

**PROSPECTO DEFINITIVO.** Los valores mencionados en el Prospecto Definitivo han sido registrados en el Registro Nacional de Valores que lleva la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, los cuales no podrán ser ofrecidos ni vendidos fuera de los Estados Unidos Mexicanos, a menos que sea permitido por las leyes de otros países.

**DEFINITIVE PROSPECTUS.** *The securities related to this Definitive Prospectus have been registered with the securities section of the National Registry of Securities maintained by the National Banking and Securities Commission. They cannot be offered or sold outside the United Mexican States unless it is permitted by the laws of other countries.*



PETRÓLEOS MEXICANOS

## PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES

**MONTO TOTAL AUTORIZADO HASTA  
\$70,000,000,000.00 (SETENTA MIL MILLONES DE PESOS 00/100 M.N.)  
o en su equivalente en Unidades de Inversión**

Cada emisión de Certificados Bursátiles realizada al amparo del presente Programa contará con sus propias características. El precio de colocación, el número, clase, serie, tipo (en su caso) de los títulos, el monto total de la emisión, el valor nominal, la fecha de emisión y liquidación, el plazo, la fecha de vencimiento, la tasa de interés aplicable y la forma de calcularla (en su caso), así como la periodicidad de pago de intereses, entre otras características de cada emisión de los Certificados Bursátiles, serán acordados por la Emisora (como se define más adelante) con el intermediario colocador respectivo en el momento de dicha emisión y estarán contenidos en el suplemento respectivo. Los Certificados Bursátiles se denominarán en pesos, pesos indizados a dólares o en Unidades de Inversión, según se señale en el suplemento correspondiente. Podrán realizarse una o varias emisiones de Certificados Bursátiles hasta por el Monto Total Autorizado del Programa.

**EMISORA:** Petróleos Mexicanos

**TIPO DE VALOR:** Certificados Bursátiles (los "Certificados Bursátiles").

**TIPO DE OFERTA:** Primaria y Nacional

**MONTO TOTAL AUTORIZADO DEL PROGRAMA:** Hasta \$70,000,000,000.00 (SETENTA MIL MILLONES DE PESOS M.N. 00/100) o en su equivalente en Unidades de Inversión.

**PLAZO DE VIGENCIA DEL PROGRAMA:** El Programa de Certificados Bursátiles tendrá una vigencia de 5 años, contados a partir de la fecha de autorización del mismo por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores.

**PLAZO DE VIGENCIA DE CADA EMISIÓN:** Será determinado individualmente en el momento de cada emisión al amparo del Programa, en el entendido de que dicho plazo no podrá ser menor a un año, ni mayor a 20 años, contados a partir de la fecha de la emisión respectiva.

**VALOR NOMINAL DE LOS CERTIFICADOS:** Será determinado para cada emisión, en el entendido de que será un múltiplo de \$100 (cien) pesos 00/100 M.N., cada uno, ó 100 (cien) Unidades de Inversión, según sea la modalidad de la emisión bajo el Programa.

**AMORTIZACIÓN:** La amortización de los Certificados Bursátiles se llevará a cabo de la manera que se indique en el suplemento y en el Título correspondiente, en el entendido de que los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a su amortización anticipada.

**TASA DE INTERÉS:** Los Certificados Bursátiles devengarán intereses desde la fecha de su emisión y hasta en tanto no sean amortizados en su totalidad. La tasa a la que devenguen intereses los Certificados Bursátiles podrá ser fija, variable o en Unidades de Inversión y el mecanismo para su determinación y cálculo se fijará para cada emisión y se indicará en el suplemento correspondiente.

**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 Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V., 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 ampare cada emisión de Certificados Bursátiles, en el suplemento correspondiente y en el presente Prospecto.

**INTERESES MORATORIOS:** En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se causará una tasa de interés moratorio que se indicará en el suplemento de la emisión correspondiente.

**GARANTÍA:** Los Certificados Bursátiles contarán con la garantía solidaria de Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Refinación.

**GARANTES:** Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Refinación.

**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.

**OBLIGACIONES DE HACER Y NO HACER Y CASOS DE VENCIMIENTO ANTICIPADO:** Los Certificados Bursátiles podrán contener obligaciones de hacer y no hacer y casos de vencimiento anticipado, según se indique en el suplemento respectivo.

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

**POSIBLES ADQUIRENTES:** Personas físicas o morales de nacionalidad mexicana o extranjera cuando su régimen de inversión lo prevea expresamente.

**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 58 y 160 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente, y 22 de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2009 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 fiscales aplicables a lo largo de la vigencia de los Certificados Bursátiles. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores, las consecuencias fiscales resultantes de la compra, el mantenimiento o la venta de los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de las reglas específicas respecto de su situación particular.

**REPRESENTANTE COMÚN:** Scotia Inverlat Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero Scotiabank Inverlat o el que se determine y señale en el Título y en el suplemento correspondiente a cada Emisión.

**INTERMEDIARIOS COLOCADORES:** Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander, Acciones y Valores de México, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Integrante del Grupo Financiero Banamex, HSBC Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero HSBC y cualquier otro intermediario colocador que en el futuro se designe.

### INTERMEDIARIOS COLOCADORES CONJUNTOS



Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V.,  
Grupo Financiero Santander



Acciones y Valores de México, S.A. de C.V.,  
Casa de Bolsa, Integrante del  
Grupo Financiero Banamex.



HSBC Casa de Bolsa, S.A. de C.V.,  
Grupo Financiero HSBC

Los Certificados Bursátiles, objeto de las emisiones bajo el presente Prospecto, se encuentran inscritos con el No. 0290-5.10-2009-001 en el Registro Nacional de Valores y son objeto de inscripción en el listado correspondiente de la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

La inscripción en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, la solvencia de la Emisora o los Garantes o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el Prospecto, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

El presente Prospecto a disposición con los intermediarios colocadores y podrá consultarse en internet en la página [www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx) o en la página de internet de la Emisora en la siguiente dirección de Internet: [www.pemex.com](http://www.pemex.com) (en el entendido que dicha página de internet no forma parte del Prospecto).

México, D.F., a 3 de abril de 2009.

Autorización CNBV 153/78474/2009 de fecha 30 de marzo de 2009.

## ÍNDICE

	Página
<b>1) INFORMACIÓN GENERAL</b>	
a) Glosario de términos y definiciones .....	3
b) Resumen ejecutivo .....	7
c) Factores de riesgo .....	9
d) Otros valores .....	14
e) Documentos de carácter público .....	16
<b>2) EL PROGRAMA</b>	
a) Características del programa .....	17
b) Destino de los fondos .....	20
c) Plan de distribución .....	20
d) Gastos relacionados con el Programa .....	21
e) Estructura de capital después del Programa .....	21
f) Funciones del representante común .....	21
g) Nombres de las personas con participación relevante en el Programa .....	22
<b>3) LA EMISORA</b>	
a) Historia y desarrollo de la Emisora .....	24
b) Descripción del negocio .....	28
A. Actividad principal .....	28
B. Canales de distribución .....	75
C. Patentes, licencias, marcas y otros contratos .....	76
D. Principales clientes .....	78
E. Legislación aplicable y situación tributaria .....	79
F. Recursos humanos .....	84
G. Desempeño ambiental .....	85
H. Información de mercado .....	91
I. Estructura corporativa .....	95
J. Descripción de los principales activos .....	96
K. Procesos judiciales, administrativos o arbitrales .....	96
<b>4) INFORMACIÓN FINANCIERA</b>	
a) Información financiera seleccionada .....	103
b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación .....	106
c) Información de créditos relevantes .....	108
d) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad .....	126
i) Resultados de la operación .....	127

ii)	Situación financiera, liquidez y recursos de capital.....	138
iii)	Control interno.....	140
e)	Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas .....	140
<b>5)</b>	<b>ADMINISTRACIÓN</b>	
a)	Audidores externos.....	147
b)	Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés .....	148
c)	Administradores y accionistas .....	150
d)	Estatutos sociales y otros convenios.....	174
<b>6)</b>	<b>PERSONAS RESPONSABLES</b> .....	176
<b>7)</b>	<b>ANEXOS</b> .....	187
1.	Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2007 y 2006.....	
2.	Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2006 y 2005.....	
3.	Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados al 31 de diciembre de 2008 y 2007.- Reporte trimestral de PEMEX correspondiente al cuarto trimestre de 2008 con carácter preliminar .....	
4.	Opinión legal.....	
5.	Calificación sobre el riesgo crediticio del Programa.....	

**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 documento. Como consecuencia de lo anterior, cualquier información o declaración que no esté contenida en este documento deberá entenderse como no autorizada por la Emisora, los Garantes, Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander, Acciones y Valores de México, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Integrante del Grupo Financiero Banamex y HSBC Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero HSBC.**

Los anexos incluidos en este Prospecto forman parte integral del mismo.

## 1) INFORMACIÓN GENERAL

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

### a) Glosario de términos y definiciones

“ASF”	Auditoría Superior de la Federación.
“BMV”	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
“bpd”	Barriles por día.
“BTU” o “BTUs”	Unidades Térmicas Británicas.
“Certificados Bursátiles”	Títulos de crédito emitidos por la Emisora al amparo del Programa conforme a la Ley del Mercado de Valores y demás disposiciones relacionadas.
“CFC”	Comisión Federal de Competencia.
“CFE”	Comisión Federal de Electricidad.
“CINIF”	Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C.
“CNBV”	Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
“Compañías Subsidiarias”	P.M.I. Marine, Ltd.; Mex Gas International, Ltd.; PMI; P.M.I. Holdings, B.V.; P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.; P.M.I. Services 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.; PMI Trading; P.M.I. Holdings North America, Inc.; Kot Insurance Co., AG; Integrated Trade Systems, Inc.; el Master Trust; el Fideicomiso No. F/163; RepCon Lux, S.A.; y Pemex Finance.
“Congreso de la Unión”	Congreso General de México que se compone por la Cámara de Diputados y la Cámara de Senadores.
“Constitución”	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
“Contrato Colectivo”	Contrato Colectivo de Trabajo celebrado entre el Sindicato y la Emisora, por sí y en representación de PEP, PR, PGPB y PPQ.
“COPF”	Contratos de Obra Pública Financiada.
“Dólar”, “dólares” o “EUA\$”	Moneda de curso legal en los Estados Unidos.
“Emisora”	Petróleos Mexicanos, organismo público descentralizado con fines productivos encargado de ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley de Petróleos Mexicanos.
“Estados Financieros Consolidados Auditados”	Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX para el periodo que se indique.

“Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados”	Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados de PEMEX al 31 de diciembre de 2008 y 2007.
“Estados Unidos” o “E.U.A.”	Estados Unidos de América.
“Fideicomiso No. F/163”	Fideicomiso Irrevocable de Admistración No. F/163 constituido el 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, Bank Boston, S.A., Institución de Banca Múltiple, División Fiduciaria y del cual actualmente es Fiduciario The Bank of New York Mellon, S.A., Institución de Banca Múltiple.
“Garantes”	PEP, PR y PGPB.
“Gobierno” o “Gobierno Federal”	Administración Pública Federal 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.
“INIF”	Interpretación de las Normas de Información Financiera.
“INPC”	Índice Nacional de Precios al Consumidor.
“IVA”	Impuesto al Valor Agregado.
“Km <sup>2</sup> ”	Kilómetros cuadrados.
“Ley Orgánica”	Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
“Ley Reglamentaria”	Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
“Master Trust”	Pemex Project Funding Master Trust.
“México”	Estados Unidos Mexicanos.
“Mbd”	Miles de barriles diarios.
“Mbpce”	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente.
“MMb”	Millones de barriles.
“MMbd”	Millones de barriles diarios.
“MMbpce”	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
“MMMb”	Miles de millones de barriles.
“MMMbpce”	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
“MMpcd”	Millones de pies cúbicos diarios.
“MMMpc”	Miles de millones de pies cúbicos.
“MMMpcd”	Miles de millones de pies cúbicos diarios.
“Mpc”	Miles de pies cúbicos.

“Mtm”	Miles de toneladas métricas.
“NIF”	Normas de Información Financiera emitidas por el CINIF.
“OPEP”	Organización de Países Productores y Exportadores de Petróleo.
“Organismos Subsidiarios”	PEP, PR, PGPB y PPQ.
“PCGA”	Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en México emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C.
“PEMEX” o la “Entidad”	La Emisora, los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias.
“Pemex Finance”	Pemex Finance, Ltd., sociedad de responsabilidad limitada constituida conforme a las leyes de las Islas Caimán.
“PEP”	Pemex-Exploración y Producción, organismo descentralizado encargado de la exploración y explotación del petróleo y del gas natural; así como su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.
“Peso”, “pesos” o “\$”	Moneda de curso legal en México.
“PIDIREGAS”	Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo.
“PGPB ”	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, organismo descentralizado 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.
“PMI”	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
“PMI Trading”	P.M.I. Trading, Ltd.
“PPQ”	Pemex-Petroquímica, organismo descentralizado encargado de los procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como de su almacenamiento, distribución y comercialización.
“PR”	Pemex-Refinación, organismo descentralizado 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.
“PROFEPA”	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.
“Programa”	Programa de Certificados Bursátiles autorizado por la CNBV, al amparo del cual la Emisora realizará las diversas emisiones de Certificados Bursátiles de conformidad con lo previsto en la Ley del Mercado de Valores y demás disposiciones relacionadas.
“Prospecto”	Prospecto de colocación del Programa de Certificados Bursátiles de la Emisora.

“RNV”	Registro Nacional de Valores
“SEC”	<i>U.S. Securities and Exchange Commission</i>
“SEMARNAT”	Secretaria 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.
“Tenedores”	Propietarios de los Certificados Bursátiles emitidos al amparo del Programa.
“Título” o “Valor”	Valores destinados a circular en el mercado de valores en términos del artículo 2 de la Ley del Mercado de Valores.
“TLCAN”	Tratado de Libre Comercio de América del Norte entre los gobiernos de México, Estados Unidos y Canadá.
“UDIS”	Unidades de Inversión que se encuentran indexadas al INPC.

### **Presentación de la Información Financiera y Económica**

En este Prospecto, las referencias hechas a "\$" o a "pesos", se refieren a pesos, moneda de curso legal en México 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 Prospecto se han redondeado para facilitar su presentación y podrían no ser exactas debido a dicho redondeo. PEMEX emitía sus Estados Financieros Consolidados Auditados y sus registros contables a pesos constantes hasta el 31 de diciembre de 2007 de conformidad con el Boletín B-10 "Reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera" bajo las NIFs ("Boletín B-10"). A partir del ejercicio fiscal 2008, al estar en un entorno económico no inflacionario, PEMEX no reconoce los efectos de la inflación del período en sus estados financieros, por lo que las cifras correspondientes a períodos intermedios y al cierre del ejercicio fiscal de 2008 están expresadas en pesos corrientes. A menos que se indique de otro modo, la información financiera y económica de la Emisora y los Organismos Subsidiarios contenida en el presente Prospecto se presenta al 31 de diciembre de 2008. Esta información financiera y económica tiene carácter de preliminar, es no auditada y está sujeta a cambio.

### **Presentación de la Información Operativa**

A menos que se indique de otro modo, la información operativa de la Emisora y los Organismos Subsidiarios contenida en el presente Prospecto se presenta al 31 de diciembre de 2008. Esta información operativa tiene carácter de preliminar y está sujeta a cambio.

## **b) Resumen ejecutivo**

A continuación se incluye un resumen de la información contenida en este Prospecto. 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 Prospecto, debe ser leída con detenimiento por los posibles inversionistas.

La Emisora es un organismo descentralizado del Gobierno Federal con fines productivos debidamente constituido y legalmente existente de conformidad con las leyes de México, con personalidad jurídica y patrimonio propios, con domicilio en el Distrito Federal y que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Actualmente, PEMEX es la compañía más grande de México, el tercer productor de crudo en el mundo y la décimo primera compañía más grande de petróleo y gas en el mundo, de conformidad con la publicación del *Petroleum Intelligence Weekly* del 1 de diciembre de 2008, con base en información del año 2007.

La Emisora y los Organismos Subsidiarios, denominados PEP, PR, PGPB y PPQ, son organismos públicos descentralizados del Gobierno Federal. Cada uno de ellos es una entidad legalmente facultada para poseer propiedades y realizar negocios bajo su propio nombre. Los Organismos Subsidiarios tienen el carácter de subsidiarios con respecto a la Emisora.

El 28 de noviembre de 2008, se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Petróleos Mexicanos, misma que abroga la Ley Orgánica y establece que los Organismos Subsidiarios continuarán realizando sus actividades conforme a su objeto hasta en tanto el Presidente de la República emita los decretos de reorganización respectivos con base en la propuesta que presente el Consejo de Administración de la Emisora.

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

En este sentido, la Emisora 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 y los Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados, incluidos en los anexos del presente Prospecto 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 2005 y 2006 fueron auditados por PricewaterhouseCoopers, S.C., mientras que los de 2007 fueron auditados por KPMG Cárdenas Dosal, S.C. Los Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados adjuntos al 31 de diciembre de 2008, están siendo auditados por esta misma firma, por lo que están sujetos a cambio. En este Prospecto, a menos que se indique lo contrario, el término NIFs significa: (i) PCGA para los periodos terminados antes del 1 de enero de 2006 y (ii) NIFs para los periodos terminados en o después del 1 de enero de 2006 (*Ver 4)e*)— "*Pronunciamientos contables recientemente emitidos*".

A partir del 1 de enero de 2003, PEMEX reconoce los efectos de la inflación de conformidad con la Norma Gubernamental NG-06 BIS "A" Sección C, que requiere la adopción del Boletín B-10. Como resultado de los lineamientos del Boletín B-10, PEMEX ha re-expresado sus estados financieros consolidados de los años que terminaron el 31 de diciembre de 2005 y 2006, con el objeto de presentar los resultados de cada uno de estos años sobre la misma base y poder adquisitivo que los resultados del año que terminó el 31 de diciembre de 2007, con respecto al reconocimiento de los efectos de la inflación. Consecuentemente, los montos que se muestran en los Estados Financieros de 2007 están expresados en

miles de pesos constantes al 31 de diciembre de 2007. Los factores de re-expresión al 31 de diciembre de 2007, aplicados a los estados financieros al 31 de diciembre de 2005 y 2006 fueron 1.0796 y 1.0376, respectivamente, los cuales corresponden a la inflación del 1 de enero 2006 y 2007 hasta el 31 de diciembre de 2007, respectivamente, basados en el INPC. Véase la Nota 3a. a los Estados Financieros de 2007 para encontrar los índices de inflación anuales y las Notas 3i., 3o., 3q., y 3v. de los Estados Financieros de 2007 para encontrar una disertación sobre las normas contables de la inflación que se aplican como resultado de la adopción del Boletín B-10. Por otra parte, como resultado de la adopción de la nueva NIF B-10 "Efectos de la inflación", misma que sustituye al Boletín B-10, a partir del 1 de enero de 2008, PEMEX ya no usará la contabilidad inflacionaria, a menos de que el entorno económico en el que opere califique como "inflacionario", según la definición de las NIFs.

La siguiente tabla presenta un resumen de 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 2006, 2007 e incluye información preliminar no auditada al 31 de diciembre de 2008, sujeta a cambio. 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 y los Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados. 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 <sup>(1)(2)</sup>		
	2006	2007	2008
	(en millones de pesos nominales)		
<b>Datos del Estado de Resultados</b>			
Ventas netas .....	\$1,103,510	\$1,139,257	\$1,328,950
Rendimiento de Operación .....	604,277	593,652	571,027
Resultado integral de financiamiento.....	23,847	(20,047)	(104,673)
Rendimiento (pérdida) del periodo .....	(46,953)	(18,308)	(109,362)
<b>Datos del Balance General (fin del periodo)</b>			
Efectivo y valores de inmediata realización.....	195,777	170,997	114,224
Total del activo .....	1,250,020	1,330,281	1,226,892
Deuda a largo plazo.....	524,475	424,828	495,487
Total del pasivo a largo plazo .....	1,032,251	990,909	1,033,307
Patrimonio.....	41,456	49,908	26,780
<b>Otros Datos Financieros</b>			
Depreciación y amortización.....	65,672	72,592	89,841
Inversiones en activos <sup>(3)</sup> fijos al costo <sup>(3)</sup> .....	104,647	155,121	141,527

(1) Incluye a la Emisora, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias.

