por las diversas áreas de auditoría interna, así como los reportes de los auditores externos sobre los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El funcionamiento del Comité de Control y Auditoría es de carácter permanente y sesiona, por lo menos, cuatro veces al año; una vez cada trimestre, en forma ordinaria y, en forma extraordinaria, las veces que sea necesario.

5. ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

Las principales políticas contables se describen más ampliamente en las Notas 2 y 19 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2004. Algunas de las políticas contables requieren la aplicación de estimaciones significativas por parte de la Administración en la selección de suposiciones adecuadas para el cálculo de estimaciones financieras. Por su naturaleza, estas estimaciones están sujetas a un cierto grado de incertidumbre y se basan en la experiencia histórica, términos de contratos existentes, puntos de vista de la Administración sobre las tendencias de la industria petrolera y del gas, la macroeconomía y factores económicos en México, así como la información de fuentes externas. Se considera que, entre otras, las siguientes políticas contables críticas afectan las más importantes estimaciones de la Administración empleadas en la preparación de los Estados Financieros Consolidados Auditados y podrían tener un impacto potencial sobre los resultados financieros y el rendimiento financiero futuro. A menos que se considere lo contrario, las siguientes estimaciones contables críticas aplican para fines de los PCGA.

Costos de exploración y de perforación

Hasta diciembre 31 de 2003 y de acuerdo a los PCGA, cada año PEMEX determina costos presupuestados de exploración y perforación por barril con base en estudios de ingeniería interna. Para determinar el costo por barril se tomaron en consideración los costos presupuestados de exploración y

perforación, la producción anual estimada de petróleo y gas y el porcentaje estimado de pozos no productivos. Las cantidades resultantes por barril se cargan como costos de ventas en los estados de resultados consolidados contra la reserva de capital establecida para los costos de exploración y perforación. Los cambios en estos costos de exploración y perforación por barril impactarían sobre los costos registrados de gastos de venta.

Método de esfuerzos exitosos de contabilidad petrolera y de gas

Se aplicó el método de esfuerzos exitosos de contabilidad petrolera y de gas. Este principio contable requiere que los costos capitalizados en pozos productivos sean amortizados sobre la base de cantidades de petróleo crudo y de gas natural producidas. Las estimaciones de reserva se determinan según métodos geológicos y de ingeniería petrolera y pueden variar como resultado de cambios en factores tales como precios de petróleo y gas pronosticados, rendimiento de los depósitos, tecnología en el campo petrolero y auditorías realizadas por ingenieros independientes.

La revisión del descenso en las estimaciones de reserva puede resultar en: a) mayor depreciación y mayores gastos de agotamiento por barril en futuros períodos, b) un castigo inmediato del valor en libros de los activos de acuerdo con reglas contables para la amortización de pozos o c) cambios en las obligaciones de retiro de activos. Un deterioro de los activos fijos productivos de petróleo y gas, podría tener lugar si las revisiones descendentes fueran tan significativas que los flujos de efectivo futuros estimados de las reservas restantes en el campo resultarían insuficientes para recuperar los costos capitalizados no amortizados. Por el contrario, si revisiones de las cantidades de reserva de petróleo y gas resultaran ascendentes, la amortización futura por barril y el gasto de agotamiento serían menores.

La aplicación de la contabilidad de esfuerzos exitosos también puede causar fluctuaciones significativas entre períodos en los gastos de exploración, si los resultados de la perforación son distintos a los esperados o si los planes de exploración y desarrollo son modificados. La determinación de que las perforaciones con fines exploratorios no fueran satisfactorias por no encontrar reservas económicamente viables requiere de la inmediata erogación de costos de perforación previamente capitalizados. PEMEX hace estimaciones semestrales de las cantidades incluidas dentro del activo fijo para determinar si la capitalización inicial es adecuada y se puede continuar. Los pozos exploratorios capitalizados más allá de 12 meses están sujetos a juicios adicionales, así como a hechos y circunstancias que pueden tener cambios. Los pozos de exploración mayores a 12 meses generan gastos, a menos que ellos requieran mayores inversiones antes de que empiecen a producir. Las cantidades productivas de reservas que han sido encontradas y que están sujetas a la exploración y la actividad de revaluación en los pozos exploratorios y de perforación, los cuales están planeados para un futuro cercano o las reservas probadas que están registradas dentro de los 12 meses siguientes a la terminación de la perforación y exploración.

Remediación ambiental, obligaciones de retiro de activos

Asimismo se formularon opiniones y estimaciones en el registro de pasivos para la remediación ambiental, así como obligaciones por el retiro de activos. Los pasivos estimados para la remediación ambiental y las obligaciones de retiro de activos están sujetos a cambios por cuestiones de modificaciones en las leyes, reglamentos y su interpretación, determinación de información adicional sobre la extensión y naturaleza de la contaminación del sitio, determinación de trabajos adicionales que deben emprenderse, mejoras en tecnología, programación de gastos y tipos de cambio de monedas extranjeras debido a que algunos de estos costos se incurren en dólares así como a cambios en tasas de descuento. Adicionalmente, con respecto a las propiedades en el extranjero, las experiencias históricas de desmantelamiento y taponamiento han sido muy limitadas y, por consiguiente, las estimaciones de costos esperados o valor de rescate pueden variar respecto a lo que realmente se incurra para muchas de estas propiedades de largo plazo cuando estas actividades finalmente se lleven a cabo.

A pesar de que la Entidad considera que las disposiciones de remediación ambiental y obligación de retiro de activos son adecuadas y que las interpretaciones aplicadas de las leyes vigentes son apropiadas, las cantidades estimadas para los pasivos futuros, lo cual está basado en flujo de efectivo descontado, pueden diferir materialmente de los costos en los que realmente se pueda incurrir para remediar las propiedades. Si se determina que se ha creado una reserva de remediación ambiental o de obligación de retiro de activos insuficiente, los resultados se ajustarán en el período en que se realiza la actualización de la reserva.

Planes de prestaciones laborales para trabajadores

PEMEX proporciona una variedad de prestaciones adicionales a la ley para los trabajadores actuales y jubilados o retirados, incluyendo pensiones, prestaciones de atención médica posteriores a la jubilación y prestaciones posteriores al empleo (en particular servicios de salud y pagos complementarios). PEMEX registra cantidades asociadas a estos planes con base en cálculos especificados por los PCGA, que incluyen diversas suposiciones actuariales, tales como: tasas de descuento, supuestos índices de rendimiento, aumentos en compensaciones, tasas de productividad e índices de tendencias en los costos de atención médica. Las suposiciones actuales fueron revisadas sobre una base anual y se efectuaron modificaciones sobre las suposiciones a partir de las tasas actuales y tendencias cuando así se considera adecuado realizarlo. En cumplimiento con los PCGA, el efecto de las modificaciones por lo general es registrado o amortizado sobre períodos futuros. La Entidad considera que las suposiciones empleadas en el registro de las obligaciones bajo dichos planes, presentadas en las Notas 11 y 19 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2004, son razonables de acuerdo con la experiencia y la asesoría de los actuarios independientes.

Instrumentos financieros

Bajo los PCGA mexicanos, PEMEX adoptó el Boletín C-2, Instrumentos Financieros (el cual nos referiremos como Boletín C-2). Este boletín establece disposiciones para la definición de instrumentos financieros, incluyendo instrumentos financieros derivados y requiere que para todos los instrumentos financieros, con la excepción de las inversiones “que se mantienen hasta su vencimiento” y ciertos derivados que califican como instrumentos de cobertura, se registre la variación en el valor justo en resultados. Las inversiones que se mantienen hasta su vencimiento se registran a su valor de adquisición amortizándose y sujetándose a una revisión por deterioro. Recientemente el IMCP emitió el Boletín C-10 “Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura

Dado que los precios de mercado cotizados por PEMEX para algunos derivados no están inmediatamente disponibles, el valor justo de estos derivados se ha calculado utilizando los métodos comunes de valuación comercial y los datos de mercado a la fecha del balance general correspondiente.

El empleo de modelos de valuación requiere que PEMEX establezca suposiciones y estimaciones respecto a la volatilidad de los contratos derivados a la fecha del balance general y los resultados reales podrían diferir en forma significativa debido a las fluctuaciones en los datos de mercado influenciados por el valor. Los modelos de valuación para la tasa de interés y los derivados de divisas se basan en cálculos y valuaciones que utiliza el sistema de reporte financiero de todo el grupo proporcionando datos de mercado consistentes y algoritmos de valuación a lo largo de la organización. Estos algoritmos empleados para obtener valuaciones son los comúnmente empleados en los mercados financieros. En ciertos casos, el valor justo calculado de los derivados se compara con los resultados que se producen en otros mercados participantes, incluidos los bancos, así como los disponibles a través de otros sistemas existentes internamente. Las valuaciones de instrumentos de productos (commodities) se obtienen utilizando técnicas y modelos de valuación comunes descritos.

A través de lineamientos internos (es decir, lineamientos financieros para PEMEX) se asegura que los derivados empleados para fines de administración de riesgo sean sólo utilizados para proteger operaciones subyacentes registradas en libros o contratadas o bien obligaciones o derechos contractuales.

Deterioro de activos de larga vida

Adicionalmente a los activos de petróleo y gas que podrían deteriorarse bajo la aplicación de la contabilidad de esfuerzos exitosos, otros activos también podrían verse deteriorados y requerir un castigo si así lo ameritan las circunstancias. Las condiciones que pudiesen ocasionar que los activos se deterioren incluyen precios de venta de productos más bajos de lo previsto, cambios en los planes de negocios o cambios adversos importantes en el ambiente de negocios nacional o internacional. La cantidad de un cargo por deterioro se basaría en las estimaciones del valor justo de un activo comparado con su valor en libros. Si bien la Entidad considera que las estimaciones de flujos de efectivo futuros son razonables, las diferentes suposiciones con relación a los precios de venta de productos proyectados, los costos de producción y tipos de cambio de monedas extranjeras y la inflación, podrían afectar de manera significativa los flujos de efectivo anticipados que generarían los activos de larga vida, afectando en consecuencia las evaluaciones de los valores de registro de los activos de larga vida.

Pronunciamientos contables recientemente emitidos

En mayo de 2004, el IMPC emitió el Boletín B-7 “Adquisición de Negocios”, que proporciona las reglas de valuación y presentación para el tratamiento contable de la adquisición de negocios e inversión en compañías afiliadas. El boletín B-7 requiere que todas las adquisiciones de negocios e inversiones en afiliadas se registren por el método de compra. Al momento de adoptar el B-7, cesa la amortización del crédito mercantil y en su lugar se efectúa una prueba anual para determinar, en su caso, un valor de deterioro. El boletín también proporciona lineamientos sobre la adquisición de un interés minoritaria y para transferencias de activos y adquisición de negocios entre compañías de control común. A partir del 1° 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 \$1.3 mil millones y un cargo al resultado integral, dentro del patrimonio, por aproximadamente \$131.7 millones, por el reconocimiento del efecto acumulado al 1° de enero de 2005.

En abril de 2004 el IMPC, emitió el Boletín C-10 “Instrumentos Financieros Derivados y Operación de Cobertura”. Dicho boletín establece normas revisadas de contabilización y reporte y requiere que todos los instrumentos derivados, incluyendo ciertos derivados implícitos, se registren en el balance general, ya sea como un activo o un pasivo determinado a su valor justo. El boletín también requiere que los cambios en el valor justo del derivado sean reconocidos en resultados a menos que se cumplan con los criterios de cobertura. El boletín entra en vigor para ejercicios que comiencen el 1° de enero de 2005, aunque se recomienda su adopción anticipada. PEMEX adoptó el Boletín C-10 y los efectos iniciales de la adopción de dicho boletín resultó en una utilidad de \$4.4 mil millones por los tres primeros meses de 2005.

En diciembre de 2003 el IMPC emitió el Boletín D-3 “Obligaciones laborales” que proporciona las reglas de valuación y revelación con respecto a remuneraciones por otros beneficios posteriores al retiro. Esto incluiría servicios médicos y remuneraciones que se otorgan a los trabajadores cuando concluyen la relación laboral. El Boletín D-3, requiere que tales montos sean determinados actuarialmente de una manera similar a la requerida para la contabilidad de pensiones. Las provisiones de este principio relativos a los beneficios médicos, post retiro y otros es efectivo en 2004 de las cuales ciertas provisiones llegarán a ser efectivas al 1° de enero de 2005. Estas provisiones deberán contener una valuación adicional y el requerimiento de revelaciones para reconocer varios pagos a los empleados a su jubilación. La adopción de estas provisiones resultará en un reconocimiento en el pasivo inicial en relación a los costos anteriores por un monto de aproximadamente \$1.2 miles de millones y un cargo estimado a resultados por esta adopción de aproximadamente \$313.0 millones.

Inflación

México experimentó una gran inflación durante la década de los años ochentas. La tasa anual de inflación, de acuerdo con mediciones por el cambio en el Índice Nacional de Precios al Consumidor, disminuyó de un 159.2% en 1987 a 11.9% en 1992, 8.0% en 1993 y 7.1% en 1994. Sin embargo, los sucesos económicos que siguieron a la devaluación del peso frente al dólar a finales de 1994 y 1995, así como las fluctuaciones de los mercados internacionales financieros, causaron que la inflación tuviera un aumento a 52% en 1995, disminuyera a 27.7% en 1996 y 15.7% en 1997 y aumentara a 18.6% en 1998. La tasa anual de inflación descendió a 12.3% en 1999, 9.0% en 2000 y 4.4% en 2001, aumentó a 5.7% en 2002, descendió a 4% en 2003 y aumentó a 5.19% en 2004.

La inflación en México ha afectado los Estados Financieros Consolidados Auditados en la siguiente forma:

- PEMEX ajusta cada año el valor de algunos de los activos fijos, materiales y refacciones en el balance general para reflejar los efectos de la inflación. Esta reevaluación incrementa los activos en períodos de gran inflación. Cuando los activos fijos y los inventarios son revaluados para reflejar los efectos de la inflación, la depreciación y costo de ventas subsecuentes aumentarán, reduciendo así los rendimientos. Mientras más alto sea el valor de los activos, estos quedan más expuestos a un cargo por deterioro. Hasta 2002 los activos fijos fueron revaluados con base en un híbrido del Índice Nacional de Precios al Consumidor y rubros

específicos por índice, tal como lo determinan los valuadores independientes. El método de índice específico toma en consideración el uso, obsolescencia, costos específicos de operación y la vida productiva restante de los activos revaluados. A partir del 2003 dichos activos se expresan a su valor actualizado, determinado mediante la aplicación de factores derivados del Índice Nacional de Precios al Consumidor ("INPC") Véase la Nota 2 h) de los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2004.

- Los PCGA requieren que los Estados Financieros Consolidados Auditados reconozcan la inflación de acuerdo con el Boletín B-10. Un componente de la contabilidad inflacionaria es el resultado por posición monetaria, que se incluye en el estado de resultados dentro del rubro de costo integral de financiamiento. Este resultado refleja el impacto de las fluctuaciones en el poder adquisitivo de los activos y pasivos monetarios. Si se tiene una posición monetaria pasiva, el estado de resultados mostrará una ganancia monetaria medida de acuerdo con los cambios en el INPC; si por el contrario se mantiene una posición monetaria activa el estado de resultados mostrará una pérdida monetaria, medida de acuerdo con los cambios en el INPC.

Consolidación

En los Estados Financieros Consolidados Auditados, preparados de conformidad con los PCGA, se consolidan los resultados de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias. No obstante, algunas Compañías Subsidiarias no relevantes no están consolidadas y hasta el 31 de diciembre de 2003 se contabilizaron bajo el método de costo y a partir del ejercicio 2004 bajo el método de participación. Para tener una lista de las compañías subsidiarias que se consolidan véase la Nota 2 c) de los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2004.