(2) Cada uno de los Estados Financieros Consolidados Auditados de los dos ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2007 y 2006, fueron preparados conforme a las NIFs, reconociendo el efecto de la inflación de acuerdo con el Boletín B-10.

(3) Incluye inversiones en activos fijos e intereses capitalizados hasta 2006 y a partir de 2007, el resultado integral de financiamiento capitalizado.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados y Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados de PEMEX.

### **c) 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 Prospecto 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.

#### **Factores de riesgo relacionados con las operaciones de PEMEX**

##### ***La volatilidad en los precios del petróleo crudo y del gas natural puede afectar negativamente el ingreso de PEMEX y la cantidad de reservas de hidrocarburos***

Los precios internacionales de petróleo crudo y del gas natural están sujetos a la oferta y demanda internacional y fluctúan como consecuencia de diversos factores que están fuera del control de PEMEX. Estos factores incluyen, entre otros, los siguientes: cambios en la oferta y la demanda globales del petróleo crudo y del gas natural y productos derivados de los mismos; disponibilidad y precio de los productos de la competencia así como de fuentes alternativas de energía; tendencias económicas internacionales; fluctuaciones en el tipo de cambio de las divisas; expectativas de inflación; acciones de los participantes de mercados de productos; regulaciones locales y extranjeras y acontecimientos políticos en las principales naciones productoras y consumidoras de petróleo y de gas natural; acciones llevadas a cabo por los miembros de la OPEP y otros países exportadores de petróleo crudo así como operaciones con instrumentos financieros derivados relacionados con petróleo crudo y gas natural (Ver 3)b)A.(v)—“Comercio internacional”).

Cada vez que los precios internacionales del petróleo crudo y gas natural 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 del 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 y del gas natural afectan directamente los resultados de operación de PEMEX, así como su situación financiera y pueden afectar las estimaciones de reservas de hidrocarburos de México. (Ver “Factores de riesgo derivados de la relación entre PEMEX y el Gobierno Federal.—La información de las reservas de hidrocarburos de México se basa en estimaciones, las cuales son inciertas y sujetas a revisiones”) y (Ver 4)c)—“Administración de riesgos-Volatilidad en los precios de petróleo crudo”).

##### ***PEMEX es una compañía de petróleo y gas que está expuesta a riesgos de producción, equipo y transporte así como de sabotaje y terrorismo***

PEMEX está expuesto a los riesgos de producción, equipo y transporte que son comunes entre las compañías de petróleo y gas. En este contexto, PEMEX se enfrenta a diferentes riesgos incluyendo riesgos que afectan la producción (debido a problemas operativos, desastres naturales o climatológicos, accidentes, etc.); riesgos debidos al equipo (que incluyen los riesgos de la condición y vulnerabilidad de las instalaciones y maquinaria); y riesgos relativos al transporte (que incluyen los riesgos de la condición y vulnerabilidad de los ductos y otros medios de transporte).

Más específicamente, el negocio de PEMEX está sujeto al riesgo de explosiones en ductos, refinerías, plantas, pozos de perforación y en otras instalaciones, a huracanes en el Golfo de México y a otros desastres y accidentes naturales o geológicos, incendios y fallas mecánicas. Las instalaciones de PEMEX también están sujetas al riesgo de sabotaje y terrorismo. En julio de 2007, 2 ductos fueron atacados. En septiembre de 2007 seis diferentes instalaciones fueron atacadas y 12 ductos se vieron afectados. Cualquiera de las situaciones mencionadas podría resultar en daños a personas, pérdida de vidas, daños a los bienes de PEMEX y daños ambientales, con los consecuentes gastos necesarios para la limpieza y reparación. El cierre de instalaciones afectadas podría interrumpir la producción de PEMEX y aumentar sus costos de producción.

Aunque PEMEX ha hecho un esfuerzo por contratar un programa integral de pólizas de seguros que cubren algunos de estos riesgos, estas pólizas pueden no cubrir todas las responsabilidades a las que estaría sujeta la Entidad o puede que no existan coberturas para todos estos riesgos. No se puede asegurar que accidentes o actos de terrorismo no ocurran en el futuro, que se cuente con seguros que cubran adecuadamente las pérdidas que se generen o que no se considere a PEMEX directamente responsable respecto a las reclamaciones que surjan de estas y otras situaciones. (Ver 3)b)D.—“Contratos de seguros”).

***El monto de la deuda de PEMEX es considerable, lo cual podría afectar la estabilidad financiera de la Entidad y los resultados de operación***

PEMEX tiene una deuda considerable. Al 31 de diciembre de 2008, el monto total de la deuda de PEMEX, excluyendo intereses devengados, ascendía aproximadamente a EUA\$42.8 mil millones, en términos nominales, lo que representa una disminución del 7.2% respecto del monto total de la deuda, excluyendo intereses devengados, de EUA\$46.1 mil millones al 31 de diciembre de 2007. (Ver 4)c)—“Compromisos para desembolsos de capital y fuentes de financiamiento” y “Obligaciones contractuales y otros contratos que generan compromisos no registrados en el balance”). El nivel de endeudamiento de PEMEX podría no reducirse en el corto o mediano plazo, lo que podría tener un efecto adverso en la capacidad de pago, situación financiera y resultados de operación de PEMEX.

Para darle servicio a la deuda, PEMEX ha recurrido y podría seguir recurriendo a una combinación de flujos de efectivo provenientes de operaciones, disposiciones bajo las líneas de crédito disponibles y endeudamiento adicional. Algunas calificadoras han manifestado su preocupación por considerar alto el nivel de apalancamiento de PEMEX, el incremento de la deuda durante los últimos años, así como la falta de fondeo suficiente de la reserva laboral para las pensiones de los jubilados y primas de antigüedad, la cual al 31 de diciembre de 2008 ascendía aproximadamente a EUA\$36.6 mil millones. Debido a la fuerte carga fiscal de PEMEX, se ha recurrido a los financiamientos para financiar sus proyectos de inversión. Una reducción en la calificación de PEMEX podría tener consecuencias adversas en su capacidad para tener acceso a los mercados financieros y/o en el costo del financiamiento. Aunque, desde diciembre de 2006, PEMEX ha financiado gran parte de sus proyectos de inversión con sus propios recursos (Ver 4)c)—“Actividades de financiamiento”), PEMEX ha recurrido y seguirá recurriendo al endeudamiento para financiar parte de sus gastos de inversión. En caso de no poder obtener financiamiento en condiciones favorables, esto podría limitar la capacidad de PEMEX para obtener mayor financiamiento y limitar la inversión en actividades productivas financiadas a través de deuda y, como resultado, PEMEX podría no estar en condiciones de hacer los gastos de inversión necesarios para mantener los niveles actuales de producción y para incrementar las reservas de hidrocarburos de México, lo que podría afectar adversamente la estabilidad financiera y los resultados de operación de PEMEX. (Ver “Factores de riesgo derivados de la relación entre PEMEX y el Gobierno Federal.—PEMEX debe hacer fuertes gastos de inversión para mantener sus niveles de producción actuales y para incrementar las reservas de hidrocarburos de México. Los recortes en el presupuesto del Gobierno Federal y las reducciones en los rendimientos de PEMEX, así como su incapacidad para obtener financiamiento, pueden limitar su capacidad de realizar gastos de inversión”).

***El cumplimiento de PEMEX con las regulaciones ambientales en México podría dar como resultado efectos materiales adversos sobre sus resultados de operación***

Una 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 considerables en caso de incumplimiento. Esta obligación de cumplir con la normatividad ambiental aplicable aumenta el costo de las operaciones de PEMEX y obliga a que se realicen importantes gastos de inversión para implementar las medidas de protección ambiental. Asimismo, limita la capacidad de extracción de hidrocarburos de PEMEX cuando dicha extracción pone en peligro el medio ambiente, lo que resulta en menores ingresos para PEMEX por ventas. (Ver 3)b)G.—“Desempeño ambiental”).

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

***El Gobierno Federal controla a PEMEX, lo cual podría limitar la capacidad de PEMEX para cumplir con las obligaciones de pago de su deuda y el Gobierno Federal podría reorganizar o transferir los activos de PEMEX***

La Emisora es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal, quien regula y supervisa estrictamente sus operaciones, así como su presupuesto anual, el cual es aprobado por el Congreso de la Unión. Sin embargo, las obligaciones derivadas de los financiamientos que contrata PEMEX no son obligaciones del Gobierno Federal ni están garantizadas por el mismo. El Gobierno Federal puede intervenir, directa o indirectamente, en los asuntos comerciales y operativos de PEMEX. Dicha intervención podría limitar la capacidad de PEMEX para cumplir con sus obligaciones de pago derivadas de cualquier valor emitido o garantizado por la Emisora.

Los convenios celebrados por el Gobierno Federal con acreedores internacionales podrían afectar las obligaciones de la deuda externa de PEMEX, incluidas las garantías otorgadas. En ciertas reestructuras de la deuda que hizo el Gobierno Federal en el pasado, la deuda externa de la Emisora tuvo el mismo tratamiento que la deuda del Gobierno Federal y la de otras entidades del sector público. Adicionalmente, México ha celebrado convenios con acreedores oficiales bilaterales para reestructurar la deuda externa del sector público. México no ha solicitado la reestructuración de bonos o deuda de agencias multilaterales.

El Gobierno Federal tendría la facultad, si se modificaran las leyes federales y la Constitución, para reorganizar PEMEX o transferir, todo o parte, de la Emisora y los Organismos Subsidiarios, o bien, sus activos. Una reorganización o transferencia en PEMEX podría afectar adversamente su producción, ocasionar una alteración en su fuerza laboral y sus operaciones, así como ocasionar incumplimientos en ciertas obligaciones.

***La fuerte carga tributaria impuesta a PEP limita su capacidad para aumentar su programa de inversión.***

Existe una fuerte carga tributaria impuesta a PEP, lo cual podría afectar la capacidad de PEMEX para hacer gastos de inversión. Aproximadamente el 58.1% de los ingresos por ventas totales de PEMEX, se usaron para pagar impuestos, derechos y rendimientos al Gobierno Federal. Los impuestos, derechos y rendimientos a cargo de PEP constituyen una parte sustancial de los ingresos fiscales del Gobierno Federal. Asimismo, cada año, el Congreso de la Unión expide la Ley de Ingresos de la Federación que determina el régimen tributario aplicable a PR, PGPB y PPQ, considerando una diversidad de factores. (Ver 3)b)E.—“Situación tributaria”).

***El Gobierno Federal ha celebrado acuerdos con otras naciones para limitar la producción de petróleo crudo***

Aún cuando México no es miembro de la OPEP, en el pasado ha celebrado diversos acuerdos con dicha Organización y con países no miembros de la OPEP para reducir el suministro global del 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 o con otros países, 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 3)b)A.(v)—“Comercio internacional”).

***El Gobierno Federal ha impuesto controles de precios a los productos en el mercado interno***

El Gobierno Federal ha impuesto control de precios en las ventas de gas natural y gas licuado de petróleo, gasolinas, diesel, gasóleo y combustóleo No. 6, entre otros. Como resultado de esto, PEMEX no puede transferir todos los aumentos en los precios de los productos que adquiere a sus clientes en el mercado interno. PEMEX no tiene control sobre las políticas internas del Gobierno Federal y el Gobierno Federal puede establecer controles de precios adicionales en el mercado interno de estos u otros productos en el futuro. La imposición de controles en los precios afecta de manera adversa los ingresos de la Entidad (Ver 3)b)A.(ii)—“Refinación-Decretos de precios” y 3)b)A.(iii)—“Gas y petroquímica básica—Programa de fijación de precios del gas licuado de petróleo”).

***México y no PEMEX es propietario de las reservas de hidrocarburos***

La Constitución estipula que la Nación y no PEMEX tiene la propiedad del petróleo y de todas las reservas de hidrocarburos que se ubican en México. PEMEX tiene el derecho exclusivo de explotar las reservas de hidrocarburos en México de acuerdo con la legislación vigente; sin embargo, el Congreso de la

Unión tiene la facultad de modificar la legislación existente y asignar algunos de estos derechos o todos a otra compañía. Lo anterior podría tener un efecto adverso sobre la generación de ingresos de la Entidad.

***La información de las reservas de hidrocarburos de México se basa en estimaciones, las cuales son inciertas y sujetas a revisiones***

La información sobre las reservas de petróleo, gas y otras reservas que se muestra en este documento, se basa en estimaciones. Estimar los volúmenes de las reservas de hidrocarburos es un proceso que consiste en evaluar acumulaciones subterráneas de petróleo crudo y gas natural, que no se pueden medir en forma exacta; la exactitud de cualquier reserva depende de la calidad y confiabilidad de los datos disponibles, la interpretación geológica y de ingeniería y el juicio subjetivo. Adicionalmente, dichas estimaciones pueden sufrir revisiones con base en los resultados subsecuentes de perforación, las pruebas y la producción. Estas estimaciones también están sujetas a ciertos ajustes en caso de que se presenten cambios en diversas variables incluyendo los precios del petróleo crudo. Por lo tanto, las estimaciones de reservas probadas 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 las estimaciones de las reservas de hidrocarburos de México, lo cual puede modificar sustancialmente las estimaciones de las mismas.

***PEMEX debe hacer fuertes gastos de inversión para mantener sus niveles de producción actuales y para incrementar las reservas de hidrocarburos de México. Los recortes en el presupuesto del Gobierno Federal y las reducciones en los rendimientos de PEMEX, así como su incapacidad para obtener financiamiento, pueden limitar su capacidad de realizar gastos de inversión***

PEMEX invierte recursos para mantener y aumentar la cantidad de las reservas de hidrocarburos que pueden extraerse en México. Asimismo, PEMEX realiza permanentemente gastos de inversión con el fin de mejorar su índice de restitución de reservas de hidrocarburos y mejorar la confiabilidad y productividad de su infraestructura. A pesar de que la tasa de restitución integrada de reservas probadas de hidrocarburos se ha incrementado en años recientes de 26% en 2005, a 41% en 2006, a 50.3% en 2007 y a 71.8% en 2008, la tasa de restitución integrada de reservas probadas de hidrocarburos todavía es menor al 100%, lo que representa una declinación de las reservas probadas de hidrocarburos de México. La producción de petróleo crudo disminuyó en un 5.3% de 2006 a 2007, y en un 9.2% de 2007 a 2008 debido principalmente a la declinación natural de la producción del complejo Cantarell. Una disminución en la producción de petróleo crudo puede tener un efecto adverso en la capacidad de pago, situación financiera y resultados de operación de PEMEX. La capacidad de PEMEX para hacer estos gastos de inversión está limitada por los fuertes impuestos que se pagan y los decrementos cíclicos en los rendimientos debido a las caídas en los precios del petróleo. Adicionalmente, los recortes en el presupuesto impuestos por el Gobierno Federal y la disponibilidad del financiamiento podrían limitar la capacidad de PEMEX para realizar gastos de inversión.

***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 que se presenten.

**Factores de riesgo relacionados con México**

***Las condiciones económicas y la política gubernamental en México podrían tener un impacto material en las operaciones de Pemex***

El deterioro en la condición económica de México, la inestabilidad social, movimientos políticos u otros acontecimientos sociales adversos en México, podrían afectar, en forma adversa, el negocio de PEMEX y su situación financiera. Estas situaciones podrían llevar a una mayor volatilidad en el tipo de cambio y en los mercados financieros, afectando así la capacidad de PEMEX para obtener financiamientos y para pagar el servicio de la deuda. Adicionalmente, el Gobierno Federal podría reducir gastos en el futuro. Estos recortes podrían afectar adversamente el desempeño y la situación financiera de la Entidad. Históricamente, en México se han presentado periodos de contracción económica o bajo crecimiento

caracterizado por gran inflación, tasas de interés elevadas, devaluación de la moneda y otros problemas económicos. Estos acontecimientos pueden ocurrir nuevamente en el futuro y pueden afectar la situación financiera de PEMEX, así como su capacidad de pago de la deuda, incluyendo los Certificados Bursátiles.

***La variación en el tipo de cambio o en las leyes que regulan el tipo de cambio de México, podrían dañar la capacidad de PEMEX para pagar el servicio de la deuda contraída en moneda extranjera***

Aunque el Gobierno Federal no restringe actualmente la capacidad de las compañías o de las personas físicas a intercambiar pesos a dólares u otras divisas, en el futuro el Gobierno Federal podría imponer una política de cambio restrictiva, como lo ha hecho en el pasado. PEMEX no puede asegurar que en el futuro el Gobierno Federal mantenga sus actuales políticas con respecto al tipo de cambio ni que el valor del peso no fluctúe significativamente. En el pasado el peso con relación al dólar ha estado sujeto a fuertes devaluaciones y podría estar sujeto a fluctuaciones importantes en el futuro. Las políticas del Gobierno Federal que afecten el valor del peso podrían imposibilitar a PEMEX para cumplir con las obligaciones contraídas en moneda extranjera.

La mayor parte de la deuda de PEMEX está denominada en dólares. En el futuro, se podría incurrir en un endeudamiento adicional en dólares o en otras divisas. Las devaluaciones del peso en relación con el dólar u otras divisas podrían aumentar los costos de los intereses de PEMEX y resultar en pérdidas cambiantes respecto a monedas extranjeras. (Ver 4)c—“Administración de riesgos-Riesgo en el cambio de divisas” y “Nota 11(iii) y (vii) de los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2007”).

***Las condiciones políticas en México podrían afectar significativamente la política económica y, a su vez, las operaciones de PEMEX***

Los acontecimientos políticos en México podrían afectar significativamente la política económica y, consecuentemente, las operaciones de PEMEX. El 1° de diciembre de 2006, Felipe de Jesús Calderón Hinojosa, miembro del Partido Acción Nacional, asumió formalmente la presidencia de México. Actualmente, ningún partido político tiene mayoría simple en ninguna de las dos Cámaras del Congreso de la Unión.

**Factores de riesgo relacionados con los Certificados Bursátiles**

***No existe responsabilidad del Gobierno Federal***

La Emisora es una entidad jurídica con patrimonio y personalidad jurídica propios. Los Certificados Bursátiles estarán garantizados por PEP, PGPB y PR. El Gobierno Federal no avala ni garantiza, en forma alguna, el pago de los Certificados Bursátiles que emita La Emisora.

***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 Bursátiles han sido inscritos en el RNV y listados en la BMV. No obstante esto, no es posible asegurar que surgirá un mercado de negociación activa para los Certificados Bursátiles 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 Bursátiles 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.

***Reinversión de montos en caso de amortización anticipada de los Certificados Bursátiles***

En caso de que los Certificados Bursátiles se lleguen a amortizar anticipadamente no habrá pago de prima por amortización anticipada a los Tenedores a menos que se indique de otra manera en el suplemento y en el Título correspondiente. Asimismo, los Tenedores correrán el riesgo de que los recursos que reciban como producto de dicho pago anticipado no puedan ser invertidos en instrumentos que generen rendimientos equivalentes a los que ofrecían los Certificados Bursátiles.

### Fuentes de información externa y declaración de expertos

Este Prospecto 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 Prospecto incluye ciertas declaraciones acerca del futuro de PEMEX. Estas declaraciones aparecen en diferentes partes del Prospecto 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 aquellos expresados en éstas, como consecuencia de distintos factores. La información contenida en este Prospecto, 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 Prospecto.

#### d) Otros valores

El Fideicomiso No. F/163 tiene los siguientes valores inscritos en el RNV que fueron emitidos al amparo de un programa de certificados bursátiles autorizado por la CNBV que cuenta con el aval de la Emisora. Dicho programa estuvo vigente hasta el 22 de octubre de 2007.