IV. ADMINISTRACIÓN

1. AUDITORES EXTERNOS

La SFP es la encargada de nombrar a los auditores externos de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. PricewaterhouseCoopers, S.C. fue designado por la SFP como responsable para dictaminar los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX desde el ejercicio fiscal terminado el 31 de diciembre de 2001.

Los informes de los auditores independientes sobre los Estados Financieros Consolidados Auditados por los años 2002, 2003 y 2004 fueron presentados sin salvedades, abstención, ni negación de opinión derivadas de limitaciones al alcance o desviaciones a principios de contabilidad. Por los ejercicios fiscales 2002, 2003 y 2004 no hubo desacuerdo alguno con PricewaterhouseCoopers, S. C. en cuanto a la aplicación de principios contables, a revelación de la información financiera de conformidad con los principios de contabilidad ni con relación al alcance y los procedimientos de auditoría seguidos

La siguiente tabla muestra los honorarios pagados por PEMEX a los auditores externos, PricewaterhouseCoopers, S.C., durante los años fiscales terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2004:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de	
	<u>2003</u>	<u>2004</u>
	(en miles de pesos nominales)	
Honorarios por auditorías.....	\$24,688	\$25,231
Honorarios relativos a auditorías.....	1,192	670
Honorarios relativos a impuestos.....	1,584	1,528
Otros honorarios.....	<u>3,500</u>	<u>3,443</u>
Total de honorarios.....	<u>\$30,964</u>	<u>\$30,872</u>

Los honorarios por auditorías, mostrados en la tabla anterior, son el total de los honorarios facturados por PricewaterhouseCoopers, S. C. en relación con la auditoría de los Estados Financieros Consolidados anuales de PEMEX, la revisión de los estados financieros parciales, servicios prestados en relación con registros estatutarios y regulatorios, cartas de alivio, auditorías estatutarias y cartas de consentimiento.

Los honorarios relativos a auditorías, mostrados en la tabla anterior, son el total de los honorarios facturados por PricewaterhouseCoopers, S. C., en relación con auditorías realizadas con un propósito específico de acuerdo con los lineamientos de la SFP, las cuales se efectuaron de conformidad con los procedimientos previamente acordados.

Los honorarios relativos a impuestos, mostrados en la tabla anterior, son el total de los honorarios facturados por PricewaterhouseCoopers, S. C. que generalmente involucra la revisión del original y correcciones a la declaración de impuestos y reclamaciones de los reembolsos por saldos a favor.

Otros honorarios, mostrados en la tabla anterior, son el total de los honorarios facturados por PricewaterhouseCoopers, S. C. principalmente relacionados con la revisión de la información de servicios tecnológicos de seguridad, salud y medio ambiente.

2. OPERACIONES CON PERSONAS RELACIONADAS Y CONFLICTO DE INTERESES

De conformidad con el artículo 8, Sección XI de la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, el Código de Ética y el Código de Conducta elaborado por PEMEX, todos los trabajadores de PEMEX están obligados a “excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquéllos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos o por afinidad hasta el cuarto grado, o parientes civiles, o para terceros con los que tenga relaciones profesionales, laborales o de negocios o para socios o sociedades de las que el servidor público o las personas antes referidas formen o hayan formado parte”.

En 2004 y 2003, Petróleos Mexicanos realizó operaciones con Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y otras partes relacionadas, como sigue:

Ingresos	2004	2003
Servicios médicos	\$ 9,757,373	\$ 9,029,615
Servicios administrativos	6,254,372	6,763,516
Servicios de telecomunicaciones	1,569,311	1,492,466
Financiamiento de cuenta corriente	4,784,482	4,628,876
Servicios financieros	15,040,206	12,968,505
Servicios financieros devengados no cobrados	5,316,769	5,798,391
Servicios aduanales	58,503	57,576
Servicios de información geográfica	55,206	49,541
Servicios intercompañías centro administrativo	273,681	298,018
Servicios dirección corporativa de ingeniería y desarrollo de proyectos	472,249	-
	<u>\$43,582,152</u>	<u>\$41,086,504</u>

Egresos	2004	2003
Otras ventas y compras - Netas	\$ 315,482	\$ 223,497
Ventas y compras - Netas	126,353	131,626
Servicios de interorganismos	49,976	45,889
Costos financieros, Neto	<u>3,379,360</u>	<u>2,268,190</u>
	<u>\$3,871,171</u>	<u>\$2,669,202</u>

Fuente: PEMEX.

Todas estas operaciones se realizan a precios de mercado.

3. ADMINISTRADORES

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos se encuentra conformado por once miembros. El Presidente de la República designa a seis miembros, incluyendo al Presidente del Consejo de Administración y al Director General. La Ley Orgánica requiere que, entre los miembros del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, se incluya al Secretario del Medio Ambiente y Recursos Naturales. El Sindicato selecciona a los cinco consejeros restantes de entre los trabajadores de PEMEX. En caso de ausencia de algún consejero propietario, el consejero suplente está autorizado para actuar en dicho consejo en lugar del propietario, ya sea asistiendo a las sesiones, o bien participando en las actividades del mismo. Los miembros del Consejo de Administración podrán ser removidos de su cargo en cualquier momento.

El Consejo de Administración de cada Organismo Subsidiario está conformado por ocho miembros. Cada uno de estos consejos está integrado por el Director General de Petróleos Mexicanos, el Director General de cada uno de los otros tres Organismos Subsidiarios y cuatro consejeros adicionales, cada uno designado por el Presidente de la República. El Director General de Petróleos Mexicanos funge como Presidente del Consejo de Administración de cada Organismo Subsidiario.

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 12 de mayo de 2004 aprobó la desaparición de las siguientes direcciones: la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica; la Dirección Corporativa de Competitividad e Innovación y la Dirección Corporativa de Seguridad Industrial y Protección Ambiental. De conformidad con la Ley Orgánica, el Consejo de Administración tanto de Petróleos Mexicanos como de los Organismos Subsidiarios, tendrán las atribuciones que les confieren las disposiciones legales aplicables y la Ley Orgánica conforme a sus respectivos objetos. Quedan reservadas al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos las facultades que requiera la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca

la industria petrolera, incluyendo, en forma enunciativa más no limitativa: aprobar, conforme a la política energética nacional, la planeación y presupuestación de la industria petrolera estatal en su conjunto y evaluar el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la misma. Asimismo, se reserva al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el establecimiento de las políticas y lineamientos necesarios para lograr un sano equilibrio económico y financiero entre los Organismos Subsidiarios, así como para permitir el adecuado manejo y administración de los bienes que el Gobierno Federal destina a la industria petrolera.

El 1 de noviembre de 2004, el Ing. Raúl Muñoz Leos renuncia a su puesto como Director General de Petróleos Mexicanos y el Ing. Luis Ramírez Corzo y Hernández (Director General de PEP) fue designado Director General de Petróleos Mexicanos.

A continuación se señalan los miembros de los Consejos de Administración y los principales funcionarios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios al 17 de junio de 2005.