Programa de certificados bursátiles		
Emisor	Oficio de autorización de la CNBV	Monto Programa
Fideicomiso No. F/163	DGE-254-23754	\$110,000,000,000.00

#### Emisiones vigentes al amparo del programa de certificados bursátiles del Fideicomiso No. F/163

Clave	Monto Coloc.	Plazo	Fecha Emisión	Fecha Vencimiento.	Intereses
PMXCB 03-2	\$13,500,000,000	2,176 días (6 años)	21 Oct-03	8 Oct-09	CETES 182d + 0.62
PMXCB 03-3	\$ 6,172,000,000	2,547 días (7 años)	24 Oct-03	14 Oct-10	8.38%
PMXCB 04U	3,113,474,900 UDIS	5,460 días (15 años)	23 Dic-04	5 Dic-19	---
PMXCB 05	\$12,512,600,000	1,819 días (5 años)	11 Feb-05	4 Feb-10	CETES 91d + 0.51
PMXCB 05-2	\$12,487,400,000	2,911 días (8 años)	11 Feb-05	31 Ene-13	CETES 182d + 0.57
PMX0001 05	\$9,500,000,000	3,639 días (10 años)	29 Jul-05	16 Jul-15	9.91%
PMXCB 05-3	\$5,500,000,000	2,183 días (6 años)	21 Oct-05	13 Oct-11	CETES 91d + 0.35
PMXCB 06	\$10,000,000,000	2,911 días (8 años)	16 Jun-06	5 Jun-14	TIIE 28d – 0.07%

La Emisora y el Master Trust tienen listados los siguientes valores en el *Euro MTF Market*, el mercado alternativo de intercambio de la Bolsa de Valores de Luxemburgo. (Ver 4)c).— “Información de créditos relevantes”):

<b>Emisora</b>	<b>Valor</b>	<b>Fecha</b>	<b>Monto autorizado</b>	<b>Moneda</b>
Petróleos Mexicanos	8.625% Bonds due 2023	1-diciembre-93	250,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	9.50% Global Guaranteed Bonds due 2027	15-septiembre-98	400,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	9.25% Global Guaranteed bonds due 2018	1-abril-98	350,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	9.50% Guaranteed Puttable or Mandatorily Exchangeable Securities (“POMES <sup>SM</sup> ”) due 2027	12-mayo-99	500,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	9.375% Notes due 2008	2-diciembre-98	600,000,000	Dólares
Master Trust	9.125% Notes due 2010	13-octubre-00	500,000,000	Dólares
Master Trust	9.125% Notes due 2010	7-junio-01	500,000,000	Dólares
Master Trust	8.00% Notes due 2011	26-noviembre-01	750,000,000	Dólares
Master Trust	7.875% Notes due 2009	1-febrero-02	1,000,000,000	Dólares
Master Trust	8.625% Bonds due 2022	1-febrero-02	500,000,000	Dólares
Master Trust	8.625% Bonds due 2022	21-marzo-03	500,000,000	Dólares
Master Trust	3.5% Notes due 2023	5-diciembre-02	30,000,000,000	Yenes
Master Trust	7.375% Notes due 2014	12-diciembre-02	1,000,000,000	Dólares
Master Trust	7.375% Notes due 2014	4-junio-03	750,000,000	Dólares
Master Trust	7.50% Notes due 2013	27-enero-03	250,000,000	Libras esterlinas
Master Trust	7.50% Notes due 2013	7-noviembre-03	150,000,000	Libras esterlinas
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	6.375 % Guaranteed Notes due 2016	5-agosto-04	850,000,000	Euros
Master Trust	7.75 % Guaranteed Perpetual Bonds	28-septiembre-04	1,750,000,000	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 (“POMES <sup>SM</sup> ”) due 2027	30-diciembre-04	500,000,000	Dólares
Master Trust	5.50% Notes due 2025	24-febrero-05	1,000,000,000	Euros
Master Trust	5.75% Notes due 2015	8-junio-05	1,000,000,000	Dólares
Master Trust	5.75% Notes due 2015	2-febrero-06	750,000,000	Dólares

<b>Emisora</b>	<b>Valor</b>	<b>Fecha</b>	<b>Monto autorizado</b>	<b>Moneda</b>
Master Trust	6.625% Bonds due 2035	8-junio-05	500,000,000	Dólares
Master Trust	6.625% Bonds due 2035	2-febrero-06	750,000,000	Dólares
Master Trust	6.625% Bonds due 2035	22-octubre-07	500,000,000	Dólares
Master Trust	Floating Rate Notes due 2012	1-diciembre-05	750,000,000	Dólares
Master Trust	5.75% Notes due 2018	22-octubre-07	1,500,000,000	Dólares
Master Trust	5.75 Notes due 2018	4-junio-08	1,000,000,000	Dólares
Master Trust	6.625% Bonds due 2038	4-junio-08	500,000,000	Dólares
Petróleos Mexicanos	8% Notes due 2019	3-febrero-09	2,000,000,000	Dólares

De conformidad con una modificación a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, publicada el 13 de noviembre de 2008 en el Diario Oficial de la Federación, la Emisora formalizará, antes del 31 de diciembre de 2009, el reconocimiento, como deuda pública directa, de todas las obligaciones derivadas de los financiamientos para PIDIREGAS celebrados por el Master Trust y el Fideicomiso No. F/163. (Ver 3)b)A.—“Actividad principal-Gastos de inversión”).

La Emisora, el Master Trust y el Fideicomiso No. F/163 han cumplido con las obligaciones que tienen como emisoras de valores y se encuentran al corriente en el pago tanto de principal como de los intereses generados por dichos valores.

La Emisora y el Master Trust han cumplido, en forma completa y oportuna, con los reportes que se presentan ante la SEC y con los requerimientos que dicha autoridad ha solicitado de tiempo en tiempo. Asimismo, se ha presentado copia de los reportes que resultan aplicables ante la Bolsa de Valores de Luxemburgo respecto de los valores listados en esa Bolsa.

La Emisora estima haber presentado, de manera completa y oportuna, por los últimos tres ejercicios fiscales, a la CNVB y a la BMV, la información trimestral, anual y de cualquier otro tipo requerida conforme a las disposiciones regulatorias aplicables. Asimismo, la Emisora estima haber informado oportunamente a las autoridades reguladoras mexicanas y extranjeras respecto de cualesquiera eventos relevantes que la afecten y, en general, haber proporcionado y estar al corriente en su obligación de proporcionar información periódica a estas autoridades.

#### **e) Documentos de carácter público**

El presente Prospecto, su actualización y los documentos presentados como parte de la solicitud pueden ser consultados en el Centro de Información de la BMV, en su página de Internet [www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx) o en la página de internet [www.pemex.com](http://www.pemex.com).

Copias de dicha documentación también podrán obtenerse a petición de cualquier inversionista mediante una solicitud por escrito a la Emisora ubicada en Marina Nacional No. 329 Torre Ejecutiva Piso 38, Colonia Huasteca, C.P. 11311, México D.F., teléfono: 1944-9700, correo [ri@dcf.pemex.com](mailto:ri@dcf.pemex.com), a la atención de la Lic. Celina Torre Uribe, Gerente de Relación con Inversionistas.

## 2) EL PROGRAMA

### a) Características del Programa

#### A. Descripción del Programa

El Programa de Certificados Bursátiles a que se refiere este Prospecto ha sido diseñado bajo un esquema en el que podrán existir una o varias emisiones con características de colocación distintas para cada una de ellas. Cada Emisión que la Emisora lleve a cabo tendrá sus propias características de colocación tales como plazo, tasa de interés, amortización, fecha, forma y lugar de pago, sobretasa y monto en pesos, pesos indexados al tipo de cambio del dólar o en UDIs.

Asimismo, cada vez que se realice una nueva emisión de Certificados Bursátiles serán agregados al presente Prospecto, los suplementos correspondientes en los cuales se darán a conocer las características de cada emisión.

#### B. Emisora

Petróleos Mexicanos

#### C. Tipo de Valor

Certificados Bursátiles.

#### D. Tipo de Oferta

Primaria y Nacional

#### E. Importe total autorizado del Programa:

Hasta \$70,000,000,000.00 (SETENTA MIL MILLONES DE PESOS M.N. 00/100) o en su equivalente en Unidades de Inversión.

**F. Plazo de vigencia del Programa:** El Programa tendrá una vigencia de 5 (cinco) años, contados a partir de la fecha de autorización del mismo por la CNBV.

**G. Plazo de vigencia de cada emisión:** Será determinado individualmente en el momento de cada emisión al amparo del Programa, en el entendido de que dicho plazo no podrá ser menor a un año, ni mayor a 20 años, contados a partir de la fecha de la emisión respectiva.

#### H. Valor nominal de los Certificados Bursátiles

Será determinado para cada emisión, en el entendido de que será un múltiplo de \$100 (CIEN PESOS 00/100 M.N.) cada uno, ó 100 (CIEN) UDIs, según sea la modalidad de la emisión bajo el Programa.

#### I. Amortización y Amortización Anticipada

La amortización de los Certificados Bursátiles se llevará a cabo de la manera que se indique en el suplemento y en el Título correspondiente, en el entendido de que los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a su amortización anticipada.

#### J. Tasa de interés

Los Certificados Bursátiles devengarán intereses desde la fecha de su emisión y hasta en tanto no sean amortizados en su totalidad. La tasa a la que devenguen intereses los Certificados Bursátiles podrá ser fija, variable o en UDIs y el mecanismo para su determinación y cálculo se fijará para cada emisión y se indicará en el suplemento correspondiente.

#### **K. 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 Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V. ubicadas en Avenida Paseo de la Reforma No. 255, 3er Piso, Colonia Cuauhtémoc, 06500, México D.F. Los pagos podrán efectuarse mediante transferencia electrónica de conformidad con el procedimiento establecido en el Título que ampare cada emisión de Certificados Bursátiles, en el suplemento correspondiente y en el presente Prospecto.

#### **L. Intereses moratorios**

En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se causará una tasa de interés moratorio que se indicará en el suplemento de la emisión correspondiente.

#### **M. Garantía**

Los Certificados Bursátiles contarán con la garantía solidaria de PEP; PGPB; y PR.

#### **N. Modalidades de la Oferta**

En pesos, pesos indizados al tipo de cambio del dólar o en UDIs, indistintamente, y con características de colocación independiente para cada emisión.

#### **O. Aumento en el número de Certificados Bursátiles emitidos al amparo de la emisión**

Sujetándose a las disposiciones que en su caso le sean aplicables, la Emisora podrá colocar certificados bursátiles adicionales al amparo de una emisión que se realiza al amparo del Programa (los "Certificados Bursátiles Adicionales"). Los Certificados Bursátiles Adicionales gozarán de exactamente las mismas características y términos a partir de ese momento, incluyendo, entre otros, la fecha de vencimiento, tasa de interés, valor nominal y casos de incumplimiento, a los previstos para los Certificados Bursátiles al amparo del suplemento correspondiente (los "Certificados Bursátiles Originales") y formarán parte de la emisión correspondiente. En todo caso, los Certificados Bursátiles Adicionales devengarán intereses a partir de la fecha de su emisión o colocación. En ningún caso la emisión de Certificados Bursátiles Adicionales o el consecuente aumento en el monto en circulación de la emisión de Certificados Bursátiles Adicionales, constituirán una novación. La emisión y colocación de los Certificados Bursátiles Adicionales no requerirán de la autorización de los tenedores de los Certificados Bursátiles Originales que se encuentren en circulación, de la cual formarán parte dichos Certificados Bursátiles Adicionales y se sujetarán a lo siguiente:

- (a) La emisión de Certificados Bursátiles Adicionales únicamente podrá tener lugar cuando la calificación de riesgo crediticio prevista en el suplemento correspondiente para los Certificados Bursátiles Originales no sea disminuida por la agencia calificadora que la haya otorgado, como consecuencia del aumento en el número de certificados bursátiles en circulación al amparo de la emisión de que se trate o por cualquier otra causa.
- (b) La emisión de Certificados Bursátiles Adicionales únicamente podrá tener lugar siempre que la Emisora se encuentre al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones de pago o de hacer o de no hacer conforme al suplemento correspondiente o que no exista, o pueda existir, como resultado de la emisión de Certificados Bursátiles Adicionales, un caso de vencimiento anticipado conforme al mismo.
- (c) El monto máximo de los Certificados Bursátiles Adicionales que podrán emitirse o colocarse al amparo de la emisión de que se trate, sumado al monto agregado de las emisiones que se encuentren en circulación al amparo del Programa, en ningún momento podrá exceder el monto total autorizado del citado Programa o el que posteriormente autorice la CNBV, en su caso.
- (d) En la fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales, la Emisora canjearán el Título único depositado en S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.,

por virtud del cual se documentó la correspondiente emisión, por un nuevo Título único en el que se hará constar, entre otras, las modificaciones necesarias exclusivamente para reflejar la emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales: (i) el nuevo monto total de la emisión; (ii) el nuevo número total de Certificados Bursátiles; (iii) la nueva fecha de emisión, que será la fecha de colocación de los Certificados Bursátiles Adicionales; y (iv) el nuevo plazo de vigencia de la emisión, de manera que se refleje la fecha de colocación de los Certificados Bursátiles Adicionales, sin que lo anterior implique una modificación o extensión a la fecha de vencimiento original de la emisión a que se refiere el suplemento correspondiente, la cual permanece sin cambio alguno.

- (e) En caso de que la fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales no coincida con la fecha en que inicie alguno de los periodos de intereses previstos en los Certificados Bursátiles Originales, los Certificados Bursátiles Adicionales causarán intereses durante los días transcurridos desde la fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales hasta la fecha en que termine el periodo de intereses en vigor de los Certificados Bursátiles Originales a la Tasa de Interés Bruto vigente en dicho período. A partir de la finalización del citado periodo de intereses los Certificados Bursátiles Adicionales devengarán intereses en los mismos términos que los Certificados Bursátiles Originales. El Representante Común deberá realizar los cálculos correspondientes considerando lo anterior.
- (f) El precio de colocación de los Certificados Bursátiles Adicionales podrá ser diferente a su valor nominal, en atención a las condiciones del mercado prevalecientes en la fecha de colocación.
- (g) La Emisora podrá realizar diversas emisiones de Certificados Bursátiles Adicionales sobre la emisión de Certificados Bursátiles Originales.

#### **P. Calificación**

**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.

#### **Q. Obligaciones de hacer y de no hacer y casos de vencimiento anticipado**

Los Certificados Bursátiles podrán contener obligaciones de hacer y de no hacer y casos de vencimiento anticipado, según se indique en el suplemento respectivo.

#### **R. Depositario**

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

#### **S. Posibles Adquirentes**

Personas físicas o morales de nacionalidad mexicana o extranjera cuando su régimen de inversión lo prevea expresamente.

#### **T. 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 58 y 160 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente, y 22 de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2009 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 fiscales aplicables a lo largo de la vigencia de los Certificados Bursátiles. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores, las consecuencias fiscales resultantes de la compra, el mantenimiento o la venta de los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de las reglas específicas respecto de su situación particular.

#### **U. Representante común**

Scotia Inverlat Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero Scotiabank Inverlat o el que se determine y señale en el Título y en el suplemento correspondiente a cada emisión.

#### **V. Intermediarios Colocadores**

Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander, Acciones y Valores de México, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Integrante del Grupo Financiero Banamex, HSBC Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero HSBC y cualquier otro intermediario colocador que en el futuro se designe.

#### **W. Inscripción, cotización y clave de pizarra**

El Programa ha quedado inscrito en la sección de valores del RNV y los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del mismo cotizarán en la BMV. La clave de pizarra de los Certificados Bursátiles será la correspondiente para cada emisión.

#### **X. Autorización y registro de la CNBV**

La CNBV ha dado su autorización para ofertar públicamente emisiones de Certificados Bursátiles al amparo del presente Programa, mediante oficio No. 153/78474/2009 de fecha 30 de marzo de 2009.

#### **Y. Legislación Aplicable**

Los Certificados Bursátiles serán regidos e interpretados de acuerdo con las leyes federales mexicanas. La jurisdicción de los tribunales competentes será la Ciudad de México, Distrito Federal.

#### **Z. Suplemento**

El precio de emisión, el monto de la misma, el valor nominal, la fecha de emisión y liquidación, el plazo, la fecha de vencimiento, la tasa de interés aplicable y la forma de calcularla (en su caso), así como la periodicidad de pago de intereses, entre otras características de cada emisión de los Certificados Bursátiles, serán acordados por la Emisora con el intermediario colocador respectivo en el momento de dicha emisión y se contendrán en el suplemento respectivo.

#### **b) Destino de los fondos**

Los recursos que se obtengan de la colocación de los Certificados Bursátiles al amparo del Programa ingresaran en su totalidad a la Tesorería de la Emisora y serán utilizados conforme sean requeridos para el programa de inversión de la misma y los Organismos Subsidiarios, así como, para el pago de los financiamientos o pasivos que tenga contratados la Emisora.

#### **c) Plan de distribución**

La Emisora contempla la participación de Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander, Acciones y Valores de México, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Integrante del Grupo Financiero Banamex, HSBC Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero HSBC y cualquier otro intermediario colocador que se designen como Intermediarios Colocadores, quienes ofrecerán los Certificados Bursátiles que emita la Emisora bajo la modalidad de toma en firme o mejores esfuerzos. En caso de ser necesario, los Intermediarios Colocadores celebrarán contratos de subcolocación con otras casas de bolsa para formar un sindicato colocador de los Certificados Bursátiles que se emitan en cada una de las posibles emisiones.

En cuanto a la distribución, a través de los Intermediarios Colocadores, los Certificados Bursátiles contarán con un plan de distribución, el cual tiene como objetivo primordial tener acceso a una base de inversionistas diversa y representativa del mercado institucional mexicano, integrado principalmente por diversas áreas de especialización de compañías de seguros, fondos de retiro y sociedades de inversión especializada de fondos de ahorro para el retiro.

Asimismo y dependiendo de las condiciones del mercado, los Certificados Bursátiles que se emitan, también podrán colocarse entre otros inversionistas, tales como sectores de banca patrimonial e inversionistas extranjeros participantes en el mercado mexicano, entre otros.

Para efectuar colocaciones, una vez que la CNBV haya otorgado la autorización que corresponda, se espera realizar uno o varios encuentros bursátiles con inversionistas potenciales, contactar por vía telefónica a dichos inversionistas y, en algunos casos, sostener reuniones separadas con esos inversionistas y otros inversionistas potenciales.

Al tratarse de una oferta pública, cualquier persona que desee invertir en los valores, objeto de una emisión, tendrá la posibilidad de participar en el proceso de oferta en igualdad de condiciones que otros inversionistas así como de adquirir dichos valores, a menos que su perfil de inversión no lo permita.

**d) Gastos relacionados con el Programa**

Los gastos relacionados con el presente Programa serán cubiertos por la Emisora. Los principales gastos, a los cuales, en caso de ser aplicables, deberá sumárseles el IVA correspondiente, relacionados con el Programa son aproximadamente los siguientes:

1. Derechos cobrados por CNBV	\$ 15,708.00
2. *Listado en la BMV	\$ 1,150,000.00
3. *Comisiones por intermediación y colocación:	\$ 43,125,000.00
4. Representante Común:	\$ 0.00
5. Agencias Calificadoras:	\$ 0.00
6. Asesores Legales:	\$60,000.00 <sup>1</sup>
7. Asesores Contables:	\$850,000.00
8. Impresión de Documentos	\$ 0.00
Total de gastos	\$45'200,708.00

[\*Incluye IVA]

<sup>1</sup>Incluye el Programa y las dos primeras emisiones al amparo del mismo.

Los gastos anteriores se refieren al Programa y en el suplemento correspondiente se incluirán los gastos específicos para cada emisión, los cuales pueden o no reflejar todo o parte de los gastos del Programa.

**e) Estructura de capital después del Programa**

En virtud de no poder prever la frecuencia o los montos de las emisiones de Certificados Bursátiles a ser realizados por la Emisora al amparo del presente Programa, la estructura de endeudamiento resultante de cada emisión de la Emisora conforme a NIFs se señalará en el suplemento correspondiente.