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Lic. Fernando Elizondo Barragán. ...	<p>Presidente del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Secretario de Energía Nació en: 1949 Experiencia laboral: Enlace Presidencial para la Reforma Hacendaria; Gobernador Interino del Estado de Nuevo León; Secretario de Finanzas y Tesorero General del Estado de Nuevo León. Cargos en otros consejos: Comisión Federal de Electricidad (Presidente); Luz y Fuerza del Centro (Presidente); Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.; Nacional Financiera, S.N.C.; y Comisión Nacional del Agua.</p>	2004
Lic. Fernando de Jesús Canales Clariond	<p>Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Secretario de Economía Nació en 1946 Experiencia laboral: Gobernador de Nuevo León; Diputado Federal y Director General Adjunto de Grupo IMSA, S.A. de C.V. Cargos en otros Consejos: Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.; Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C.; Centro Nacional de Metrología (Presidente); Comisión Federal de Electricidad; Comisión Intersecretarial de Desincorporación; Comisión Intersecretarial de Política Industrial; Comisión Intersecretarial de Gasto-Financiamiento; Comisión Intersecretarial de Precios y Tarifas de los Bienes y Servicios de la Administración Pública Federal; Comisión Intersecretarial para la Transparencia y el Combate a la Corrupción de la Administración Pública Federal; Fondo para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (Presidente); Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología; y Nacional Financiera S.N.C.</p>	2003

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Ing. Alberto Cárdenas Jiménez	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Secretario del Medio Ambiente y Recursos Naturales Nació en 1958. Experiencia Laboral: Director General de la Comisión Nacional Forestal; Gobernador del Estado de Jalisco y Presidente Municipal de Zapotlán El Grande, Jalisco. Cargos en otros Consejos: Comisión Federal de Electricidad.	2003
Dr. Luis Ernesto Derbez Bautista	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Secretario de Relaciones Exteriores Nació en 1947 Experiencia laboral: Secretario de Economía; Consultor Independiente del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo; Responsable de Áreas Regionales de Impacto e Interés Internacional del Banco Mundial (Chile, Región Oeste y Central de África, India, etc.) y Profesor del Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey. Cargos en otros Consejos: Banco de Desarrollo de América del Norte; Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.; Comisión de Comercio Exterior; Comisión Intersecretarial para la Transparencia y el Combate a la Corrupción de la Administración Pública Federal; Consejo General de Investigación Científica y Tecnológica; Aeropuertos y Servicios Auxiliares; Telecomunicaciones de México y Servicio Postal Mexicano.	2001
Arq. Pedro Cerisola y Weber	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Secretario de Comunicaciones y Transportes Nació en 1949 Experiencia Laboral: Asesor del Presidente de la República; Coordinador General de la campaña electoral del Lic. Vicente Fox; Director de Proyectos y Planeación de Aeropuertos y Servicios Auxiliares y Director General Regional y Director de Planeación de Teléfonos de México, S.A. de C.V. Cargos en otros Consejos: Aeropuertos y Servicios Auxiliares (Presidente); Caminos y Puentes Federales de Ingresos y Servicios Conexos (Presidente); Telecomunicaciones de México (Presidente); Servicio Postal Mexicano (Presidente); y Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.	2001

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Lic. José Francisco Gil Díaz	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Secretario de Hacienda y Crédito Público Nació en 1943 Experiencia laboral: Director General de Avantel; Director General de Estudios Económicos-Hacendarios de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; Gerente de la Unidad de Organización y Análisis de Información de Banco de México y Director General de Política de Ingresos y Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público Cargos en otros Consejos: Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C. (Presidente); Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (Presidente); Financiera Rural (Presidente); Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C. (Presidente); Casa de Moneda de México (Presidente); Nacional Financiera, S.N.C. (Presidente); Comisión Federal de Electricidad; Comisión Intersecretarial de Gasto Financiamiento (Presidente); Comisión Intersecretarial de Desincorporación (Presidente); Comisión Nacional Bancaria y de Valores; Comisión Nacional para la Protección y Defensa de los Usuarios de Servicios Financieros (Presidente) y Comisión Nacional de Seguros y Fianzas	2001
Sr. Ramón Hernández Toledo	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Representante Sindical Nació en 1937 Experiencia laboral: Diputado Federal (LVII Legislatura); Supervisor "A" de Servicios Auxiliares; Jefe de Guardia en Calderas y diversos cargos en Petróleos Mexicanos	1992
Sr. Pablo Pavón Vinales	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Representante Sindical Nació en 1945 Experiencia laboral: Diputado Federal (LIX Legislatura); Presidente Municipal de Minatitlán, Veracruz; Jefe "A" de Talleres de la Refinería Lázaro Cárdenas del Río y diversos cargos en Petróleos Mexicanos	1992
Sr. Luis Ricardo Aldana Prieto.....	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos; Representante Sindical Nació en 1954 Experiencia laboral: Senador (LIX Legislatura); Secretario Tesorero del Comité Ejecutivo General del Sindicato y Secretario General de la Sección 40 del Sindicato.	2001
Sr. Alejandro Sánchez Narváez.....	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Representante Sindical Nació en 1952 Experiencia laboral: Supervisor de plantas en operación en Gas y diversos cargos en Petróleos Mexicanos	2001

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Sr. Mario Martínez Aldana	Miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Representante Sindical Nació en 1952 Experiencia laboral: Técnico en Equipo Ferroviario; en Levantamiento de Información Geográfica; Secretario Tesorero del Sindicato y diversos cargos en Petróleos Mexicanos	2001
Ing. Luis Ramírez Corzo y Hernández	Director General Nació en 1948 Experiencia laboral: Director General de Pemex Exploración y Producción; Director General de Turbosinas Solar, S.A. de C.V. Cargos en otros Consejos: Desarrollos Inmobiliarios CUGA, S.A. de C.V. (Presidente).	2004
Dr. Juan José Suárez Coppel.....	Director Corporativo de Finanzas Nació en 1959 Experiencia laboral: Coordinador de Asesores del Secretario de Hacienda y Crédito Público; Director de Finanzas y Director Corporativo de Tesorería de Grupo Televisa; Director de Operaciones de Derivados sobre Acciones de Banco Nacional de México S.A. Cargos en otros Consejos: Deer Park Refining, L.P.; I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.; Mexicana de Lubricantes, S.A. de C.V. e Instituto Mexicano del Petróleo.	2001
Lic. Martha Alicia Olvera Rodríguez	Subdirectora de Programación y Presupuestación Nació en 1954 Experiencia laboral: Gerente de Planeación y Programación Financiera de Petróleos Mexicanos; Gerente de Control Presupuestal de Petróleos Mexicanos y Subgerente de Integración de Programas de Petróleos Mexicanos.	2002
Lic. Víctor Manuel Cámara Peón.....	Subdirector de Sistemas de Información Financiera Nació en 1943 Experiencia laboral: Director de Control y Riesgo Operativo de Banco Nacional de México, S.A.; Director General de Recursos Humanos de Banco Nacional de México, S.A. y Director Administrativo de Banco Nacional de México, S.A. Cargos en otros Consejos: Intermarítima Maya, S.A. de C.V.; Grupo Roche, S.A. de C.V.; Comercial Salinera de Yucatán, S.A. de C.V.; Infraestructura Maya Peninsular, S.A. de C.V. e Industria Salinera de Yucatán, S.A. de C.V.	2003

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Dr. Rigoberto Ariel Yépez García	Subdirector de Planeación Económica Nació en 1965 Experiencia laboral: Profesor e Investigador en el Departamento de Economía del Instituto Tecnológico Autónomo de México; Director General de Precios, Tarifas, Derechos y Productos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; Gerente de Desarrollo de Negocios de PGPB y Director General Adjunto de Política de Precios y Tarifas de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Cargos en otros Consejos: CH4 Energía S.A. de C.V.; Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. (Suplente) e Instalaciones Inmobiliarias para Industrias S.A. de C.V. (Suplente).	2001
Lic. Esteban Levín Balcells.....	Encargado del Despacho de la Subdirección de Financiamientos y Tesorería Nació en 1972 Experiencia laboral: Coordinador de Asesores de la Dirección Corporativa de Finanzas; Encargado del Despacho de la Subdirección de Sistemas de Información Financiera; Asesor de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos; Director de Proyecto en McKinsey & Co.	2005
Dr. José Manuel Carrera Panizzo....	Subdirector de Administración de Riesgos Nació en 1969 Experiencia laboral: Gerente de Cambios en Metales, Monedas y Convenios Internacionales de Banco de México; Investigador en Análisis de Mercados Financieros de Banco de México; y Cambista de Banco de México Cargos en otros Consejos: MGI Trading, Ltd. (Vicepresidente); MGI Enterprises, Ltd. (Vicepresidente); y MGI Supply, Ltd. (Vicepresidente)	2001
Ing. Rosendo Villareal Dávila.....	Director Corporativo de Administración Nació en 1942 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control de la Secretaría de la Función Pública; Senador (LVI y LVII Legislaturas); Presidente Municipal de Saltillo Coahuila. Cargos en otros Consejos: Transportes Villarreal Berlanga S.A. de C.V.	2005
Ing. Lamberto Alonso Calderón.....	Subdirector de Relaciones Laborales Nació en 1953 Experiencia laboral: Asesor "A"; Jefe de Unidad de Evaluación Desempeño Comercial y Control de Procesos y Jefe de la Unidad Administrativa de la Subdirección Comercial de Pemex Refinación	2005
Lic. José Néstor García Reza.....	Encargado del Despacho de la Oficina del Abogado General de Petróleos Mexicanos Nació en 1965 Experiencia laboral: Jefe de la Asesoría Legal de Pemex Exploración y Producción; Jefe de la Unidad Jurídica de Pemex Exploración y Producción; Director Jurídico de Banca Quadrum S.A. y Director General Jurídico de Bancrecer S.A.	2004

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Ing. José Salazar Ilarregui Ruffino...	Subdirector de Servicios Corporativos Nació en 1952 Experiencia laboral: Director Técnico de Telecomunicaciones de México de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes; Vicepresidente de Tecnología e Información de la Corporación Novavisión S. de R.L. y Director de Tecnología de Cablevisión S.A. de C.V.	2005
Dr. Víctor Manuel Vázquez Zárate ..	Subdirector de Servicios Médicos Nació en 1943 Experiencia laboral: Gerente de Servicios Médicos de Petróleos Mexicanos; Subgerente de Apoyo Técnico Administrativo de Petróleos Mexicanos; y Asesor Médico de la Subdirección de Servicios Corporativos de Petróleos Mexicanos.	2000
Ing. Marco Antonio Murillo Soberanis	Subdirector de Recursos Humanos Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente Corporativo de Recursos Humano; Jefe de Unidad de Planeación y Evaluación y Líder de Proyecto de Petróleos Mexicanos	2005
Lic. Jorge Collard de la Rocha.....	Encargado del Despacho de la Subdirección de Suministros Nació en 1951 Experiencia laboral: Director de Finanzas del Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos S.N.C.; Director General de Programación y Presupuesto de Energía e Infraestructura; Director General de Programación y Presupuesto de Agricultura, Ganadería, Pesca y Abasto de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público	2005
Ing. Emilio del Bosque Gonzáles	Encargado del Despacho de la Subdirección de Administración Patrimonial Nació en 1947 Experiencia laboral: Consultor privado en estrategia y negociación; Director Corporativo de Suministros de Grupo Industrial Saltillo S.A. de C.V. y Director de Compras de CIFUNSA S.A. de C.V.	2005
Ing. Marcos Ramírez Silva.....	Director Corporativo de Operaciones Nació en 1957 Experiencia laboral: Director General de Pemex Gas y Petroquímica Básica; Subdirector de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos de PGPB; Subdirector de Planeación y Control Operativo de PGPB; y Director Comercial de Productos Petrolíferos y Petroquímicos de PMI.	2005
Ing. Vicente Córdova Rayas	Subdirector de Proyectos de Inversión Nació en 1955 Experiencia laboral: Gerente del Centro de Competencia de Petróleos Mexicanos; Jefe de la Unidad de Mejora Continua en PGPB; Coordinador de Asesores de la Subdirección de de Gas Natural en PGPB.	2005
Lic. Guillermo Ruiz Gutiérrez.....	Subdirector de Evaluación de Operaciones Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente, Subgerente y Superintendente de Petróleos Mexicanos	2005

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Ing. Alejandro Martínez Sibaja	Subdirector de Coordinación de Operaciones Nació en 1956 Experiencia laboral: Gerente Comercial de PGPB; Gerente y Subgerente en PMI.	2005
Ing. Constantino Fernández Cabrera	Subdirector de Seguridad Industrial y Protección Ambiental Nació en 1938 Experiencia laboral: Coordinador de Asesores del Director General; Gerente de Comercialización de Gas Licuado y Gerente de Ductos y Terminales en PGPB	2005
Ing. Federico Martínez Salas	Director Corporativo de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos Nació en 1943 Experiencia laboral: : Subdirector de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas en PEP; Director Ejecutivo del Proyecto Cantarell y Subdirector de Proyectos de Producción Primaria de Petróleos Mexicanos	2005
Ing. Ernesto Ríos Montero	Subdirector de Ingeniería Nació en 1936 Experiencia laboral: Director de Consultoría Empresarial Ejecutiva S.A. de C.V.; Vicepresidente Ejecutivo y Vicepresidente de Ingeniería de Grupo Bufete Industrial S.A. Cargos en otros consejos: Instituto Mexicano del Petróleo (Suplente)	2001
Ing. Francisco Guillermo Iturbide Ruiz	Subdirector de Contratación Nació en 1951 Experiencia laboral: Gerente de Contratos; Gerente de Administración y Servicios y Subgerente de Licitaciones y Contratos del Proyecto Cantarell en PEP	2005
Ing. Genaro Ceballos Bravo	Subdirector de Proyectos de Plantas Industriales Nació en 1956 Experiencia laboral: Gerente de Proyectos "C" de Petróleos Mexicanos; Gerente de Proyectos y Construcción de PGPB y Vicepresidente de Proyectos de P.M.I. Holdings North America Inc.	2005
Ing. Jorge Alberto Aguilar López	Encargado del Despacho de la Subdirección de Control de Calidad Nació en 1956 Experiencia laboral: Subdirector de Contratación de Petróleos Mexicanos; Director de Proyectos de Grupo México S.A. de C.V. y Gerente de Planeación Financiera de la Comisión Federal de Electricidad	2005
Lic. Benigno Estrada Rodríguez	Titular del Órgano Interno de Control en Petróleos Mexicanos Nació en 1947 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control en Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.; Director General Adjunto del Grupo Tek; y Director de Recuperación de Banca Corporativa y Banca Especializada de Banca Cremi, S.A.	2003

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Lic. Federico Domínguez Zuloaga ..	Titular del Área de Responsabilidades y Titular del Área de Quejas Nació en 1959 Experiencia laboral: Sub-Administrador de Cobro Coactivo de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; Asesor de Partidos Políticos en el Instituto Federal Electoral; Jefe de Servicios de Otorgamiento de Crédito del Fondo para la Vivienda del Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado.	2001
C.P. Aniceto del Río Chico	Titular del Área de Auditoría de Control y Evaluación Nació en 1946 Experiencia laboral: Director General de Alger Consultores, S.C.; Director de Smiling Company, Director de Fit-Biz Executive Center; Director de Gecisa Internacional; y Director de Producciones Patsa. Cargos en otros Consejos: Smiling Company (Presidente).	2003
C.P. Héctor Aguiñaga Pérez.....	Titular del Área de Auditoría Nació en 1950 Experiencia laboral: Director Nacional de Servicios de Auditoría Interna de KPMG Cárdenas Dosal S.C.; Auditor General de Oan-American Beverages Inc. y Auditor General de Sears Roebuck de México S.A. de C.V.	2004
Ing. Jorge Andrés Ocejo Moreno.....	Coordinador de Asesores del Director General Nació en 1943 Experiencia laboral: Coordinador de Asesores del Secretario del Trabajo y Previsión Social; Secretario General del Comité Ejecutivo Nacional del Partido Acción Nacional; y Secretario de Relaciones del Comité Ejecutivo Nacional del Partido Acción Nacional. Cargos en otros consejos: Colegio de Alta Dirección de Empresas, A.C. (Presidente)	2003
Ing. Luis Kaim Gebara.....	Coordinador Ejecutivo de la Dirección General Nació en 1947 Experiencia laboral: Coordinador General de Comunicación Social del Gobierno del Estado de Hidalgo; Coordinador de Comunicación Social del Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado y Director Corporativo de Difusión e Informática de Liconsas S.A. de C.V.	2005
Lic. Moisés Ithuriel Orozco García...	Asesor Ejecutivo de la Dirección General Nació en 1968 Experiencia laboral: Director Corporativo de Administración de Petróleos Mexicanos; Gerente de Planeación Estratégica de Petróleos Mexicanos; Coordinador de Asesores del Director General de PPQ.	2004