**f) Funciones del representante común**

El Representante Común no necesariamente será el mismo para todas las emisiones de Certificados Bursátiles. El Representante Común tendrá las facultades y obligaciones que se señalan en los artículos 216 y 217 fracciones VIII, X y XII de la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito y además, las que se le atribuirán enunciativa y no limitativamente en el Título y en el suplemento respectivo. Entre dichas funciones se señalan las siguientes, mismas que podrán ser modificadas en los documentos mencionados:

- a) Incluir su firma autógrafa en los Certificados Bursátiles en términos de la fracción XIII del artículo 64 de la Ley del Mercado de Valores, habiendo verificado que cumplan con todas las disposiciones legales aplicables.
- b) Convocar y presidir las asambleas generales de Tenedores de los Certificados Bursátiles cuando la ley lo requiera y cuando lo estime necesario o conveniente y ejecutar sus decisiones.

- c) Representar a los Tenedores ante la Emisora o ante cualquier autoridad.
- d) Ejercer los actos que sean necesarios a efecto de salvaguardar los derechos de los Tenedores de Certificados Bursátiles;
- e) Otorgar y celebrar, en nombre de los Tenedores de los Certificados Bursátiles y previa aprobación de la asamblea general de Tenedores, los documentos o contratos que deban suscribirse o celebrarse con la Emisora;
- f) Vigilar el cumplimiento del destino de los fondos captados mediante la emisión de Certificados Bursátiles, según fue autorizado por la CNBV;
- g) Dar cumplimiento a todas las disposiciones que le son atribuidas en el Título que documente cada emisión y en las disposiciones aplicables.
- h) Actuar frente a la emisora como intermediario respecto de los Tenedores de los Certificados Bursátiles, para el pago a éstos últimos de los intereses en su caso y de la amortización correspondiente.
- i) Las demás establecidas en el Título que documente cada emisión.
- j) En general llevar a cabo los actos necesarios a fin de salvaguardar los derechos de los Tenedores de Certificados Bursátiles

Todos y cada uno de los actos que lleve a cabo el Representante Común, en nombre o por cuenta de los Tenedores, en los términos del Título que documente los Certificados Bursátiles o de la legislación aplicable, serán obligatorios y se considerarán como aceptados por los Tenedores.

El Representante Común podrá ser removido por acuerdo de la asamblea de Tenedores, en el entendido que dicha remoción sólo tendrá efectos a partir de la fecha en que un representante común sucesor haya sido designado, haya aceptado el cargo y haya tomado posesión del mismo.

El Representante Común concluirá sus funciones en la fecha en que todos los Certificados Bursátiles sean pagados en su totalidad (incluyendo, para estos efectos, los intereses devengados y no pagados y las demás cantidades pagaderas conforme a los mismos si hubiera alguna).

El Representante Común en ningún momento estará obligado a erogar ningún tipo de gasto u honorario o cantidad alguna a cargo de su patrimonio para llevar a cabo todos los actos y funciones que puede o debe llevar a cabo conforme al Título que documente los Certificados Bursátiles o la legislación aplicable.

**g) Nombres de las personas con participación relevante en el Programa**

Las personas que se señalan a continuación, con el carácter que se indica, participaron en la asesoría y consultoría relacionada con el Programa descrito en el presente Prospecto:

INSTITUCIÓN	NOMBRE	CARGO
PEMEX	Jesús Reyes Heróles G.G.	Director General de Petróleos Mexicanos
	Esteban Levin Balcells	Director Corporativo de Finanzas de Petróleos Mexicanos
	José Néstor García Reza	Abogado General de Petróleos Mexicanos
	Celina Torres Uribe	Gerente de Relación con Inversionistas de Petróleos Mexicanos
Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander (Intermediario Colocador Conjunto)	Gerardo Freire Alvarado Luis Rodríguez Malagón Ma. Eugenia Delgadillo Marín	Director Ejecutivo DCM Director DCM Subdirector DCM

Acciones y Valores Banamex, Casa de Bolsa, Integrante del Grupo Financiero Banamex (Intermediario Colocador Conjunto)	Humberto Cabral Francisco Romano Smith Mayra Balcazar Pérez Alejandra Sánchez Perea	Capital Markets Originator Director LDCM Asociado Asociado
HSBC Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero HSBC (Intermediario Colocador Conjunto)	Juan Claudio Fullaondo Botella Augusto Vizcarra Carrillo	Head Global Capital Markets Subdirector Global Capital Markets
Standard & Poor's, S.A. de C.V. (Agencia Calificadora)	José Coballasi Eduardo Uribe	Director, Corporate Ratings Managing Director, C&G Ratings
Moody's de México, S.A. de C.V. (Agencia Calificadora)	Alberto S. Jones Tamayo	Director General
Galicia y Robles, S.C. (Abogado Independiente)	José Visoso Lomelín	Socio

### 3) LA EMISORA

#### a) Historia y desarrollo de la Emisora

PEMEX es la compañía más grande de México, el tercer productor de crudo en el mundo y la décimo primera compañía más grande de petróleo y gas en el mundo, de conformidad con la publicación del *Petroleum Intelligence Weekly* del 1 de diciembre de 2008, con base en información del año 2007.

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 la Emisora. Desde 1938 las leyes y regulaciones federales mexicanas han confiado a la Emisora 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 Organismos Subsidiarios para llevar a cabo las operaciones que previamente habían sido realizadas directamente por la Emisora. La Emisora y los 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.

El 28 de noviembre de 2008, se publicó -en el Diario Oficial de la Federación- la Ley de Petróleos Mexicanos, misma que abroga la Ley Orgánica y establece que los Organismos Subsidiarios continuarán realizando sus actividades conforme a su objeto hasta en tanto el Presidente de la República emita los decretos de reorganización respectivos con base en la propuesta que presente el Consejo de Administración de la Emisora.

Las oficinas corporativas de PEMEX están ubicadas en Avenida Marina Nacional No. 329, Colonia Huasteca, C.P. 11311, México Distrito Federal con el número de teléfono 1944-2500.

#### Relación con el Gobierno Federal

El Gobierno Federal regula y supervisa las operaciones de la Emisora y los Organismos Subsidiarios. Algunos Secretarios de Estado participan en las decisiones clave en PEMEX. El titular de la Secretaría de Energía es el Presidente del Consejo de Administración de la Emisora. La SFP designa a los auditores externos de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios.

La SHCP incorpora el presupuesto anual de la Emisora y los Organismos Subsidiarios en el presupuesto anual consolidado del Gobierno Federal, el cual somete a la consideración del Congreso de la Unión para su aprobación.

#### Marco legal regulatorio

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

La Ley Reglamentaria y diversas regulaciones relacionadas otorgan a la Emisora y a los Garantes 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 así como el transporte y almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración;
- elaborar, transportar, almacenar, 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, materia prima para negro de humo, naftas, 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 de Petróleos Mexicanos tiene como objeto regular la organización, el funcionamiento, el control y la rendición de cuentas de la Emisora, así como fijar las bases generales aplicables a los Organismos Subsidiarios.

El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica, por conducto de la Emisora y los Organismos Subsidiarios de acuerdo con la Ley Reglamentaria y sus reglamentos aplicables. La Emisora tiene por objeto ejercer la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Petróleos Mexicanos. La Emisora lleva a cabo las actividades que abarca la industria petrolera a través de los Organismos Subsidiarios.

Los Organismos Subsidiarios tienen como objeto:

- PEP explora y explota el petróleo crudo y el gas natural; transporta, almacena en terminales y comercializa estos hidrocarburos.
- PR refina los productos petrolíferos y derivados del petróleo que sirvan 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 sirvan como materia prima básica en la industria; almacena, transporta, distribuye y comercializa estos hidrocarburos así como derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.
- 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 del gas natural, pero PEMEX mantiene la facultad exclusiva sobre la exploración, explotación, producción y venta de primera mano del gas natural, así como también sobre el transporte y almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración. (*Ver 3)b)A.(iii) —“Gas y petroquímica básica-Participación del sector privado en la distribución de gas natural”*). La Ley Reglamentaria establece que la recuperación y almacenamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral se sujeten a las disposiciones aplicables de la Ley Minera.

La Ley Reglamentaria y la Ley de Petróleos Mexicanos permiten a la Emisora y a los Organismos Subsidiarios generar energía eléctrica y vender sus excedentes a la CFE y a Luz y Fuerza del Centro, mediante la celebración de convenios con estas entidades. Los recursos y esquemas de inversión pública necesarios para llevar a cabo estas obras y la adquisición de los excedentes por parte de estas entidades, se someterá a discusión, análisis, aprobación y modificación de la Cámara de Diputados en el proyecto del Presupuesto de Egresos de la Federación.

El 13 de noviembre de 2008, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, modificaciones a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Las principales implicaciones son:

- Se elimina el esquema de PIDIREGAS en PEMEX.
- Al cierre de sus operaciones al 31 de enero de 2009, la Emisora reconoció, como deuda pública directa, para efectos presupuestarios y contables bajo Normas y Principios Básicos de Contabilidad Gubernamental, todos los financiamientos relacionados con

PIDIREGAS. Para efectos de NIF, los financiamientos relacionados con los PIDIREGAS ya se encuentran incluidos en los estados financieros, por lo que estos cambios no tendrán ningún efecto en el balance general ni en los estados financieros preparados bajo NIF.

- La Emisora formalizará el reconocimiento, como deuda pública, antes del 31 de diciembre de 2009, de todas las obligaciones derivadas de los financiamientos para PIDIREGAS celebrados por el Master Trust y el Fideicomiso No. F/163.
- Se excluye la inversión de la Emisora de la meta del balance presupuestario del Gobierno Federal.

El 28 de noviembre de 2008, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, modificaciones a las siguientes leyes:

- Ley Reglamentaria;
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal;
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía;
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales;
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas; y
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

Asimismo, se expidieron las siguientes leyes:

- Ley de Petróleos Mexicanos;
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; y
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Ninguna de las modificaciones o la expedición de leyes antes mencionadas implica cambio alguno a la Constitución.

La Emisora obtendrá múltiples beneficios de las reformas a las leyes antes mencionadas. En particular, la Emisora mejorará, entre otros aspectos, su proceso de toma de decisiones y su capacidad de ejecución a través de la creación de siete comités de apoyo a su Consejo de Administración; la designación de cuatro consejeros profesionales en dicho Consejo (*Ver 5)c*).—“*Administradores y accionistas*”; el desarrollo de un procedimiento de contratación específico para las actividades sustantivas de carácter productivo; mayor flexibilidad para invertir recursos excedentes de los ingresos que genere; un régimen fiscal diferenciado que considera la complejidad de los campos (*Ver 3)b*)E.—“*Situación tributaria*”; la emisión de bonos ciudadanos y un esquema de incentivos económicos para los contratistas. La Emisora está trabajando en varias iniciativas dirigidas a instrumentar las reformas antes mencionadas para cumplir sus objetivos de manera más eficiente y competitiva. (*Ver 4d*)— “*Visión General*”). La Emisora espera que estas acciones tengan un efecto favorable en la situación financiera y los resultados de operación de PEMEX.

La Emisora está adoptando prácticas de gobierno corporativo en línea con las prácticas internacionales a través de la designación de cuatro consejeros profesionales como miembros del Consejo de Administración de la Emisora y la creación de los siguientes comités:

1. Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño: Se encargará de, entre otras, verificar el cumplimiento de las metas, objetivos, planes y programas; evaluar el desempeño financiero y operativo de la Emisora; designar, supervisar y evaluar al auditor externo; e informar al Consejo de Administración del estado que guarda el sistema de control interno y proponer sus adecuaciones.
2. Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas: Entre sus funciones destacan, proponer al Consejo de Administración de la Emisora los criterios para determinar la información que se

considerará relevante sobre la Emisora y los Organismos Subsidiarios y, en su caso, recomendaciones para su divulgación.

3. Comité de Estrategia e Inversiones: Se encargará de, entre otras funciones, analizar, evaluar y dar seguimiento al plan de negocios y portafolio de inversiones de la Emisora y los Organismos Subsidiarios.
4. Comité de Remuneraciones: Tendrá, entre otras funciones, proponer, al Consejo de Administración de la Emisora, el mecanismo de remuneración y el otorgamiento de incentivos del Director General y de los funcionarios de los tres niveles jerárquicos inferiores a éste con base en su desempeño y resultados medibles.
5. Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios: Tendrá, entre otras funciones, revisar, evaluar, dar seguimiento y formular las recomendaciones conducentes sobre los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas, así como dictaminar sobre la procedencia de celebrar licitaciones públicas.
6. Comité del Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable: Su objetivo es coadyuvar a la inserción de la Emisora en el cumplimiento de las políticas de preservación del medio ambiente y del logro del desarrollo sustentable.
7. Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica: Su función es proponer, al Consejo de Administración de la Emisora, acciones de investigación y desarrollo de tecnología en los distintos campos relacionados con las actividades de la industria petrolera.

La Emisora tendrá mayor flexibilidad en el procedimiento de contratación de sus actividades sustantivas de carácter productivo (*Ver 5)c*).—“*Administradores y accionistas*”). Para reforzar su capacidad de ejecución de contratos, la Emisora podrá ofrecer compensaciones en efectivo a contratistas que brinden beneficios a PEMEX derivados de la incorporación de nuevas tecnologías, una ejecución más ágil o la obtención de mayores rendimientos. Las remuneraciones de los contratos de obras y de prestación de servicios serán siempre en efectivo y no podrán otorgarse derechos de propiedad sobre los hidrocarburos.

La Emisora también podrá emitir bonos ciudadanos que otorgarán a sus tenedores una contraprestación vinculada con su desempeño. La SHCP determinará las características, términos y condiciones de los bonos ciudadanos.

La Emisora tendrá mayor flexibilidad para invertir los excedentes de los ingresos que genere, si se cumplen ciertas condiciones.

Asimismo, la Emisora estará sujeta a un régimen fiscal diferenciado que considera la complejidad de los campos petroleros. El 13 de noviembre de 2008, se publicó -en el Diario Oficial de la Federación- una modificación a la Ley Federal de Derechos que otorga un tratamiento diferenciado a los campos con base en sus características geológicas mediante dos nuevos derechos que consideran límites de deducibilidad fiscal diferenciados aplicables al Paleocanal de Chicontepec y a los proyectos de aguas profundas en el Golfo de México. El límite de deducibilidad fiscal aplicable a los proyectos localizados en Paleocanal de Chicontepec se incrementó de EUA\$6.50 por barril de petróleo crudo a EUA\$11.00 por barril; el límite de deducibilidad fiscal aplicable a los proyectos localizados en aguas profundas del Golfo de México se incrementó de EUA\$6.50 por barril de petróleo crudo a EUA\$16.50 por barril de petróleo crudo y de EUA\$2.70 por Mpc de gas natural no asociado; mientras que el límite de deducibilidad fiscal aplicable al resto de los campos se mantiene en EUA\$6.50 por barril de petróleo crudo y EUA\$2.70 por Mpc de gas natural no asociado.

## **b) Descripción del negocio**

### **A. Actividad principal**

#### **(i) Exploración y producción**

Los principales objetivos de PEP para 2009 incluyen lo siguiente: (1) incrementar el factor de recuperación de campos maduros a través de proyectos de recuperación secundaria o mejorada; (2) acelerar el desarrollo de nuevas reservas a través de procesos encaminados a establecer las mejores estrategias de exploración de estos campos; (3) impulsar el uso de mejores tecnologías para aumentar el éxito y la productividad en los pozos de desarrollo; (4) acelerar los trabajos exploratorios en la parte profunda del Golfo de México, a través de intensificar la adquisición sísmica y la perforación de pozos exploratorios; (5) mejorar el éxito exploratorio a través de una exploración dirigida hacia áreas específicas y la incorporación de tecnologías sólidas; (6) acelerar la delimitación de los descubrimientos para reducir la incertidumbre en su desarrollo; (7) construir la infraestructura necesaria para asegurar la calidad de los petróleos crudos comercializados; y (8) continuar la estrategia de contratación de mantenimiento de crudo integral a ductos. El programa de inversión en la línea industrial dentro de PEP busca alcanzar estos objetivos, al mejorar la calidad de la selección de los productos y la confiabilidad de los servicios de logística y distribución, a fin de alcanzar un nivel de eficiencia similar al de la competencia internacional, a la vez que se busca continuar dando énfasis a la seguridad industrial y a la protección ambiental.

PEP explora y produce petróleo crudo y gas natural, primordialmente en las Regiones Noreste y Sureste de México y en la zona marina del Golfo de México. En términos nominales, la inversión de capital en actividades de exploración y producción se incrementó en un 12.9% en 2007, y se continuó financiando una serie de programas para expandir la capacidad de producción y la eficiencia. Como resultado de la inversión que se llevó a cabo en años anteriores, la producción total de hidrocarburos alcanzó un nivel de aproximadamente 3,965 Mbpcd en 2008. La producción de petróleo crudo de PEP disminuyó 9.2% de 2007 a 2008, promediando 2,791.6 Mbd en 2008. La producción de gas natural de PEP (excluyendo los líquidos del gas natural) se incrementó 14.2% de 2007 a 2008, promediando 6,918.6 MMpcd en 2008. La actividad de perforación en la exploración aumentó 32.7% de 49 pozos exploratorios terminados en 2007 a 65 pozos exploratorios terminados en 2008. La actividad de perforación de desarrollo se incrementó en 8.9%, de 610 pozos de desarrollo en 2007 a 664 pozos de desarrollo en 2008. En 2008, se terminó la perforación de 729 pozos.

Los esfuerzos de perforación tanto en la zona terrestre como en la zona marina en 2008 llevaron a descubrimientos significativos de campos de gas no asociado de petróleo crudo, particularmente en las cuencas tanto terrestres como marinas. El reto actual con respecto a estos descubrimientos es lograr su desarrollo inmediato, a fin de mantener los niveles actuales de producción.

Las metas de producción de PEP para 2009 incluyen mantener la producción de petróleo crudo en aproximadamente 2.75 MMbd y mantener la producción de gas natural en 6.45 MMMpcd, a fin de satisfacer la demanda nacional de gas natural, así como disminuir la tasa de incremento de las importaciones de gas natural y derivados del gas natural.

#### **(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 2008, la capacidad de refinación de destilación atmosférica de PR se mantuvo constante en aproximadamente 1,540 Mbd y la elaboración de productos refinados totalizó 1,306.9 Mbd, en comparación con 1,312.4 Mbd en 2007, lo que representó una disminución de 0.4%.

#### **(iii) Gas y petroquímica básica**

PGPB procesa gas natural húmedo para obtener gas natural seco, gas licuado y otros líquidos del gas natural; transporta, distribuye y vende gas natural y gas licuado del petróleo en todo México, además produce y vende productos petroquímicos básicos del gas natural, los cuales son usados por PR o PPQ. En 2008 la capacidad instalada total de procesamiento de gas natural amargo en PGPB permaneció constante, en 4,503 MMpcd. PGPB procesó 3,188 MMpcd de gas amargo en 2008, volumen 0.8% superior

respecto al procesado en 2007 que fue de 3,162 MMpcd. La producción de líquidos del gas natural en 2008 fue de 376 Mbd, un 7.2% menor en relación a los 405 Mbd de líquidos del gas natural producidos en 2007. La producción de gas seco fue de 3,461 MMpcd en 2008, un decremento del 2.4% comparado con los 3,546 MMpcd producidos en 2007.

#### **(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 total anual de PPQ en 2008 (excluyendo los gases del etano y del butano) fue de 7,841 miles de toneladas, cantidad superior en 4.6% a las 7,496 miles de toneladas que se produjeron en 2007, principalmente debido a la mayor producción de ciertos productos durante 2008, incluyendo amoníaco, anhídrido carbónico, óxido de etileno, hidrocarburos de alto octanaje y polietileno lineal de baja densidad. A fin de proporcionar cifras comparables, no se ha incluido en este total 5,323 miles de toneladas adicionales de productos refinados producidos en ciertas plantas del complejo Cangrejera, que se transfirieron de PR a PPQ durante 2007.

#### **(v) Comercio internacional**

Las exportaciones de petróleo crudo, que se llevan a cabo a través de PMI, decrecieron 16.8% en 2008, de 1,686.1 Mbd en 2007 a 1,403.4 Mbd en 2008. Las importaciones de gas natural aumentaron 16.7%, de 385.6 MMpcd en 2007 a 450.0 MMpcd en 2008. Las exportaciones de productos petroquímicos decrecieron 27.6%, de 746 Mtm en 2007 a 540 Mtm en 2008, mientras que las importaciones de productos petroquímicos aumentaron 3.5% en 2008, pasando de 425.1 Mtm en 2007 a 440.0 Mtm en 2008. En 2008 las exportaciones de productos refinados aumentaron 4.0%, de 176.9 Mbd en 2007 a 184.0 Mbd en 2008, mientras las importaciones de productos refinados crecieron 10.9%, de 494.0 Mbd en 2007 a 548.0 Mbd en 2008.

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 Madrid. El volumen comercial total de ventas e importaciones del Grupo PMI fue de EUA\$59,672.2 millones en 2007, incluyendo EUA\$37,937.2 millones de 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 en el país 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 financieros y por inversiones.

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 inversión**

PEMEX financia su presupuesto anual por medio del ingreso generado por sus operaciones y actividades financieras. Los gastos de inversión son asumidos por la Emisora y los Organismos Subsidiarios. Los gastos de inversión 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.

Un componente importante de los gastos de inversión de PEMEX eran los PIDIREGAS. El 13 de noviembre de 2008, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, modificaciones a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria donde se eliminó el esquema de PIDIREGAS en PEMEX. Bajo este esquema, el Gobierno Federal aprobaba la designación de ciertos proyectos de infraestructura como PIDIREGAS. Esta designación significaba que esos proyectos eran tratados como rubros fuera del balance general para propósitos presupuestarios anuales, hasta que se entregaba el proyecto terminado y éste era susceptible de ser puesto en operación. Los PIDIREGAS eran financiados por el Master Trust, el Fideicomiso No. F/163 o directamente por un contratista y quedaban fuera del balance general para efectos presupuestales. Dichos proyectos también eran autorizados en el presupuesto aprobado por el Congreso de la Unión.

La Ley General de Deuda Pública y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria definían el marco legal de los PIDIREGAS de PEMEX. 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 32 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria 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 tenían tres etapas:

- Primero, PEMEX identificaba un proyecto como PIDIREGAS. La SHCP y la Secretaría de Energía aprobaban y autorizaban los gastos relacionados con su desarrollo;
- Entonces, las compañías del sector privado, en coordinación con PEMEX, estructuraban y entregaban el proyecto a PEMEX; y
- Finalmente, PEMEX, con la autorización de SHCP, hacía el pago en el ejercicio presupuestal inmediato posterior a los contratistas, al recibir el proyecto terminado y era entonces cuando registraba, como pasivo, el capital total del endeudamiento en el que se incurrió para financiar el proyecto.

El tratamiento contable y presupuestal aplicable a los PIDIREGAS durante el periodo de construcción y después de la entrega del proyecto se realizaba conforme a la Norma y Principio Básico de Contabilidad Gubernamental NG-09-B.

Al cierre de sus operaciones al 31 de enero de 2009, la Emisora reconoció, como deuda pública directa, para efectos contables bajo Normas y Principios Básicos de Contabilidad Gubernamental y presupuestarios, todos los financiamientos relacionados con PIDIREGAS. Para efectos de NIF, los financiamientos relacionados con los PIDIREGAS ya se encuentran incluidos en los estados financieros, por lo que estos cambios no tendrán ningún efecto en el balance general ni en los estados financieros preparados bajo NIF.

La Emisora formalizará el reconocimiento, como deuda pública, antes del 31 de diciembre de 2009, de todas las obligaciones derivadas de los financiamientos para PIDIREGAS celebrados por el Master Trust y el Fideicomiso No. F/163.

## Infraestructura de PEMEX

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

### PETRÓLEOS MEXICANOS



## (i) Exploración y producción

### Exploración y perforación

Para incrementar la tasa de restitución de reservas probadas, se pretende identificar nuevos yacimientos de hidrocarburos a través del programa de exploración. De 1990 a 2008 se terminaron 6,602 pozos de exploración y de desarrollo. Durante 2008, la tasa promedio de éxito para los pozos de exploración fue del 42% y la tasa promedio de éxito para los pozos de desarrollo fue del 92%. De 2004 a 2008 se descubrieron 22 campos de petróleo crudo y 58 campos de gas natural, lo que permitió tener un total de 344 campos de petróleo crudo y gas natural en producción al final de 2008.

El programa de exploración de 2008 consistió en explorar tanto las regiones terrestres como marinas, incluyendo las aguas profundas en el Golfo de México, donde se continuó con la adquisición de información sísmica así como la perforación de pozos exploratorios. Los resultados obtenidos muestran el potencial petrolero del área que será corroborado por nuevas perforaciones en el futuro. La actividad exploratoria permitió incorporar 363.8 MMbpce de reservas probadas durante 2008, mediante el descubrimiento de 13 campos, 8 de los cuales son de gas no asociado y 5 de petróleo crudo. Adicionalmente, dentro de los campos en producción, se descubrieron 3 nuevos yacimientos y se delimitaron 3 campos existentes.

Asimismo, se continuó con las actividades de adquisición de información sísmica, en particular, aquéllas relacionadas con la información sísmica en tres dimensiones. Se adquirieron 12,163 km<sup>2</sup> de datos

sísmicos en tres dimensiones en 2008, de los cuales 71% se encuentran en aguas profundas del Golfo de México.

La siguiente tabla presenta un resumen de las actividades de perforación en los últimos cinco años:

	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre</b>				
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Pozos perforados .....	733	759	672	615	822
Pozos perforados de exploración.....	105	73	58	49	68
Pozos perforados de desarrollo.....	628	686	614	566	754
Pozos terminados.....	727	742	656	659	729
Pozos exploratorios .....	103	74	69	49	65
Pozos exploratorios productivos <sup>(1)</sup> .....	42	39	32	24	27
Tasa de éxito %.....	41	53	46	49	42
Pozos de desarrollo.....	624	668	587	610	664
Pozos productores desarrollados.....	581	612	541	569	612
Tasa de éxito % <sup>(2)</sup> ....	93	92	92	94	92
Pozos productores (promedio anual) .....	5,286	5,682	6,080	6,280	6,381
Región Marina .....	380	388	411	434	453
Región Sur.....	935	959	958	926	947
Región Norte.....	3,972	4,335	4,711	4,920	4,982
Pozos productores (al final del periodo).....	5,217	5,671	5,998	5,942	6,247
Campos en producción.....	355	357	364	352	344
Región Marina .....	25	29	30	30	30
Región Sur.....	97	84	88	87	93
Región Norte.....	233	244	246	235	221
Equipo de perforación propio .....	132	116	103	116	143
Kilómetros perforados .....	2,106	2,004	1,858	1,798	2,199
Profundidad promedio por pozo (metros) .....	2,692	2,828	2,771	2,744	2,748
Campos descubiertos <sup>(3)</sup> .....	24	16	13	14	13
Petróleo crudo .....	8	3	2	4	5
Gas natural.....	16	13	11	10	8
Producción por pozo de petróleo crudo y gas natural (barriles diarios).....	833	774	729	699	621

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

(1) Excluye pozos productivos no comerciales.

(2) Excluye pozos inyectores.

(3) Sólo incluye campos con reservas probadas.

Fuente: PEP.

### **Descubrimientos y extensiones**

Durante el año 2008, PEMEX descubrió nuevas fuentes de reservas de petróleo crudo y gas natural en 13 campos, 9 de los cuales se descubrieron en zonas terrestres, 8 en la Región Norte y uno en la Región Sur. En la parte costa fuera se descubrieron 4 campos, 2 en la Región Marina Noreste y 2 en la Región Marina Suroeste. La incorporación total de reservas probadas por exploración fue de 363.8 MMbpce

En la Región Marina Noreste, se terminó el pozo Kambesah-1 y Pit-DL1, y se delimitó el campo Ayatsil, con lo que se adicionaron 177.1 MMbpce. En la Región Marina Suroeste, la perforación de los pozos Teocalli-1 y Tsimin-1, así como la delimitación de los campos Yaxché y Xanab permitieron adicionar 147.8 MMbpce. En la Región Norte los pozos Cali-1, Grande-1, Murex-1, Aral-1, Aris-1, Cauchy-1, Kabuki-1, Maderaceo-1 y los nuevos yacimientos encontrados en campos existentes incorporaron 28.7 MMbpce. Finalmente en la Región Sur el pozo Teoteco-1 y el nuevo yacimiento en Rabasa adicionaron 10.2 MMbpce.

### **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 Reglamentaria y la Ley de Petróleos Mexicanos, la Emisora y los Garantes tienen el derecho exclusivo de producir y vender la producción de estas reservas, pero no el dominio directo de las mismas. Las actividades de exploración y desarrollo que llevan a cabo la Emisora y los 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, por ejemplo, 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 Prospecto 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.

Durante 2008, PEP contrató firmas de ingeniería independientes para revisar sus estimaciones sobre las reservas probadas de México al 31 de diciembre de 2008. Estas actividades las llevaron a cabo Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("Netherland"), DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer") y Ryder Scott Company, L.P. ("Ryder Scott"). Asimismo, los campos asignados a los Contratos de Obra Pública Financiada contratan de forma independiente la certificación de las reservas de los campos a su cargo, por lo que PEP cuenta con la certificación del total de sus reservas.

Netherland certifica las reservas en las regiones Marinas Noreste y Sur. DeGolyer certifica las reservas que se encuentran en la Región Marina Suroeste y Ryder Scott certifica las reservas que se encuentran en la Región Norte. Las auditorías llevadas a cabo por las firmas de ingeniería independientes consistieron básicamente en lo siguiente: (1) análisis de los datos históricos tanto estáticos como dinámicos de los yacimientos, proporcionados por PEP; (2) elaboración o actualización de sus propios modelos estáticos y dinámicos de caracterización de yacimientos de los campos petroleros mexicanos; (3) análisis económico de sus estimados de las reservas; y (4) revisión de los pronósticos de la producción hechos por PEMEX.

Estas firmas de ingeniería independientes llevaron a cabo una revisión detallada de los estimados de las reservas elaborados por PEP, en forma tal que puedan expresar su opinión con respecto a si, en su conjunto, los estimados de reservas proporcionados por PEP eran razonables y si se habían estimado y presentado de conformidad con los principios de petróleo e ingeniería y de evaluación generalmente aceptados.

Todos los cuestionamientos que surgieron durante el proceso de revisión de las firmas de ingeniería independientes, fueron resueltos por PEP a la entera satisfacción de dichas firmas. Las firmas de ingeniería independientes han concluido que los volúmenes totales de reservas probadas estimadas de petróleo crudo y gas natural que se exponen en este reporte son, en su conjunto, razonables y se han preparado de conformidad con la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la *Securities Act of 1933* de Estados Unidos, son consistentes con las prácticas internacionales para reportar las reservas y están de conformidad con las disposiciones para revelar las reservas de petróleo y gas de acuerdo a normas y estándares de contabilidad financiera establecidas y aceptadas por la SEC en el SFASB N° 69.

Las reservas probadas de México, desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 2.6% en 2008, pasando de 12,187 MMb al 31 de diciembre de 2007 a 11,866 MMb al 31 de diciembre de 2008. En 2008 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso aumentaron 2.2%, es decir, pasaron de 8,436 MMb en 2007 a 8,618 MMb en 2008. Las reservas probadas de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 3.5% en 2008, pasando de 13,162 MMMpc en 2007 a 12,702 MMMpc en 2008; mientras que las reservas probadas desarrolladas de gas seco aumentaron 0.5%, al pasar de 8,163 MMMpc en 2007 a 8,206 MMMpc en 2008.

Las siguientes dos tablas muestran la estimación de las reservas probadas de petróleo crudo y gas seco 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) <sup>(1)</sup>**

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
<b>Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas</b>			<b>(en MMb)</b>		
Al 1° de enero.....	16,041	14,803	13,671	12,849	12,187
Revisiones <sup>(2)</sup> .....	(109)	165	425	455	444
Delimitaciones y descubrimientos.....	245	57	86	150	370
Producción.....	<u>(1,374)</u>	<u>(1,354)</u>	<u>(1,332)</u>	<u>(1,268)</u>	<u>(1,135)</u>
Al 31 de diciembre.....	<u>14,803</u>	<u>13,671</u>	<u>12,849</u>	<u>12,187</u>	<u>11,866</u>
<b>Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre.....</b>	<b>9,745</b>	<b>9,617</b>	<b>8,978</b>	<b>8,436</b>	<b>8,618</b>

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 revisiones incluyen cambios positivos y negativos por información nueva recolectada a través de la perforación de pozos y revisiones realizadas por comportamientos diferentes a los pronosticados

Fuente: PEP.

### Reservas de gas seco <sup>(1)</sup>

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
<b>Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas</b>	<b>(en MMMpc)</b>				
Al 1º de enero .....	14,850	14,807	14,557	13,856	13,162
Revisiones <sup>(2)</sup> .....	547	640	280	879	730
Delimitaciones y descubrimientos.....	641	415	505	171	454
Producción <sup>(3)</sup> .....	(1,231)	(1,305)	(1,487)	(1,744)	(1,643)
Al 31 de diciembre .....	<u>14,807</u>	<u>14,557</u>	<u>13,856</u>	<u>13,162</u>	<u>12,702</u>
<b>Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre .....</b>	<b>8,325</b>	<b>8,888</b>	<b>8,688</b>	<b>8,163</b>	<b>8,206</b>

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

(1) Para convertir gas seco a barriles se utilizó un factor de 5.201Mpc de gas seco por barril.

(2) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos por información nueva recolectada a través de la perforación de pozos y revisiones realizadas por comportamientos diferentes a los pronosticados

(3) La producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. 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 principales campos que contienen más del 84% de las reservas probadas de México al 31 de diciembre de 2008.

<u>Campo</u>	<u>Reservas Probadas</u>	<u>Reservas Desarrolladas</u>	<u>Reservas No Desarrolladas</u>
Akal.....	2,890.2	2,890.20	0.00
Ku-Maloob-Zaap.....	2,971.2	2,293.96	677.23
Jujo-Tecominoacán.....	864.4	582.73	281.66
Samaria.....	597.4	410.91	186.47
Iride.....	591.0	292.47	298.50
Aceite Terciario del Golfo (anteriormente Chicontepec).....	668.2	234.37	433.81
Sihil.....	263.4	100.07	163.33
May.....	224.1	126.11	97.95
Cunduacán.....	249.1	112.28	136.83
Oxiacaque.....	223.8	77.15	146.66
Ixtal.....	218.0	173.90	44.10
Caan.....	128.5	128.50	0.00
Bolontikú.....	144.6	144.58	0.00
Cactus.....	69.5	31.26	38.23
Sinán.....	75.5	66.48	9.06
Chiapas-Copanó.....	70.1	70.13	0.00
Chuc.....	117.2	114.00	3.17
Cárdenas.....	79.8	65.09	14.71
Balam.....	89.3	70.37	18.89
Ek.....	130.1	68.71	61.42
Poza Rica.....	84.5	78.91	5.62
Puerto Ceiba.....	70.4	59.18	11.25
Bellota.....	64.5	64.47	0.00
Sen.....	89.1	89.08	0.00
Mora.....	76.7	68.83	7.87
Ogarrio.....	56.1	50.42	5.67
Lizamba.....	43.1	42.42	0.67
Papán.....	38.8	36.49	2.27
Lum.....	36.0	16.37	19.64
Paredón.....	39.6	29.41	10.20
Ayín.....	45.4	0.00	45.40
San Ramón.....	32.9	26.39	6.55
Caparros-Pijije-Escuintle.....	48.8	48.76	0.00
Abkatún.....	24.0	24.01	0.00
Yaxché.....	112.2	25.48	86.71
Alux.....	36.7	0.00	36.67
Onel.....	33.8	0.00	33.84
Platanal.....	16.1	6.36	9.74
Cuitláhuac.....	28.2	19.73	8.45
Narváez.....	28.3	24.01	4.32
Tizón.....	30.7	20.62	10.08
Magallanes-Tucán-Pajonal.....	17.3	14.67	2.66
Culebra.....	27.1	18.24	8.87
Rodador.....	28.6	24.79	3.85
Ché.....	27.4	0.00	27.42
Chinchorro.....	27.9	24.23	3.71
Homol.....	39.9	25.10	14.79
Cinco Presidentes.....	22.5	16.84	5.68
Arcabuz.....	17.4	12.51	4.88
Cráter.....	27.7	4.30	23.43
Fundador.....	13.8	13.80	0.00
Arcos.....	9.9	9.93	0.00
Pol.....	10.5	10.53	0.00
Velero.....	10.4	7.10	3.27
<b>Total .....</b>	<b>11,981.7</b>	<b>8,966.25</b>	<b>3,015.53</b>
<b>Reservas probadas de México.....</b>	<b>14,307.7</b>	<b>10,196.30</b>	<b>4,111.4</b>
<b>Porcentaje .....</b>	<b>84%</b>	<b>88%</b>	<b>73%</b>

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

(1) El factor usado para convertir gas seco a barril de crudo equivalente es 5.201 Mpc de gas seco por barril de petróleo crudo equivalente.

(2) Localizaciones no desarrolladas se refiere al número de sitios geográficos o ubicaciones donde un pozo será perforado para producir reservas probadas no desarrolladas.

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		
2006	2007	2008
(en dólares por barril)		
EUA\$4.13	EUA\$4.70	EUA\$ 6.16

Fuente: PEP.

En 2008, el costo unitario de extracción fue de EUA\$6.16 por barril de petróleo crudo equivalente producido, al registrar un incremento de 31.1%, comparado con el costo de extracción de EUA\$4.70 en 2007. Este incremento fue resultado principalmente de la disminución de 9.4 % en la producción total de hidrocarburos, que pasó de 1,601 MMbpce en 2007 a 1,451 MMbpce en 2008, así como por el incremento del 21.0% en los gastos de producción, de \$82.2 mil millones en 2007 a \$99.5 mil millones en 2008, debido al aumento en gastos de mantenimiento y en el valor de las compras de gas.

PEP calcula y revela el costo de extracción de acuerdo con la práctica internacional. El costo de producción o extracción por barril se calcula dividiendo los costos totales de producción (en dólares) entre la producción total de hidrocarburos (en barriles de petróleo crudo equivalente) para el periodo considerado. Los costos de extracción se calculan de conformidad con el SFAS N° 19 "Contabilidad y Reporte Financiero presentado por las Compañías Productoras de Petróleo y Gas".

El costo total de extracción consiste en todos los costos directos e indirectos en los que se haya incurrido para producir petróleo crudo y gas asociados con la operación y mantenimiento de los pozos y el equipo e instalaciones relacionados. Adicionalmente, se consideran los costos de mano de obra relacionados con la operación de los pozos e instalaciones, los costos de los materiales, insumos y combustible consumido, incluyendo el gas utilizado para extraer gas, nitrógeno y otros productos químicos, gastos de reparación, mantenimiento no capitalizable y otros costos, tales como honorarios por servicios generales, la reserva laboral asociada al personal activo, servicios corporativos y gastos de administración indirectos. Excluye gastos que no se hacen en efectivo, tales como amortización de los gastos capitalizables de los pozos, la depreciación de activos fijos, así como los gastos asociados a la distribución y manejo de los hidrocarburos y otros gastos relacionados con las actividades de exploración y perforación.