Petróleos Mexicanos— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargos en Petróleos Mexicanos	Año de Nombramiento
Lic. Raoul Capdevielle Orozco	Secretario Técnico de la Dirección General Nació en 1943 Experiencia laboral: Subcontralor Corporativo de Responsabilidades de Petróleos Mexicanos; Coordinador Jurídico de Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A.; y Director Jurídico de Concesiones de Triturados Basálticos y Derivados, S.A. de C.V.	2001

Pemex-Exploración y Producción— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Ing. Luis Ramírez Corzo y Hernández	Presidente del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de Petróleos Mexicanos)	2004
Lic. Juan Bueno Torio.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de PR)	2003
Dr. Roberto Ramírez Soberón*.....	Invitado del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de PGPB)	2005
Ing. Rafael Beverido Lomelín	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de PPQ)	2001
Dr. Juan José Suárez Coppel.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de Petróleos Mexicanos)	2002
Dr. Carlos Hurtado López	Miembro del Consejo de Administración de PEP y Subsecretario de Egresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público Nació en 1955 Experiencia laboral: Coordinador de Asesores para Asuntos de Política Económica y Social de la Presidencia de la República; Representante Permanente de México ante la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD); Coordinador General del Fondo Nacional de Apoyo a Empresas de Solidaridad; y Director General de Política Económica y Social. Cargos en otros consejos: Aeropuertos y Servicios Auxiliares; Ferrocarriles Nacionales de México; Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro	2001

Pemex-Exploración y Producción— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Dr. Héctor Moreira Rodríguez.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP y Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía Nació en 1946 Experiencia laboral: Subsecretario de Política Energética y Desarrollo Tecnológico de la Secretaría de Energía; Vicerrector del Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey; y Jefe de la Unidad de Planeación Estratégica de la Presidencia de la República. Cargos en otros consejos: Instalaciones Inmobiliarias para Industrias S.A. de C.V.; Instituto Mexicano del Petróleo; Comisión Nacional para el Ahorro de Energía; Subcomité de Coberturas Petroleras del Instituto Mexicano de Transporte; Comité Técnico del Fideicomiso Patrimonial y Centro de Investigación y Docencia Económica	2004
Dr. Salvador Rubén Ortiz Vértiz	Miembro del Consejo de Administración de PEP y Coordinador General de Minería de la Secretaría de Economía Nació en 1949 Experiencia laboral: Director Adjunto de la Unidad de Estudios Sectoriales de Grupo Financiero Banamex-Accival; Subdirector de la Unidad de Estudios Sectoriales de Grupo Financiero Banamex-Accival; y Asesor del Sector Energético e Industrias Básicas de Banco Nacional de México, S.A. Cargos en otros consejos: Servicio Geológico Mexicano (Presidente Suplente); Fideicomiso de Fomento Minero (Presidente Suplente); Exportadora de Sal, S.A. de C.V. (Presidente Suplente) y Transportadora de Sal, S.A. de C.V. (Presidente Suplente)	2002
Ing. Carlos A. Morales Gil.....	Encargado de la Dirección General y Subdirector de Planeación y Evaluación Nació en 1954 Experiencia laboral: Subdirector de la Región Sur, Gerente de Planeación; Gerente de Producción y Coordinador de la Administración de Yacimientos de PEP.	2004
Ing. Sergio Aceves Borbolla	Subdirector de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente de Proyectos de la Región Marina Noreste; Gerente de Construcción y Jefe de Proyectos en Transición en PEP.	2005
Ing. J. Javier Hinojosa Puebla	Subdirector de la Región Marina Noreste Nació en 1958 Experiencia laboral: Coordinador de la Coordinación Ejecutiva Operativa Comercial; Gerente de Análisis y Evaluación de Inversiones en Explotación; Gerente de la Coordinación Técnica Operativa (Región Sur); y Gerente de Producción (Región Sur) de PEP.	2003

Pemex-Exploración y Producción— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Ing. Alfredo Eduardo Guzmán Baldizán.....	Subdirector de la Región Norte Nació en 1947 Experiencia laboral: Coordinador Ejecutivo de Estrategias de Exploración; Gerente de Planeación (Región Norte); y Gerente de Exploración (Región Norte) de PEP.	2003
Dr. José Tomás Limón Hernández ..	Subdirector de Operaciones y Comercialización Nació en 1943 Experiencia laboral: Subdirector de la Coordinación de Operaciones; Gerente de Programación y Evaluación; Director del Proyecto Cantarell; y Administrador del Activo Cantarell.	2003
Ing. Rogelio Bartolomé Morando Sedas	Subdirector de Seguridad Industrial, Protección Ambiental y Calidad Nació en 1946 Experiencia laboral: Asesor del Director de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente de Petróleos Mexicanos; Director General de Industrias Tecnos S.A. de C.V.; Gerente de Planta de Industrias Tecnos S.A. de C.V. y Gerente de Planta de DuPont S.A. de C.V.	2003
Ing. Teódulo Gutiérrez Acosta	Subdirector de la Región Sur Nació en 1944 Experiencia laboral: Subdirector de Recursos Humanos, Competitividad e Innovación; Gerente de Desarrollo Profesional y Gerente de Desarrollo Tecnológico de la Producción en PEP	2005
Ing. Héctor Leyva Torres	Subdirector de la Coordinación de Servicios Marítimos Nació en 1948 Experiencia laboral: Subdirector (Región Marina Suroeste); Subdirector (Región Sur); Gerente de Producción (Región Marina), Gerente de Producción (Región Sur); y Superintendente General del Distrito de Explotación de la Zona Marina de PEP. Cargos en otros consejos: Administración Portuaria Integral de Dos Bocas	2003
Lic. Rafael J. Bracho Ransom	Subdirector de Administración y Finanzas Nació en 1947 Experiencia laboral: Director de Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.; y Subdirector de Finanzas de PGPB	2002
Ing. Ricardo Palomo Martínez	Subdirector de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos Nació en 1954 Experiencia laboral: Subdirector de la Región Marina Suroeste; Gerente de Producción del Activo Burgos; Gerente de Proyectos Integrales de Depósitos en Burgos en PEP y Superintendente del Distrito de Reynosa	2005

Pemex-Exploración y Producción— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Lic. Luis Sergio Guaso Montoya.....	Director Ejecutivo de Nuevos Modelos de Ejecución (la anteriormente denominada Dirección Ejecutiva de Contratos Múltiples) Nació en 1963 Experiencia laboral: Director Ejecutivo del Proyecto del Modelo de Contratos de Servicios Múltiples; Gerente de Análisis Económico de PEP; Gerente de Recursos de Inversión de PEP; y Asesor Económico de PMI Holdings North America, Inc.	2002
Ing. Francisco Javier Barraza Rodríguez.....	Subdirector de la Coordinación de Tecnología de Información Nació en 1943 Experiencia laboral: Soporte Técnico en Tecnología Documental de Imaxserv; Director de Sistemas Administrativos de Scotiabank Inverlat; y Consultor Externo en Sistemas Administrativos de Banco Nacional de México, S.A.	2003
Dr. Pedro Silva López.....	Subdirector de la Región Marina Suroeste Nació en 1953 Experiencia laboral: Subdirector de la Coordinación de Operaciones de Petróleos Mexicanos; Director Ejecutivo del Programa Estratégico de Gas y Gerente de Planeación Estratégica de PEP	2005
Dr. Héber Cinco Ley.....	Subdirector de la Coordinación Técnica de Explotación Nació en 1946 Experiencia laboral: Director General de Asesoría y Servicios Petroleros S.A. de C.V.; Catedrático Universitario de la Universidad Nacional Autónoma de México; e Ingeniero de Yacimientos de Standard Oil Company.	2003
Ing. Adán Ernesto Oviedo Pérez	Subdirector de la Coordinación Técnica de Exploración Nació en 1956 Experiencia laboral: Gerente de Diagnóstico y Análisis de Riesgo de PEP; Gerente de Exploración del Activo Salina del Istmo y Jefe del Proyecto Marbella de PEP.	2003
Dr. Luis Ramos Martínez.....	Encargado del Despacho de la Subdirección de Recursos Humanos, Competitividad e Innovación Nació en 1957 Experiencia laboral: Gerente de Desarrollo y Remuneraciones y Subgerente de Estrategias de Explotación en tierra en PEP	2005
C.P. Jorge Javier Ramos Negrete.....	Titular del Órgano Interno de Control en PEP Nació en 1949 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control de la Procuraduría Federal del Consumidor; Tesorero Municipal de Ciudad Juárez; Director de Ingresos de Ciudad Juárez. Y Socio y Director de Ramos Negrete y Asociados S.C.	2003

Pemex-Refinación— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombre	Cargo en PR	Año de Nombramiento
Ing. Luis Ramírez Corzo y Hernández	Presidente del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de Petróleos Mexicanos)	2004
Dr. Roberto Ramírez Soberón*	Invitado del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PGPB)	2005
Ing. Carlos A. Morales Gil*	Invitado del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PEP)	2004
Ing. Rafael Beverido Lomelín	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de Pemex Petroquímica)	2001
Dr. Carlos Hurtado López	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PEP)	2001
Dr. Héctor Moreira Rodríguez.....	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PEP)	2004
(Vacante)	Miembro del Consejo de Administración de PR	
Lic. Sergio Alejandro García de Alba Zepeda	Miembro del Consejo de Administración de PR y Subsecretario para la Pequeña y Mediana Empresa de la Secretaría de Economía Nació en 1955 Experiencia laboral: Socio y Director General de Recreación y Desarrollo Infantil de México S.A. de C.V.; Vicepresidente de Axtel y Secretario de Promoción Económica en el Estado de Jalisco. Cargos en otros consejos: Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.; Centro de Investigación y Asistencia Tecnológica y Diseño del Estado de Jalisco, A.C.; Centro de Investigación y Asistencia Tecnológica en Cuero y Calzado, A.C.; Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología; Comisión Mixta para la Promoción de las Exportaciones (Presidente); Exportadores Asociados, S.A. de C.V.; Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática; Nacional Financiera, S.N.C.	2003
Lic. Juan Bueno Torio.....	Director General Nació en 1953 Experiencia laboral: Subsecretario de la Pequeña y Mediana Empresa de la Secretaría de Economía; Diputado Federal (LVII Legislatura) y Director General del Grupo Empresarial Bueno.	2003
Ing. Miguel Tame Domínguez.....	Subdirector de Producción Nació en 1946 Experiencia laboral: Gerente de la Refinería Miguel Hidalgo; Gerente de la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas del Río; Gerente de la Refinería Ing. Antonio M. Amor; y Gerente de Control de Producción en PEP	2003
Ing. Carlos Xavier Pani Espinosa	Subdirector Comercial Nació en 1947 Experiencia laboral: Subdirector Comercial de PPQ, Director General de C.P. Estrategia y Servicios, S.A. de C.V.; y Director General de Dermet, S.A. de C.V.	2003
Lic. Pedro Carlos Gómez Flores.....	Subdirector de Almacenamiento y Distribución Nació en 1951 Experiencia laboral: Subdirector de Desarrollo Organizacional; Subdirector de Relaciones Sectoriales; Subdirector de Planeación Estratégica de Petróleos Mexicanos y Subdirector de Distribución en PR.	2004

Pemex-Refinación— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombre	Cargo en PR	Año de Nombramiento
Act. José Antonio Gómez Urquiza de la Macorra.....	Subdirector de Finanzas y Administración Nació en 1951 Experiencia laboral: Director General de la CANACERO; Subdelegado de Administración de la Delegación Benito Juárez; y Director General de Trichem de México, S.A. de C.V.	2003
Lic. Manuel Betancourt García	Subdirector de Planeación, Coordinación y Evaluación Nació en 1947 Experiencia laboral: Director General de Desarrollo Industrial de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía; Director General de Política y Desarrollo Energético de la Secretaría de Energía; Coordinador de Asesores del Oficial Mayor y Director General de Gas de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.	2003
Ing. Juan Daniel Gómez Bilbao	Auditor de Seguridad Industrial y Protección Ambiental Nació en 1948 Experiencia laboral: Gerente de Evaluación de Programas de la Contraloría General Corporativa de Petróleos Mexicanos; Subdirector de Capacitación y Servicios Técnicos del Instituto Mexicano del Petróleo; Subdirector de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Transformación Industrial del Instituto Mexicano del Petróleo.	2001
Lic. José María Eugenio Núñez Murillo	Titular del Órgano Interno de Control en Pemex-Refinación Nació en 1948 Experiencia laboral: Diputado Federal (LVIII Legislatura); Contador Mayor de Hacienda (LIV Legislatura) del Estado de Jalisco; y Socio Director del Despacho Nuñez Asesores, S.C.	2003

Pemex-Gas y Petroquímica Básica— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombre	Cargo en PGPB	Año de Nombramiento
Ing. Luis Ramírez Corzo y Hernández	Presidente del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de Petróleos Mexicanos)	2004
Ing. Carlos A. Morales Gil *	Invitado del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PEP)	2004
Lic. Juan Bueno Torio	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PR)	2003
Ing. Rafael Beverido Lomelín.....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PPQ)	2001
Dr. Carlos Hurtado López	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PEP)	2001
Dr. Héctor Moreira Rodríguez	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PEP)	2004
Dr. Juan José Suárez Coppel	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de Petróleos Mexicanos)	2002

Pemex-Gas y Petroquímica Básica— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombre	Cargo en PGPB	Año de Nombramiento
(Vacante) Dr. Roberto Ramírez Soberón	Miembro del Consejo de Administración de PGPB Encargado del Despacho de la Dirección General y Subdirector de Planeación Nació en 1950 Experiencia laboral: Gerente Comercial; Gerente de Control y Medición; Gerente de Comercialización, Subgerente de Solventes de Petróleos Mexicanos.	2005
Ing. Salvador García-Luna Rodríguez	Subdirector de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos Nació en 1959 Experiencia laboral: Director Comercial de Petróleo Crudo de PMI; Gerente Comercial de Productos Petrolíferos de PMI; y Subgerente Comercial de PMI.	1996
Ing. Luis Felipe Luna Melo	Subdirector de Gas Natural Nació en 1956 Experiencia laboral: Representante Comercial en Tokio y Subgerente de Análisis de PMI; y Presidente de P.M.I. Holdings North America, Inc.	1996
Lic. Claudio Enrique Trulín Espinosa	Subdirector de Administración y Finanzas Nació en 1945 Experiencia laboral: Gerente de Administración y Apoyo Corporativo de Petróleos Mexicanos; Asesor del Secretario de Seguridad Pública; Director Ejecutivo de Apoyo Logístico de la Secretaría de Seguridad Pública del Distrito Federal; y Secretario Técnico de la Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos.	2001
Ing. Armando R. Arenas Briones	Subdirector de Producción Nació en 1948 Experiencia laboral: Gerente, Coordinador y Gerente de Planta de Petróleos Mexicanos	1996
Lic. Claudio F. Urencio Castro	Subdirector de Ductos Nació en 1949 Experiencia laboral: Director General de Programación y Presupuesto del Departamento del Distrito Federal; Director de Investigaciones Económicas de Bancomer S.N.C.; y Director General de Análisis Económico de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.	1996
C.P. René Paredes Corral	Titular del Órgano Interno de Control en PGPB Nació en 1966 Experiencia laboral: Titular de la Unidad de Auditoría Gubernamental de la Secretaría de la Función Pública; Titular del Órgano Interno de Control de la Comisión Federal de Electricidad; y Director de Finanzas de Toshiba America Consumer Products.	2003