#### Producción de petróleo crudo y gas natural

En 2008 la producción de petróleo crudo promedió 2,791.6 Mbd, 9.2% menor que la producción diaria promedio en 2007 la cual ascendió a 3,075.7 Mbd. El decremento se debió principalmente a la declinación de la producción en el complejo Cantarell causada por el avance natural de los contactos agua-aceite y gas-aceite, condiciones climatológicas adversas y libranzas, a pesar de un incremento en la producción de petróleo crudo en Ku-Maloob-Zaap. Esto causó que la producción de petróleo crudo pesado disminuyera en 273.7 Mbd, lo cual significa un 13.4% menos que la producción diaria promedio de 2007.

El petróleo crudo puede clasificarse por su contenido de azufre. Los petróleos crudos "amargos" o "pesados" contienen 3.4% ó más proporción de azufre por peso y los petróleos crudos "dulces" o "ligeros" contienen menos del 1.0% de proporción de azufre por peso.

PEP produce cuatro tipos de petróleo crudo:

- Altamira, petróleo crudo pesado;
- Maya, petróleo crudo pesado;
- Istmo, petróleo crudo ligero; y
- Olmeca, petróleo crudo súper ligero.

La mayor parte de la producción de PEP consiste en petróleo crudo Istmo y Maya. En 2008, el 63.3% de la producción total de PEP fue petróleo crudo pesado y el 36.7% fue crudo ligero y súper ligero. Las Regiones Marinas producen principalmente petróleo crudo pesado (75.8% de la producción regional en 2008), aunque también producen volúmenes importantes de petróleo crudo ligero (24.2% de la producción regional). La Región Sur produce principalmente crudo ligero y súper ligero (en conjunto, 97.6% de la producción de esa Región), en tanto que la Región Norte produce petróleo crudo pesado (60.6% de la producción de esa Región) y petróleo crudo ligero y súper ligero (39.4% de la producción de esta Región).

Los campos más productivos de petróleo crudo y gas natural en el Golfo de México están localizados en los complejos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap en la Región Marina Noreste y Chuc, Caan, Sinán e Ixtal en la Región Marina Suroeste. En particular, el complejo Cantarell produjo 1,039.5 Mbd de petróleo crudo en 2008 ó 37.2% de la producción total de petróleo crudo de 2008 y 1,628.5 MMpcd de gas natural ó 23.5% de la producción total de gas natural de 2008.

La siguiente tabla muestra los niveles de producción anual de petróleo crudo para los cinco ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2008.

	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre</b>					<b>2008</b>
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>vs. 2007</b>
	<b>(en Mbd)</b>					<b>(%)</b>
<b>Región Marina</b>						
Petróleo crudo pesado.....	2,412.3	2,330.8	2,173.6	1,975.7	1,701.8	(13.9)
Petróleo crudo ligero.....	<u>416.7</u>	<u>422.5</u>	<u>506.2</u>	<u>547.9</u>	<u>544.0</u>	(0.7)
Total.....	2,829.0	2,753.3	2,679.8	2,523.4	2,245.8	(11.0)
<b>Región Sur</b>						
Petróleo crudo pesado.....	7.1	20.8	14.2	10.7	11.1	3.7
Petróleo crudo ligero.....	<u>465.6</u>	<u>475.7</u>	<u>477.1</u>	<u>454.5</u>	<u>447.6</u>	(1.5)
Total.....	472.7	496.6	491.3	465.2	458.7	(1.4)
<b>Región Norte</b>						
Petróleo crudo pesado.....	38.6	35.4	55.9	53.0	52.8	(0.4)
Petróleo crudo ligero.....	<u>42.6</u>	<u>48.1</u>	<u>28.6</u>	<u>33.9</u>	<u>34.3</u>	1.2
Total.....	81.2	83.5	84.5	86.9	87.1	0.2
Total de petróleo crudo pesado...	2,458.0	2,387.0	2,243.8	2,039.4	1,765.7	13.4
Total de petróleo crudo ligero.....	<u>924.9</u>	<u>946.4</u>	<u>1,011.8</u>	<u>1,036.3</u>	<u>1,025.9</u>	(1.0)
Total de petróleo crudo.....	<u>3,382.9</u>	<u>3,333.3</u>	<u>3,255.6</u>	<u>3,075.7</u>	<u>2,791.6</u>	(9.2)

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

La siguiente tabla muestra la producción anual de petróleo crudo por región para los cinco ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2008.

	<b>Producción de petróleo crudo</b>					<b>2008 vs. 2007 (%)</b>
	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre</b>					
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	
	<b>(en Mbd)</b>					
<b>Región Norte</b>						
Burgos.....	-	-	-	-	-	
Poza Rica-Altamira ....	79.5	81.6	83.0	85.1	85.0	(0.1)
Veracruz.....	<u>1.7</u>	<u>1.9</u>	<u>1.5</u>	<u>1.8</u>	<u>2.1</u>	16.7
Total.....	81.2	83.5	84.5	86.9	87.1	0.2
<b>Región Sur</b>						
Cinco Presidentes.....	37.7	38.8	39.3	44.6	47.3	6.1
Bellota-Jujo .....	212.3	224.0	219.1	190.0	174.8	(8.0)
Macuspana.....	4.9	5.0	6.6	10.4	15.7	50.9
Muspac.....	36.1	33.3	33.6	33.6	36.1	7.4
Samaria-Luna.....	<u>181.6</u>	<u>195.5</u>	<u>192.7</u>	<u>186.7</u>	<u>184.7</u>	(1.1)
Total.....	472.7	496.6	491.3	465.2	458.6	(1.4)
<b>Región Marina</b>						
Cantarell.....	2,136.4	2,035.3	1,800.9	1,490.5	1,039.5	(30.3)
Ku-Maloob-Zaap .....	304.4	321.7	403.8	527.2	706.1	33.9
Abkatún-Pol-Chuc .....	321.8	299.8	332.2	312.3	308.1	(1.3)
Litoral de Tabasco.....	<u>66.4</u>	<u>96.5</u>	<u>142.9</u>	<u>193.6</u>	<u>192.2</u>	(0.7)
Total.....	<u>2,829.0</u>	<u>2,753.3</u>	<u>2,679.8</u>	<u>2,523.6</u>	<u>2,245.9</u>	(11.0)
Total de petróleo crudo	<u>3,382.9</u>	<u>3,333.3</u>	<u>3,255.6</u>	<u>3,075.7</u>	<u>2,791.7</u>	(9.2)

Fuente: PEP.

La Región Marina está localizada en la plataforma continental y su declive en el Golfo de México. Tiene un área de aproximadamente 550,000 km<sup>2</sup>, incluyendo las aguas territoriales mexicanas a lo largo de las costas de los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y la costa sur del estado de Veracruz. En 2008 el nivel promedio de producción para esta región fue de 2,245.9 Mbd. El área de producción de la Región Marina cuenta con 30 campos petroleros.

La Región Sur cubre un área de aproximadamente 392,000 km<sup>2</sup>, incluyendo los estados de Guerrero, Oaxaca, Chiapas, Tabasco, Yucatán, Quintana Roo, Campeche y Veracruz. En 2008, el promedio de la producción de petróleo crudo, de los 93 campos petroleros localizados en esta región, totalizó 458.6 Mbd.

La Región Norte cubre un área de aproximadamente 1.8 millones de km<sup>2</sup>, 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, Puebla y la plataforma continental en el Golfo de México. En 2008, la producción en la Región Norte totalizó 87.1 Mbd de petróleo crudo y 2,543.9 MMpcd de gas natural. Esta área de producción cuenta con 221 campos petroleros.

La siguiente tabla muestra los niveles de producción anual de gas natural para los cinco ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2008.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2008
	2004	2005	2006	2007	2008	vs. 2007
	(en MMpcd)					(%)
<b>Región Norte</b>						
Burgos.....	1,094.5	1,217.3	1,330.3	1,411.8	1,382.7	(2.1)
Veracruz.....	313.8	499.2	723.3	921.7	956.7	3.8
Poza Rica-Altamira .....	<u>119.5</u>	<u>118.8</u>	<u>174.1</u>	<u>222.5</u>	<u>204.5</u>	(8.1)
Total .....	1,527.8	1,835.2	2,227.6	2,556.0	2,543.9	(0.5)
<b>Región Sur</b>						
Cinco Presidentes .....	67.8	62.8	56.7	61.4	67.5	9.9
Bellota-Jujo .....	276.6	281.9	271.4	239.6	250.7	4.6
Macuspana .....	179.6	167.5	192.9	223.1	260.5	16.8
Muspac .....	558.1	449.2	368.5	310.9	299.5	(3.7)
Samaria-Luna .....	<u>412.9</u>	<u>438.9</u>	<u>462.6</u>	<u>517.6</u>	<u>572.4</u>	10.6
Total .....	1,495.1	1,400.3	1,352.1	1,352.8	1,450.6	7.2
<b>Región Marina</b>						
Cantarell.....	789.1	760.7	717.7	944.9	1,628.5	72.3
Ku-Maloob-Zaap .....	158.4	167.1	202.5	212.2	272.8	28.6
Abkatún-Pol-Chuc.....	456.1	431.8	512.5	544.2	569.0	4.6
Litoral de Tabasco.....	<u>146.5</u>	<u>222.9</u>	<u>343.6</u>	<u>448.4</u>	<u>453.9</u>	1.2
Total.....	<u>1,550.0</u>	<u>1,582.5</u>	<u>1,776.4</u>	<u>2,149.7</u>	<u>2,924.2</u>	36.0
Total gas natural .....	<u>4,572.9</u>	<u>4,818.0</u>	<u>5,356.1</u>	<u>6,058.5</u>	<u>6,918.6</u>	14.2

Fuente: PEP.

En 2008 la Región Norte produjo 2,543.9 MMpcd de gas natural, ó 36.8% del total de la producción de gas natural, lo que representa una disminución del 0.5% en comparación a la producción de gas natural de la Región de 2,556.0 MMpcd en 2007. En 2008 la Región Sur produjo 1,450.6 MMpcd del total de la producción de gas natural, ó 21.0% de la producción total de gas natural, un incremento del 7.2% comparado con la producción de la Región en 2007 de 1,352.8 MMpcd. En 2008 la Región Marina produjo 2,924.2 MMpcd de gas natural, ó 42.3% de la producción total de gas natural, un incremento de 36.0% en comparación a la producción de la Región en 2007 de 2,149.7 MMpcd.

### ***Inversiones en exploración y producción***

En 2008, en términos nominales se invirtieron \$135,672 millones en exploración y producción que comparado con los \$115,563 millones en 2007, representó un incremento del 17.4% en términos nominales. Un componente importante del presupuesto de inversión consistió en los proyectos financiados bajo PIDIREGAS. En 2008, en términos nominales, las erogaciones PIDIREGAS para PEP totalizaron aproximadamente \$169,844 millones, incluyendo \$42,433 millones en erogaciones de mantenimiento, los cuales no son capitalizables bajo las NIFs. Del total de las erogaciones PIDIREGAS para 2008, \$26,010 millones se destinaron al desarrollo de los campos de Ku-Maloob-Zaap, \$38,468 millones a los campos de Cantarell, \$29,814 millones al Programa Estratégico de Gas, \$17,015 millones para el desarrollo de campos de gas natural en Burgos (incluyendo \$4,535 millones del programa de COPF), \$11,183 millones a los campos Antonio J. Bermúdez, \$10,287 millones al proyecto Aceite Terciario del Golfo, \$3,876 millones al proyecto Chuc, \$6,501 millones a los campos Jujo-Tecominoacán y \$3,351 millones a los campos Caan. Durante 2008 las erogaciones en estos nueve proyectos representaron el 86.3% de todas las erogaciones PIDIREGAS en exploración y producción. El restante 13.7%, equivalente a \$23,339 millones en términos nominales, se erogó en los 13 proyectos restantes.

En 2008 las inversiones PIDIREGAS en exploración y producción ascendieron a \$127,411 millones comparados con \$113,542 millones invertidos en 2007, y representan un incremento en la inversión del 12.2%.

*Gasto Programable de Inversión.* Hasta el 31 de diciembre de 2008, además de las inversiones PIDIREGAS, PEP tenía un gasto de inversión denominado Recursos Propios o Programable de Inversión, autorizado por la SHCP y el Congreso de la Unión. En términos nominales, en 2008 el monto de esta inversión fue de \$8,261 millones.

*Presupuesto de Inversión en exploración y producción para 2009.* El presupuesto total de inversión de PEP en 2009 asciende a \$197,734 millones, incluyendo \$46,837 millones de gastos por mantenimiento no capitalizables. El presupuesto de inversión de exploración y producción de 2009 incluye 22 proyectos estratégicos y asciende a un presupuesto total de aproximadamente \$150,897 millones, de los cuales \$9,788 millones están relacionados con COPF. Este presupuesto comparado con \$135,672 millones en 2008, representa un incremento del 11.2%. Aproximadamente \$118,673 millones o el 78.6% de la inversión total en exploración y desarrollo se tiene previsto asignar a inversiones en proyectos de desarrollo de campos y ductos, incluyendo la continuación de ciertos proyectos que se comenzaron en el periodo de 1999 a 2005. Aproximadamente \$32,223 millones o el 21.4% del total se tenía previsto asignar a actividades de exploración.

El presupuesto de inversión para 2009, contempla \$25,050 millones para Ku-Maloob-Zaap, \$40,896 millones para Cantarell, \$31,769 millones para el Programa Estratégico de Gas, \$20,042 millones para Burgos, \$9,882 millones para Antonio J. Bermúdez, \$22,390 millones para Aceite Terciario del Golfo, \$3,403 millones para el proyecto Chuc, \$5,970 millones para el proyecto Jujo-Tecominoacán, \$3,148 millones para el proyecto Caan y \$35,184 millones para los proyectos restantes.

*El presupuesto de inversión en exploración y producción para 2010.* El presupuesto total en gastos de inversión de PEP en 2010 asciende a \$197,781 millones, incluyendo \$36,340 millones por gasto de mantenimiento no capitalizables, El presupuesto de inversión en exploración y producción en 2010 incluye 22 proyectos estratégicos y asciende a un total de \$161,441 millones.

*Tendencias de las inversiones en exploración y producción.* En 2008, en términos nominales, se invirtieron \$24,083 millones en actividades de exploración de PEP y representan el 17.8% de la inversión total de PEP y un incremento del 76.8% en relación con los \$13,624 millones del total de los gastos de inversión de PEP en actividades de exploración invertidos en 2007. Durante 2008 se invirtieron \$111,589 millones, es decir, el 82.2% de la inversión total de PEP en actividades de desarrollo, lo que representa un incremento del 9.5% con respecto a los \$101,939 millones invertidos en las actividades de desarrollo en 2007.

En 2009 se presupuestaron inversiones por \$118,674 millones, o 78.6% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de desarrollo, lo que representa un incremento del 6.3% en términos nominales en relación al 2008. Para las actividades de exploración, se tiene contemplado un presupuesto de \$32,223 millones o sea el 21.4% del total del presupuesto de inversión, lo cual representó un incremento de 33.8% en términos nominales con respecto a los montos que PEP invirtió en actividades de exploración en 2008. En 2010 se espera gastar \$35,174 millones, 21.8% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de exploración, lo cual representa un incremento del 9.2% en términos nominales en relación a la cantidad proyectada para 2009. En 2011, se tiene como expectativa invertir \$23,435 millones, es decir, 17.3% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de exploración, lo cual representa un decremento de 33.4% en términos nominales en relación a la cantidad proyectada para 2010.

El presupuesto de inversión de PEP, como un porcentaje del presupuesto de inversión total de PEMEX, se ha incrementado en los últimos años, de 70.7% en 2003 a 85.2% en 2008. En 2009, se esperaba que esta proporción disminuyera al 83.5%.

La siguiente tabla presenta la tendencia histórica de los gastos de inversión en exploración y desarrollo que se llevaron a cabo durante los 5 años que terminaron el 31 de diciembre de 2008.

### Inversión en exploración y desarrollo 2004-2008

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre <sup>(1)</sup>				
	2004	2005	2006	2007	2008
	(en millones de pesos nominales)				
Exploración.....	\$21,664	\$14,653	\$ 12,960	\$ 13,624	\$ 24,083
Desarrollo.....	69,129	75,794	89,391	101,939	111,589
<b>Total.....</b>	<b><u>\$90,793</u></b>	<b><u>\$90,447</u></b>	<b><u>\$102,351</u></b>	<b><u>\$115,563</u></b>	<b><u>\$135,672</u></b>

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

(1) Cantidades en flujo de efectivo.

Fuente: PEP.

La siguiente tabla presenta las cantidades estimadas del presupuesto para las inversiones en exploración y desarrollo de 2009 a 2012:

### Inversión estimada en exploración y desarrollo 2009-2012

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre <sup>(1)</sup>			
	2009 <sup>(2)</sup>	2010	2011	2012
	(en millones de pesos nominales)			
Exploración <sup>(3)</sup> .....	\$ 32,223	\$ 35,174	\$ 23,435	\$ 20,466
Desarrollo <sup>(3)</sup> .....	118,674	126,267	111,894	94,734
<b>Total.....</b>	<b><u>\$150,897</u></b>	<b><u>\$161,441</u></b>	<b><u>\$135,329</u></b>	<b><u>\$115,200</u></b>

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 2009-2011 se estimaron basados en 2008.

Fuente: PEP.

### ***Inversiones y producción por proyecto***

PEP lleva a cabo actividades de exploración, producción y desarrollo en campos a través de todo México. Los nueve proyectos principales de México son Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, el Programa Estratégico de Gas, Burgos, Antonio J. Bermúdez, Aceite Terciario del Golfo, Chuc, Jujo-Tecominoacán y Caan. A continuación se describen dichos proyectos.

*Proyecto Ku-Maloob-Zaap.* El proyecto de Ku-Maloob-Zaap es uno de los principales productores de petróleo crudo y desempeña un papel importante en la producción de la mezcla de petróleo crudo Maya. Es el segundo proyecto más importante en México, en términos de reservas probadas totales de hidrocarburos y producción de petróleo crudo. Se compone de los campos Bacab, Lum, Ku, Maloob y Zaap y se extiende sobre un área de 149.5 km<sup>2</sup>. Al 31 de diciembre de 2007, se contaba con un total de 139 pozos perforados, de los cuales 108 estaban produciendo. Durante 2007 este proyecto produjo un promedio de 527.3 Mbd de petróleo crudo y 212.2 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 2.4 MMMb de petróleo crudo y 1.2 billones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, este complejo tiene reservas probadas por 2.4 MMMb de petróleo crudo y 1.3 billones de pies cúbicos de gas natural. A la misma fecha, el total de las reservas probadas era de 2.8 MMMbpce, de las cuales 1.8 MMMbpce son desarrolladas.

En términos nominales, las erogaciones PIDIREGAS para este proyecto fueron de \$16,424 millones en 2005, \$26,724 millones en 2006 y \$35,706 millones en 2007. Para 2008 se tenía contemplado que las erogaciones PIDIREGAS alcanzaran \$22,484 millones y que las erogaciones PIDIREGAS totales acumuladas ascendieran aproximadamente a EUA\$10 mil millones. En 2008, PEP invirtió aproximadamente EUA\$ 7 millones para adquirir nitrógeno, para el proyecto de mantenimiento de presión del quinto módulo de la planta criogénica de nitrógeno de Cantarell, la cual empezó a operar en noviembre

de 2006. La Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Production, Storage and Offloading o FPSO) denominada Yùum K'ak'náab (Señor del Mar) también inició operaciones en 2007. Este FPSO es el primero que opera en el Golfo de México y le permite a PEP: 1) incrementar la flexibilidad en la producción en la Región Marina Noreste; 2) mezclar diferentes tipos de petróleo crudo con el objeto de mantener una mezcla tipo Maya y satisfacer el mercado de exportación; 3) maximizar el valor de la producción de la Región Marina Noreste; 4) incrementar la capacidad de almacenaje en 2.2 MMbd; y 5) establecer una posición adicional de venta con una capacidad máxima de 1.2 MMbd. En 2009, PEP espera invertir cerca de EUA\$ 87 millones para adquirir aproximadamente 111 MMMpc de nitrógeno, que se destinarán a los campos de Ku-Maloob-Zaap.

*Proyecto Cantarell.* El complejo Cantarell se ubica en la plataforma continental del Golfo de México. Este complejo incluye los campos Akal, Chac, Ixtoc, Kutz, Nohoch, Sihil y Takin, los cuales se extienden sobre un área de 185.5 km<sup>2</sup>. El campo Akal es considerado uno de los últimos campos petroleros gigantes descubierto en el mundo en las últimas décadas. Al 31 de diciembre de 2007, había un total de 448 pozos perforados, de los cuales 189 eran productores. Durante 2007 el complejo Cantarell fue el principal productor de petróleo crudo en México, al promediar 1,496.5 Mbd de petróleo crudo. Dicha producción fue 16.9% menor a la producción de 2006, la cual fue de 1,800.9 Mbd de petróleo crudo. La producción de gas natural de Cantarell durante 2007 promedió 944.9 MMpcd. Dicha producción fue 31.7% mayor a la producción promedio de gas natural en 2006, la cual fue de 717.7 MMpcd. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 12.7 MMMb de petróleo crudo y 5.3 billones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, las reservas probadas de petróleo crudo eran de 3.4 MMMb y las de gas natural eran de 2.3 billones de pies cúbicos. Al 31 de diciembre de 2007, las reservas probadas totales alcanzaron los 4.0 MMMbpce, de las cuales 3.4 MMMbpce son desarrolladas.

En términos nominales, las erogaciones PIDIREGAS que PEP realizó para desarrollar los yacimientos en la Región Marina ascendieron a \$25,030 millones en 2005, \$25,992 millones en 2006 y \$29,049 millones en 2007. Para 2008, se presupuestaron \$48,350 millones para erogaciones PIDIREGAS en el complejo Cantarell. Para fines de 2008, se esperaba que las erogaciones PIDIREGAS acumuladas en el complejo Cantarell ascendieran a EUA\$27.6 mil millones aproximadamente.

El 10 de octubre de 1997, se adjudicó un contrato para construir, ser propietario y operar una planta criogénica de nitrógeno en el complejo 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 inició operaciones en 2000 y costó aproximadamente \$10,131 millones en términos nominales. Según los términos del contrato inicial, PEP tiene el derecho y la obligación de adquirir la planta de nitrógeno en caso de fuerza mayor, caso fortuito o que PEP caiga en incumplimiento del contrato. Bajo los términos del contrato, PEP se ha comprometido a comprarle al consorcio 1.2 MMMpcd de nitrógeno durante un periodo de 15 años. Este volumen disminuirá paulatinamente, usándose parte de este nitrógeno en el Proyecto Ku-Maloob-Zaap.

Durante 2008, PEP pagó conforme a lo acordado en el contrato aproximadamente EUA\$178 millones por un volumen total de aproximadamente 523 MMMpc de nitrógeno, el cual se destinó al complejo Cantarell. En 2009, PEP espera pagar aproximadamente EUA\$ 65 millones bajo este contrato por un volumen total de aproximadamente 436 MMMpc de nitrógeno para el complejo Cantarell.

*Programa Estratégico de Gas (PEG).* En 2001, PEP inició un proyecto a nueve años con una erogación de EUA\$8,105 millones, llamado Programa Estratégico de Gas. A partir de la identificación de un crecimiento acelerado en la demanda de gas natural en el mediano y largo plazo superior al crecimiento de la oferta, fue necesario replantear la política nacional energética, haciéndose necesario plantear acciones encaminadas a disminuir el déficit previsto en el mercado del gas natural. Con la meta de solventar el déficit de gas natural, PEP identificó y seleccionó una cartera de opciones de inversión con posibilidades de contribuir a incrementar la producción de gas. El desarrollo de los campos y la optimización de la producción representarán el 76% del programa de las erogaciones, con la meta de incrementar la producción de gas natural a 2,308 MMpcd para 2015. Las actividades de exploración representarán el 12% del programa de las erogaciones, con la meta de incrementar las reservas probadas en doce diferentes proyectos de exploración de gas natural y de gas integral. El desarrollo de los campos recién descubiertos representa el 12% del programa de erogaciones. Los proyectos Veracruz y Crudo Ligerito Marino en la Región Norte y en la Región Marina Suroeste son los proyectos más importantes del programa, respectivamente.

- *Proyecto Veracruz.* Por su producción, es el segundo proyecto más importante de gas no asociado de México. Se localiza en la margen Occidental del Golfo de México, en la parte central del Estado de Veracruz. Durante el año 2007, aportó un promedio de 0.9 MMMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada ascendió a un total de 2.0 billones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas de hidrocarburos totalizaron 1.0 billón de pies cúbicos de gas natural y 214.6 MMbpce. Adicionalmente, las reservas desarrolladas ascendieron a un total de 1.0 billón de pies cúbicos de gas natural y 200.0 MMbpce. Entre los campos más importantes de este proyecto destacan Lizamba y Papán.
- *Lizamba:* Este campo abarca un área de 40 km<sup>2</sup>. Durante el año 2007 aportó un promedio de 242.8 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007 se había perforado un total de 51 pozos, de los cuales 37 se encontraban en operación. A la misma fecha, las reservas probadas del campo ascienden a 320.9 MMMpc de gas natural y 61.7 MMbpce, con la totalidad de estas reservas clasificadas como desarrolladas.
- *Papán:* Es uno de los últimos descubrimientos del Proyecto Veracruz, ocurrido en el año 2005. El campo comprende un área de 29.4 km<sup>2</sup>. El 15 de junio de 2007 inició su producción, alcanzando un promedio de 57.2 MMpcd de gas natural. Hasta diciembre de 2007 se había perforado un total de 18 pozos, de los cuales nueve se encontraban en operación y los nueve pozos restantes se terminaron en abril de 2008. Sus respectivos gasoductos se terminaron en junio de 2008. Al 31 de diciembre de 2007, las reservas probadas del campo ascendían a 267.4 MMMpc de gas natural y 51.4 MMbpce, de las cuales 240.9 MMMpc de gas natural y 46.3 MMbpce son reservas probadas desarrolladas.
- *Proyecto Crudo Ligerito Marino.* El Proyecto Crudo Ligerito Marino se ubica sobre la Plataforma Continental del Golfo de México frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, a 76 kilómetros al noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, en Paraíso, Tabasco. Está integrado por los campos Bolontikú, Citam, Hayabil, Ichalkil, Kab, Kix, May, Men, Misón, Nak, Sinán y Yum, pertenecientes a la Región Marina Suroeste. Al 31 de diciembre de 2007, se había perforado un total de 59 pozos, de los cuales 26 estaban produciendo al cierre de dicho año. Aproximadamente en la mitad de los campos de este proyecto no se ha concluido la etapa de desarrollo. Durante 2007, la producción promedio ascendió a 156.7 Mbd de petróleo crudo y a 382.3 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada ascendió a 131.3 MMb de petróleo crudo y 327.6 MMMpc de gas natural. El proyecto cuenta con reservas probadas de hidrocarburos por 282.8 MMb de petróleo crudo y 1.0 billón de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas es de 535.0 MMbpce, de las cuales 272.5 MMbpce son desarrolladas.
- En términos nominales, PEP erogó en PIDIREGAS \$20,635 millones en 2005, \$23,420 millones en 2006 y \$23,401 millones en 2007. Para 2008, se tenía contemplado erogar en PIDIREGAS \$27,897 millones, lo que llevaría la erogación total PIDIREGAS en el programa a aproximadamente EUA\$13.5 mil millones al 31 de diciembre de 2008.
- Durante el periodo de 2003 a 2007, la producción promedio fue de 1.3 MMMpcd de gas natural. Desde 2003, 143 pozos exploratorios demostraron el potencial de gas existente tanto en la zona terrestre como marina, dando como resultado una tasa de éxito exploratorio del 48%. Durante 2007, se descubrieron cuatro campos y un yacimiento en la cuenca de Veracruz, a través de los pozos Barajas-1, Castell-1, Jaf-1, Obertura-1 y Quetzalli-1, que juntos adicionaron un conglomerado de 34.3 MMMpc de gas natural a las reservas probadas. El desarrollo se ha enfocado en el campo May, en donde se adicionaron 166.7 MMbpce de la producción de los pozos May-7, -38 y -51.

*Proyecto Burgos.* Es el proyecto más importante de México, en lo que a producción de gas no asociado se refiere. Los campos produjeron el 11% de la producción total de gas natural en 1997. El proyecto se encuentra ubicado en el Noreste de México. En 1997 PEP inició un proyecto de desarrollo a 15 años de los campos de gas natural de Burgos. Se espera que el proyecto Burgos facilite satisfacer la creciente demanda nacional de gas natural. Se otorgaron tres contratos principales de llave en mano a

Dowell-Schlumberger México (EUA\$108 millones), Industrial Perforadora de Campeche, S.A. de C.V. (EUA\$96.4 millones) y Halliburton International, Inc. (EUA\$71 millones) para este proyecto.

Durante el año 2007 produjo un promedio de 1.4 MMMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de ese año, se habían perforado un total de 6,304 pozos, de los cuales 2,801 se encontraban operando. Los campos más importantes, de acuerdo a su producción durante 2007, fueron: Arcabuz-Culebra, Cuitláhuac, Velero, Fundador y Arcos, los que en conjunto aportaron el 43.8% de la producción total del proyecto.

- *Arcabuz-Culebra.* Este campo abarca un área de 380 km<sup>2</sup>. Al 31 de diciembre de 2007, había un total de 831 pozos perforados, de los cuales 666 se encontraban produciendo. Durante 2007, el campo produjo un promedio de 257.1 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 1.5 billones de pies cúbicos de gas natural y las reservas probadas totalizaron 256.8 MMMpc de gas natural, de las cuales 194.0 MMMpc son desarrolladas.
- *Cuitláhuac.* Este campo abarca un área de 210 km<sup>2</sup>. Al 31 de diciembre de 2007, existían 349 pozos perforados, de los cuales 219 se encontraban produciendo. Durante 2007 el campo produjo un promedio de 97.0 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 515.1 MMMpc de gas natural y las reservas probadas totalizaron 155.3 MMMpc de gas natural, de las cuales 113.1 MMMpc son desarrolladas.
- *Velero.* Este campo abarca un área de 58 km<sup>2</sup>. Hasta el 31 de diciembre de 2007 se había perforado un total de 175 pozos, de los cuales 136 se encontraban operando. La producción promedio del campo fue de 113.1 MMpcd de gas natural y la producción acumulada, al cierre de 2007, ascendió a 156.2 MMMpc de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, las reservas probadas fueron de 58.7 MMMpc de gas natural, de las cuales 51.0 MMMpc son desarrolladas.
- *Arcos.* Este campo abarca un área de 45 km<sup>2</sup>. Al 31 de diciembre de 2007, había un total de 187 pozos perforados en esta área, de los cuales 138 se encontraban produciendo. Durante 2007, el campo produjo un promedio de 64.2 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 574.3 MMMpc de gas natural y las reservas probadas ascendieron a 64.0 MMMpc de gas natural, cuya totalidad son desarrolladas.
- *Fundador.* Este campo comprende un área de 4.1 km<sup>2</sup>. Hasta el 31 de diciembre de 2007, se había perforado un total de 22 pozos, todos los cuales se encontraban operando. Durante 2007 la producción promedio del campo fue de 86.4 MMpcd de gas natural y la producción acumulada, al cierre de 2007, ascendió a 91.4 MMMpc de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, las reservas probadas fueron de 59.9 MMMpc de gas natural, con la totalidad de ellas clasificadas como probadas desarrolladas.

De 2003 a 2007, las actividades de exploración y reclasificación de reservas incrementaron las reservas probadas estimadas en 470.5 MMbpce y la producción en este periodo fue de 457.3 MMbpce. Durante 2007 las reservas decrecieron en 49.5 MMbpce, de 459.5 MMbpce en 2006 a 410.0 MMbpce en 2007.

En términos nominales, la erogación en PIDIREGAS para el proyecto Burgos fue de \$12,439 millones en 2005, \$15,726 millones en 2006 y \$14,622 millones en 2007 (incluyendo los COPF). Para 2008, se tenía contemplado que las erogaciones en PIDIREGAS en este proyecto alcanzarán los \$16,512 millones y que las erogaciones totales acumuladas en PIDIREGAS fueran aproximadamente de EUA\$11.7 mil millones.

*Complejo Antonio J. Bermúdez.* En 2002 se empezó a invertir en el proyecto Antonio J. Bermúdez, el principal PIDIREGAS en la Región Sur y el tercero más grande en México. Este proyecto está diseñado para acelerar la recuperación de reservas, así como incrementar el factor de recuperación, perforando para ello pozos adicionales e implementando un sistema de mantenimiento de la presión. Incluye los campos Samaria, Cunduacán, Oxiacaque, Iríde, Platanal y Carrizo y abarca un área de 192 km<sup>2</sup>. Al 31 de diciembre de 2007, había 453 pozos perforados, de los cuales 118 se encontraban produciendo.

Durante 2007 el complejo produjo un promedio de 129.5 Mbd de petróleo crudo y 329.1 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 2.7 MMMb de petróleo crudo y 3.8 billones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas son de 1.2 MMMb de petróleo crudo y 2.5 billones de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas asciende a 1.8 MMMbpce al 31 de diciembre de 2007, de los cuales 1.1 MMMbpce son desarrolladas.

En términos nominales, se erogaron en PIDIREGAS \$7,045 millones en 2005, \$6,908 millones en 2006 y \$8,484 millones en 2007 en el proyecto Antonio J. Bermúdez. Para 2008, se tenía contemplado que las erogaciones en PIDIREGAS en este proyecto alcanzaran los \$9,628 millones y que las erogaciones totales acumuladas alcanzaran aproximadamente EUA\$3.9 mil millones. En marzo de 2005, se celebró un contrato con Praxair México, S.R.L. de C.V. para construir, ser propietario y operar una planta criogénica de nitrógeno. Se esperaba que la construcción de la planta se terminara en agosto de 2008. Después de que se terminara con las pruebas correspondientes, que se esperaba fueran en septiembre de 2008, se comenzaría con la inyección de 190 MMpcd de nitrógeno. Se pagaría aproximadamente EUA\$3.7 millones mensuales por este volumen de nitrógeno de acuerdo al contrato para mantener la presión. Se planeaba inyectar el mismo volumen de 2008 a 2022.

*Proyecto Aceite Terciario del Golfo (anteriormente Paleocanal de Chicontepec).* El proyecto Aceite Terciario del Golfo está ubicado en la Región Norte y cubre un área de 3,731 km<sup>2</sup> y está dividido en ocho sectores, conteniendo 29 campos. Al 31 de diciembre de 2007, había un total de 1,608 pozos perforados, 590 de los cuales se encontraban produciendo. Durante 2007, este complejo de campos produjo un promedio de 22.4 Mbd de petróleo crudo y 27.1 MMpcd de gas natural. A la misma fecha, la producción acumulada fue de 149.4 MMb de petróleo crudo y 250.8 MMMpc de gas natural. Las reservas probadas de hidrocarburos ascendieron a 481.6 MMb de petróleo crudo y 707.4 MMMpc de gas natural al 31 de diciembre de 2007. A la misma fecha, las reservas probadas totales fueron de 625.9 MMbpce, de los cuales 22.7 MMbpce fueron desarrolladas.

En términos nominales, las erogaciones PIDIREGAS para el proyecto Aceite Terciario de Golfo fueron de \$4,938 millones en 2007. Para 2008, se tenía contemplado que las erogaciones PIDIREGAS para este proyecto fueran de \$15,988 millones y que la inversión total acumulada fuera de aproximadamente EUA\$1.9 mil millones.

*Proyecto 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. Los campos del proyecto están ubicados en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, entre 20 y 100 isobatas, aproximadamente a 132 kilómetros de la Terminal de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco y 79 kilómetros al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche. Los campos del proyecto incluyen a Batab, Ché, Chuc, Chuhuk, Etkal, Homol, Kuil, Onel, Pokoch, Pol, Tumut, Uchak y Wayil. En enero de 2007 los proyectos Pol y Batab se fusionaron en el proyecto Chuc. Al 31 de diciembre de 2007, se perforaron 84 pozos, de los cuales 35 se encontraban produciendo. Durante 2007, la producción promedio alcanzó 111.6 Mbd de petróleo crudo y 124.6 MMpcd de gas natural. La producción acumulada alcanzó 1.8 MMMb de petróleo crudo y 1.8 billones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas de hidrocarburos alcanzaron 199.3 MMb de petróleo crudo y 499.7 MMMpc de gas natural o un total de 307.0 MMbpce. Al 31 de diciembre de 2007, las reservas totales probadas desarrolladas fueron de 115.9 MMbpce.

Se erogaron en PIDIREGAS, en términos nominales, \$2,266 millones en 2005, \$3,150 millones en 2006 y \$3,702 millones en 2007 para los proyectos Chuc, Pol y Batab. En 2008 se anticipaba que las erogaciones PIDIREGAS en el proyecto Chuc alcanzaran los \$3,442 millones y que las erogaciones PIDIREGAS totales acumuladas alcanzaran aproximadamente EUA\$1.9 mil millones.

*Proyecto Jujo-Tecominoacán.* El proyecto Jujo-Tecominoacán es el segundo mayor productor de petróleo crudo en la Región Sur y es el séptimo mayor productor en México, cubriendo un área de 82 km<sup>2</sup> y lo ha explotado PEP desde 1980. A partir de 2002, las inversiones en los campos de Jujo-Tecominoacán se han enfocado en mantener la producción de petróleo, perforando para ello pozos adicionales e implementando programas de mantenimiento.

Al 31 de diciembre de 2007, había un total de 146 pozos perforados, de los cuales 55 estaban produciendo. Durante 2007 el proyecto produjo un promedio de 74.4 Mbd de petróleo crudo y 86.7 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 1.1 MMMb de petróleo crudo y 1.4 billones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas alcanzaron 596.2 MMb de petróleo

crudo y 1.3 billones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, las reservas probadas totales fueron de 934.6 MMbpce, de las cuales 534.4 MMbpce son reservas probadas desarrolladas.

Se implementó un programa de mantenimiento de presión en 2003, que incluía la inyección de gas natural al campo. La cantidad promedio que se inyectó fue de 70 MMpcd de octubre de 2006 a octubre de 2007. El 30 de noviembre de 2007, se inició la inyección de 90 MMpcd. El costo del suministro del nitrógeno por 10 años es de \$488.2 millones y EUA\$204 millones.

En términos nominales se erogaron en PIDIREGAS \$2,340 millones en 2005, \$2,943 millones en 2006 y \$3,696 millones en 2007 para el proyecto Jujo-Tecominoacán. En 2008 se tenía contemplado erogar en PIDIREGAS \$5,035 millones, sumando una erogación total de aproximadamente EUA\$1.6 mil millones en PIDIREGAS.

*Proyecto Caan.* Este proyecto se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, entre las 20 y 70 isobatas, aproximadamente a 142 kilómetros de la Terminal Marítima de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco y aproximadamente a 79 kilómetros al noreste de la Ciudad del Carmen, Campeche. Este proyecto incluye los campos Caan, Abkatún, Kanaab y Taratunich, que son instalaciones de complejos marinos y son estratégicas para administrar la producción en la Región Marina Suroeste.

Al 31 de diciembre de 2007, se contaba con un total de 206 pozos perforados, de los cuales 41 pozos se encontraban produciendo. Durante 2007 la producción promedio alcanzó los 131.4 Mbd de petróleo crudo y 283.5 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2007, la producción acumulada fue de 3,269.5 MMB de petróleo crudo y 3.6 billones de pies cúbicos de gas natural. Tiene reservas probadas de hidrocarburos por 138.5 MMB de petróleo crudo y 366.5 MMMpc de gas natural. El total de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2007, fue de 219.5 MMbpce, todas desarrolladas.

En términos nominales se erogaron en PIDIREGAS \$1,808 millones en 2005, \$2,241 millones en 2006 y \$2,494 millones en 2007 para el proyecto Caan. En 2008 se tenía contemplado erogar en PIDIREGAS \$2,741 millones, sumando una erogación total en PIDIREGAS de aproximadamente EUA\$1.7 mil millones.