Pemex-Petroquímica— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombre	Cargo dentro de PPQ	Año de Nombramiento
Ing. Luis Ramírez Corzo y Hernández	Presidente del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de Petróleos Mexicanos)	2004
Dr. Roberto Ramírez Soberón*	Invitado del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PGPB)	2005
Lic. Juan Bueno Torio	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PR)	2003
Ing. Carlos A. Morales Gil*	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PEP)	2004
Dr. Carlos Hurtado López	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PEP)	2001
Dr. Héctor Moreira Rodríguez	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PEP)	2004
(Vacante)	Miembro del Consejo de Administración de PPQ	
Lic. Juan Antonio García Villa	Miembro del Consejo de Administración de PPQ y Subsecretario de Normatividad, Inversión Extranjera y Prácticas Comerciales Internacionales de la Secretaría de Economía Nació en 1945 Experiencia laboral: Senador de la República y Diputado local en Coahuila; Asesor del Gobernador del Estado de Coahuila; Colaborador Editorial de la Organización Editorial Mexicana; y Profesor en la Universidad Iberoamericana. Cargos en otros Consejos: Luz y Fuerza del Centro; Centro de Investigación en Química Aplicada; Fondo de Información y Documentación para la Industria; Corporación Mexicana de Investigación en Materiales; Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica; Fondo de Investigación y Desarrollo para la Modernización Tecnológica; Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial; Fondo para el Fortalecimiento de las Capacidades Científicas y Tecnológicas; Comisión Federal de Electricidad; Comisión Nacional de Normalización; y la Coordinación de la Inversión Pública Federal	2003
Ing. Rafael Beverido Lomelín	Director General Nació en 1942 Experiencia laboral: Director General y diversos cargos en Industrias Negromex, S.A. de C.V. y Asesor privado en varias empresas de Grupo DESC	2001
Ing. Lorenzo Aldeco Ramírez	Subdirector Comercial Nació en 1955 Experiencia laboral: Subdirector de Operaciones de PPQ; Subdirector de Planeación de PPQ; Gerente de Operaciones de Servicios de Operaciones de Nitrógeno, S.A. de C.V.; Gerente de Planta de Industrias Negromex, S.A. de C.V.; y Gerente de Compras de Industrias Negromex, S.A. de C.V.	2005

Pemex-Petroquímica— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombre	Cargo dentro de PPQ	Año de Nombramiento
Ing. Abraham Klip Moshinsky.....	Subdirector de Planeación Nació en 1956 Experiencia laboral: Director General de Blindajes Automundo, S.A. de C.V.; Director General de Carrocerías y Adaptaciones Automotrices, S.A. de C.V.; y Director de Operaciones de Industrias Negromex, S.A. de C.V.	2002
Ing. Mario Hugo González Petrikowsky.....	Subdirector de Administración y Finanzas Nació en 1937 Experiencia laboral: Gerente de Presupuestación de Petróleos Mexicanos; Asesor de la Subdirección de Programación de Petróleos Mexicanos y Subdirector de Planeación de PPQ.	2001
Ing. Francisco Arturo Arellano Urbina	Subdirector de Operaciones Nació en 1946 Experiencia laboral: Director de Petroquímica Cangrejera S.A. de C.V.; Director General de Mícosa División de Construcciones S.A. de C.V.; y Director General de RCR Ingenieros Asociados S.A. de C.V.	2005
C.P. Felipe de Jesús Barragán Alvírez	Titular del Órgano Interno de Control en PPQ Nació en 1950 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control en Petroquímica Morelos, S.A. de C.V.; Titular del Órgano Interno de Control en Petroquímica Escolín, S.A. de C.V. y Subcontralor de Auditoría en la Contraloría Interna de PPQ	2003

Nota: * De acuerdo con lo señalado en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, los Directores Generales de los Organismos Subsidiarios deben ser nombrados por el Presidente de los Estados Unidos Mexicanos; hasta que dicho nombramiento no se lleve a efecto en el caso de los funcionarios que a la fecha han sido designados como Encargados del Despacho de esas Direcciones, podrán acudir a las sesiones de los Consejos de Administración de dichos Organismos Subsidiarios, sin embargo no cuentan con la facultad de votar ninguna de las resoluciones que se tomen en tales Consejos de Administración.

Remuneración de Directores y Funcionarios

El monto total de las compensaciones pagadas o acumuladas a los principales funcionarios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios (82 personas) durante el ejercicio social terminado el 31 de diciembre de 2004, ascendió aproximadamente a \$246.9 millones. Los miembros del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios no reciben remuneración por sus servicios como Consejeros.

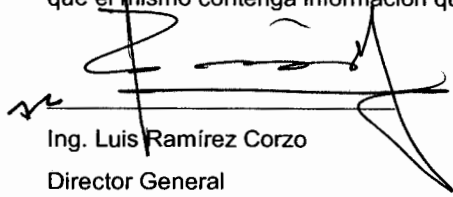
Principales Accionistas

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios no tienen accionistas, ya que son organismos públicos descentralizados del Gobierno Federal. El Gobierno Federal regula y supervisa sus operaciones e incorpora programas anuales de presupuesto y de financiamiento de PEMEX como parte de su presupuesto anual que presenta al Congreso de la Unión para su aprobación.

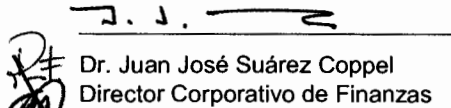
El Gobierno Federal también toma varias decisiones ejecutivas en PEMEX ya que algunos Secretarios de Estado ocupan cargos en el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. El Secretario de Energía es el Presidente de este Consejo, la SFP designa a los auditores externos de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios y el Director General de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios es designado por el Presidente de la República.

V. PERSONAS RESPONSABLES DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL REPORTE ANUAL

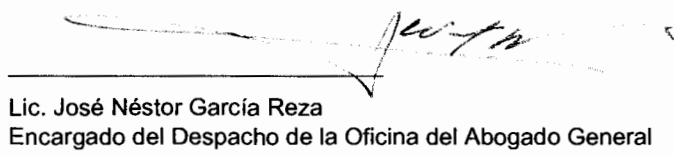
Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a PEMEX contenida en el presente reporte anual, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir al error a los inversionistas.



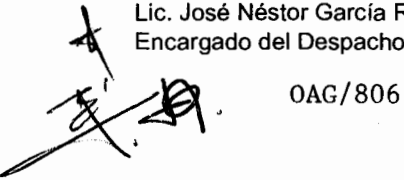
Ing. Luis Ramírez Corzo
Director General



Dr. Juan José Suárez Coppel
Director Corporativo de Finanzas

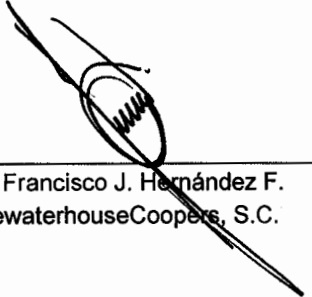


Lic. José Néstor García Reza
Encargado del Despacho de la Oficina del Abogado General



OAG/806

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad que los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2004 y 2003, que contiene el presente reporte anual, fueron dictaminados de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas. Asimismo, manifiesta que, dentro del alcance del trabajo realizado para dictaminar los Estados Financieros Consolidados Auditados antes mencionados, no tiene conocimiento de información financiera relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.



C.P. Francisco J. Hernández F.
PricewaterhouseCoopers, S.C.

VI. ANEXOS

1. Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX al 31 de diciembre de 2004 y 2003.

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.

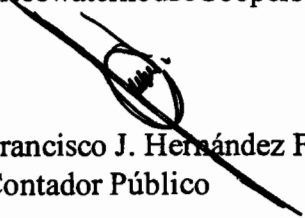
Como se menciona en la Nota 2e. a los estados financieros consolidados, el Consejo de Administración de PEMEX aprobó, a partir de 2004, el cambio en la política contable para el registro de los gastos de exploración y perforación de pozos, indicando que se discontinuará el uso de la reserva para exploración 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>Activo</u>	<u>31 de diciembre de</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>
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
	<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>			
<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.