### **Ventas de petróleo crudo**

Durante 2008, el consumo interno de petróleo crudo fue de aproximadamente 1,347 Mbd, lo cual representó el 48% 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 3)b)A.(v)-"Comercio internacional"*). El petróleo crudo Maya representó el 88% del volumen de petróleo crudo exportado por PMI en 2008, pero sólo representó el 38% del consumo interno. La siguiente tabla muestra la distribución del petróleo crudo:

#### **Distribución del Petróleo Crudo**

	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre</b>					<b>2008</b>
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>vs. 2007</b>
			<b>(en Mbd)</b>			<b>(%)</b>
<b>Producción</b> .....	3,382.9	3,333.3	3,255.6	3,075.7	2,791.6	(9.2)
<b>Distribución</b>						
Refinerías .....	1,257.9	1,274.9	1,242.1	1,230.9	1,216.2	(1.2)
Productos bajo contratos de procesamiento <sup>(1)</sup> .....	97.4	81.4	80.2	0.0	0.0	0.0
Petroquímicos .....	133.8	131.0	122.3	125.5	131.1	4.5
Exportaciones .....	<u>1,873.6</u>	<u>1,832.6</u>	<u>1,789.1</u>	<u>1,701.3</u>	<u>1,406.9</u>	(17.3)
Total .....	<u>3,362.7</u>	<u>3,319.9</u>	<u>3,233.7</u>	<u>3,057.8</u>	<u>2,754.2</u>	(9.9)
<b>Cambios en el inventario, diferencias estadísticas<sup>(2)</sup></b> .....	20.3	13.4	21.8	17.9	37.4	108.9

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

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

(2) Inconsistencias en la medición, merma y fugas.

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**

La quema del gas producido, que consiste en la quema de los vapores combustibles de desecho de un pozo, ya sea como una forma de deposición o como una medida de seguridad para liberar la presión de los pozos, es considerado una de las más importantes fuentes de emisiones aéreas de las instalaciones de petróleo y gas en zonas marinas. En 2008, la quema de gas representó el 19.3% de la producción total de gas natural, lo cual significa un incremento con respecto a 2007, cuando la quema de gas representó el 9.0% de la producción total de gas natural. Este incremento obedece a problemas operativos y al mantenimiento de los equipos de compresión en plataformas, al incremento de producción de gas con alto contenido de nitrógeno de la Región Marina Noreste, a las libranzas en la línea 3 de Atasta a Ciudad Pemex para corrección de anomalías y en Akal C4, C6, C7 y C8 para mantenimiento integral; así como a la contingencia ocasionada por las explosiones en los gasoductos de 30" y 48" de diámetro de PGPB. Es importante señalar que el envío de gas a la atmósfera disminuyó durante diciembre de 2008, debido a la instalación de dos turbocompresores para inyección de gas amargo en la Región Marina Noreste. La meta de PEP es reducir el envío de gas a 3% al final de 2009.

### **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 2008 esta red de ductos consistía aproximadamente de 36,456 kilómetros de ductos, de los cuales 3,559 kilómetros se localizaban en la Región Marina, 12,111 kilómetros se ubicaban en la Región Sur y 20,786 kilómetros estaban en la Región Norte. Para una descripción de los productos transportados en la red de ductos (*Ver 3)b)B.— "Transporte y distribución"*).

### **Contratos de Obra Pública Financiada**

El programa de los COPF (anteriormente conocidos como programa de Contratos de Servicios Múltiples) fue presentado en diciembre de 2001. Su objetivo es contar con un esquema contractual para la ejecución eficiente de obras públicas a fin de incrementar la capacidad de ejecución y financiera de PEMEX para la producción de hidrocarburos de México. Los COPF son contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios que integran diversos servicios en un sólo contrato. PEP mantiene la propiedad de todos los hidrocarburos extraídos y de todas las obras realizadas bajo cada COPF.

La convocatoria de dos rondas para la licitación de COPF para ejecutar obras y servicios necesarios para la producción de gas natural no asociado en 8 bloques de la cuenca de Burgos se llevaron a cabo en julio de 2003 y en la segunda mitad de 2004, respectivamente. El 10 de agosto de 2006, se lanzó la convocatoria para la licitación de la tercera ronda de COPF para ejecutar obras y servicios en la cuenca de Burgos. Durante 2007, se otorgaron dos contratos para los bloques de Nejo y Monclova, pero no se recibió ninguna propuesta para el contrato del bloque Euro.

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

<b>Bloque</b>	<b>Fecha de firma del contrato</b>	<b>Contratista</b>	<b>Monto del contrato (millones de dólares)</b>
<b>Reynosa-Monterrey..</b>	14 de noviembre de 2003	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	EUA\$2,437.0
<b>Cuervito.....</b>	21 de noviembre de 2003	PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V., un consorcio integrado por Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras), Teikoku Oil Co., Ltd. y D&S Petroleum	260.0
<b>Misión.....</b>	28 de noviembre de 2003	Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., un consorcio integrado por Tecpetrol (una subsidiaria del Grupo Techint) e Industrial Perforadora de Campeche S.A. de C.V.	1,036.0
<b>Fronterizo.....</b>	8 de diciembre de 2003	PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V., un consorcio integrado por Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras), Teikoku Oil Co., Ltd. y D&S Petroleum	265.0
<b>Olmos.....</b>	9 de febrero de 2004	Lewis Energy México, S. de R.L. de C.V.	344.0
<b>Pandura-Anáhuac.....</b>	9 de diciembre de 2004	Industrial Perforadora de Campeche S.A. de C.V. y Compañía de Desarrollo y Servicios Petroleros, S.A. de C.V.	900.0
<b>Pirineo.....</b>	23 de marzo de 2005	Monclova Pirineo Gas, S. de R.L. de C.V., un consorcio integrado por Constructora Industrial Monclova, Materiales la Gloria, Alianz Petroleum, Steel Serv., Suelopetrol, NCT, Estudios y Proyectos y Petrotesting Colombia	645.0
<b>Nejo.....</b>	3 de abril de 2007	Iberoamericana de Hidrocarburos,S.A. de C.V.	911.5
<b>Monclova.....</b>	20 de abril de 2007	GPA Energy, S.A. de C.V.	433.5
<b>Burgos VII.....</b>	12 de mayo de 2008	Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V. y OFS Servicios, S.A. de C.V.	<u>1,554.0</u>
<b>Total</b>			<b><u>EUA\$8,786.0</u></b>

Fuente: PEP.

Al 31 de diciembre de 2008, nueve contratos habían sido adjudicados bajo el programa de COPF por un monto de EUA\$8,786.0 millones.

Durante 2007, a través del programa de COPF, entre otros proyectos, se perforaron 52 pozos, 55 pozos fueron terminados y se adquirieron 1,392 km<sup>2</sup> de información sísmica en tercera dimensión. Las obras ejecutadas en 2007 representaron una inversión aproximada de EUA\$275 millones. Al cierre del año

2007, la producción de gas natural de los nueve bloques que se mencionan en el cuadro anterior alcanzó 236 MMpcd.

Existe un proceso judicial pendiente de resolver en relación con el programa de COPF (Ver 3)b)K.—“Procesos judiciales, administrativos o arbitrales”).

### **Convenios de colaboración**

Durante 2007, PEP celebró convenios científicos y de tecnología no comerciales con Statoil, Royal Dutch Shell, Petrobras, Chevron y Nexen. A través de estos convenios, PEMEX busca incrementar sus conocimientos técnicos y científicos en áreas tales como la exploración y perforación en aguas profundas, mejorar los procesos de recuperación de petróleo, tales como la inyección de aire y la caracterización de los yacimientos de las estructuras complejas. Estos convenios amplios de colaboración tecnológica y científica son estrictamente no comerciales, es decir, no hay transferencia de recursos entre las partes.

## **(ii) Refinación**

### **Procesos y capacidad de refinación**

Los procesos de producción 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, que se produce llevando a punto de ebullición el petróleo crudo.
- **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.** – 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 iso-octano. 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				
	2004	2005	2006	2007	2008
	(en Mbd)				
<b>Proceso de Producción</b>					
Destilación atmosférica de crudo .....	1,540.0	1,540.0	1,540.0	1,540.0	1,540.0
Destilación al vacío .....	768.4	768.4	754.0	754.0	754.0
Desintegración catalítica y térmica .....	374.5	374.5	380.5	380.5	380.5
Reducción de viscosidad .....	141.0	141.0	91.0	91.0	91.0
Reformación de naftas .....	301.3	301.3	279.3	279.3	279.3
Hidrodesulfuración .....	987.1	987.1	926.1	926.1	926.1
Alquilación e isomerización .....	143.9	143.9	152.5	152.5	128.5
Coquización .....	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Base de Datos Institucional (PEMEX BDI).

En 2008, PR operó sus seis refinерías: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula. Las refinерías 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 hidrotatamiento. Durante 2008, las refinерías procesaron 1,261 Mbd de petróleo crudo (208 Mbd en Cadereyta, 152 Mbd en Madero, 162 Mbd en Minatitlán, 192 Mbd en Salamanca, 279 Mbd en Salina Cruz y 267 Mbd en Tula), de los cuales 710 Mbd fueron de crudo Olmeca e Istmo y 551 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 refinерía 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 refinерía y son dueños del 50% de la producción de la refinерía. 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 refinерía de Deer Park en abril de 2001, con lo que aumentó la capacidad de la refinерía en 60 Mbd, ubicándose en 340 Mbd. El proyecto incluyó la ampliación de la unidad coquizadora existente de la refinерía, una nueva planta de azufre y mejoras a las plantas de destilación de crudo y de hidrotatamiento 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 1,306.9 Mbd de productos refinados en 2008 (incluyendo el gas seco, subproducto del proceso de refinación), un decremento de 0.4% en comparación con el nivel de 2007 de 1,312.4 Mbd.

La siguiente tabla muestra, por categoría, la producción de PR de productos petrolíferos de 2004 al 2008:

<b>Producción de PR</b>						
<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre</b>						
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2008 vs. 2007 (%)</b>
	<b>(en Mbd)</b>					
<b>Proceso de Petróleo Crudo</b>						
Total .....	1,303.4	1,284.4	1,284.2	1,269.8	1,261.0	(0.7)
<b>Elaboración</b>						
Gas licuado .....	28.0	30.6	25.4	26.6	25.9	(2.6)
Gasolinas						
Nova (con plomo)/Base ....	3.9	4.8	7.5	4.5	6.5	44.4
Pemex Magna .....	418.5	412.0	413.7	425.7	418.7	(1.6)
Pemex Premium .....	43.8	38.2	35.0	26.1	25.4	(2.7)
Otras .....	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Total .....	466.7	455.1	456.2	456.4	450.7	(1.2)
Querosenos						
Turbosina .....	62.1	63.3	64.8	66.3	64.0	(3.5)
Total .....	62.1	63.3	64.8	66.3	64.0	(3.5)
Diesel						
Pemex Diesel .....	319.6	312.3	318.3	326.2	336.1	3.0
Desulfurado .....	-	-	-	-	-	-
Otros .....	5.1	5.9	9.8	7.8	7.4	(5.1)
Total .....	324.7	318.2	328.1	334.0	343.5	2.8
Combustóleo .....	368.0	350.8	325.2	301.5	288.7	(4.2)
Otros productos						
Asfaltos .....	27.2	29.3	32.3	31.9	34.3	7.5
Lubricantes .....	5.4	5.2	5.1	5.2	5.1	(1.9)
Parafinas .....	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	(9.1)
Gas seco .....	49.9	51.9	56.7	55.2	54.9	(0.5)
Otros <sup>(1)</sup> .....	28.2	32.8	34.8	34.2	38.8	13.5
Total .....	111.7	120.2	129.9	127.6	134.1	5.1
<b>Total de productos refinados</b>	<b>1,361.2</b>	<b>1,338.3</b>	<b>1,329.7</b>	<b>1,312.4</b>	<b>1,306.9</b>	<b>(0.4)</b>

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

(1) Incluye aeroflex 1-2, coque y extracto furfural, así como petróleo crudo ligero cíclico a partir de 2005.

Fuente: PEMEX BDI.

El combustóleo, las gasolinas automotrices y el diesel representaron la mayor parte de la producción de PR. En 2008, el combustóleo representó el 22%, las gasolinas el 34% y el diesel el 26% 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 94% en 2003 al 98% en 2008. También se promueve el gas licuado de petróleo como un sustituto de la gasolina en los vehículos motorizados, que no es dañino para el medio ambiente.

### **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 periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2008, el valor de las ventas en el país de productos refinados de PR fue el siguiente:

**Valor de las Ventas en el País<sup>(1)</sup>**

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2008 vs. 2007
	2004 <sup>(2)</sup>	2005 <sup>(2)</sup>	2006 <sup>(2)</sup>	2007 <sup>(2)</sup>	2008	
	(en millones de pesos) <sup>(c)</sup>					(%)
<b>Productos petrolíferos</b>						
Gasolinas						
Pemex Magna .....	\$ 130,964.6	\$ 162,803.3	\$ 188,101.3	\$ 209,006.5	\$231,071.4	10.6
Pemex Premium .....	30,781.5	36,554.3	41,929.7	38,331.9	34,909.6	(8.9)
Gasaviones .....	133.5	185.7	187.2	212.9	236.9	11.3
Otras .....	101.4	66.1	97.9	74.1	69.0	(6.9)
Total .....	<u>161,981.0</u>	<u>199,609.3</u>	<u>230,316.1</u>	<u>247,625.4</u>	<u>266,286.8</u>	7.5
Querosenos						
Turbosina .....	12,217.4	17,534.9	19,607.4	23,369.3	31,936.4	36.7
Otros querosenos .....	145.6	159.2	199.5	183.2	101.9	(44.4)
Total .....	<u>12,362.8</u>	<u>17,694.0</u>	<u>19,807.1</u>	<u>23,552.5</u>	<u>32,038.3</u>	36.0
Diesel						
Pemex Diesel .....	57,651.1	72,351.9	78,894.3	84,752.0	96,434.7	13.8
Otros .....	10,930.1	12,655.7	12,801.3	12,168.2	14,990.0	23.2
Total .....	<u>68,581.2</u>	<u>85,007.6</u>	<u>91,695.6</u>	<u>96,920.1</u>	<u>111,424.7</u>	15.0
Combustóleo						
Total .....	35,174.4	42,668.4	44,926.5	42,395.7	61,670.2	45.5
Otros productos						
Asfaltos .....	3,188.2	3,820.1	5,976.0	6,107.4	11,492.9	88.2
Lubricantes .....	1,388.9	1,658.7	2,137.3	2,167.9	3,318.1	53.1
Parafinas .....	161.4	217.4	233.7	247.7	371.6	50.0
Otros <sup>(3)</sup> .....	36.4	50.4	82.8	98.0	112.7	15.0
Total .....	<u>4,775.0</u>	<u>5,746.5</u>	<u>8,429.7</u>	<u>8,621.1</u>	<u>15,295.3</u>	77.4
Total petrolíferos .....	<u>\$ 282,874.6</u>	<u>\$ 350,725.8</u>	<u>\$ 395,175.0</u>	<u>\$ 419,114.8</u>	<u>\$ 486,715.3</u>	16.1
<b>Petroquímicos<sup>(4)</sup></b> .....	\$ 1,882.8	\$ 2,236.9	\$ 2,540.6	\$ 2,508.1	3,288.4	31.1

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

(1) Excluye el IEPS y el IVA. (Ver 3)b)E. —“Situación tributaria”.

(2) Se han recalculado los montos a pesos constantes del 31 de diciembre de 2007 aplicando para ello los factores de inflación, medidos por el INPC, del año correspondiente hasta el 31 de diciembre de 2007. Para los 4 años finalizados el 31 de diciembre de 2007, 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.

(4) Únicamente productos petroquímicos producidos por PR.

Fuente: PEMEX BDI.

Los mayores consumidores de combustibles en México son la CFE y los Organismos Subsidiarios. La CFE consumió aproximadamente el 80% de las ventas de combustóleo durante 2008, en cumplimiento con un contrato de suministro de combustóleo celebrado en noviembre de 1995 y modificado a partir del 1 de enero de 2005. De conformidad con esta modificación, la cantidad mínima de combustóleo que PEMEX acordó suministrarle a la CFE es de 149.3 Mbd de combustóleo, de acuerdo con la capacidad de suministro de PR y la reducción en los requerimientos de la CFE bajo su programa de sustitución de combustóleo por gas natural. 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 en 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 2008, este descuento por volumen representó aproximadamente el 0.6% 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 2008, la cantidad total que la CFE pagó a PR conforme a este contrato fue de \$50,526 millones y representó el 10.4% de sus ingresos totales por ventas de productos petrolíferos en México.

En 2008 el valor de las ventas de refinados en el país aumentó 16.1% ó \$67,600.5 millones, respecto a 2007, debido principalmente a un incremento del 4.4% en las ventas de destilados en el país y a un incremento general de los precios internacionales de productos petrolíferos.

En términos volumétricos, las ventas de gasolinas en 2008 aumentaron 4.2% en comparación con los niveles de 2007, pasando de 760.9 Mbd en 2007 a 792.6 Mbd en 2008. El volumen de ventas de diesel aumentó 6.6%, al pasar de 358.4 Mbd en 2007 a 382.0 Mbd en 2008. Por su parte el volumen de las ventas de combustóleo en el país disminuyó 14.5%, al pasar de 256.9 Mbd en 2007 a 219.6 Mbd en 2008, principalmente debido a una baja en la demanda por parte de la CFE, como consecuencia 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 periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2008, se distribuyó de la siguiente manera:

	<b>Volumen de Ventas en el País</b>					<b>2008 vs. 2007 (%)</b>
	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre <sup>(1)</sup></b>					
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	
	<b>(en Mbd, excepto donde se indique en otras unidades)</b>					
<b>Productos Petrolíferos</b>						
Gasolinas						
Pemex Magna.....	525.5	559.6	601.8	658.9	706.2	7.2
Pemex Premium.....	110.4	111.7	116.3	101.3	85.7	(15.4)
Gasaviones.....	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0
Otras.....	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	(50.0)
Total.....	<u>636.7</u>	<u>672.1</u>	<u>718.9</u>	<u>760.9</u>	<u>792.6</u>	4.2
Querosenos						
Turbosina.....	57.8	58.7	61.2	67.9	65.0	(4.3)
Otros querosenos.....	0.7	0.8	1.0	0.9	0.4	(55.6)
Total.....	<u>58.5</u>	<u>59.5</u>	<u>62.2</u>	<u>68.8</u>	<u>65.4</u>	(4.9)
Diesel						
Pemex Diesel.....	255.4	273.4	297.9	314.5	332.0	5.6
Otros.....	47.3	46.7	46.9	43.9	50.0	13.9
Total.....	<u>302.7</u>	<u>320.1</u>	<u>344.9</u>	<u>358.4</u>	<u>382.0</u>	6.6
Combustóleo						
Total.....	332.5	340.6	263.7	256.9	219.6	(14.5)
Otros productos						
Asfaltos.....	24.5	26.9	28.8	29.9	32.6	9.0
Lubricantes.....	5.7	5.7	5.5	5.7	5.6	(1.8)
Parafinas.....	1.1	1.1	1.0	1.1	1.0	(9.1)
Otros <sup>(1)</sup> .....	28.4	31.2	31.4	33.1	35.9	8.5
Total.....	<u>59.7</u>	<u>64.8</u>	<u>66.7</u>	<u>69.8</u>	<u>75.0</u>	7.4
Total petrolíferos.....	<u>1,390.0</u>	<u>1,457.1</u>	<u>1,456.4</u>	<u>1,514.8</u>	<u>1,534.6</u>	1.3
<b>Petroquímicos <sup>(2)</sup></b> .....	286.0	289.0	333.8	290.9	278.9	(4.1)

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

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

(2) En Mtm. Únicamente productos petroquímicos producidos por PR.

Fuente: PEMEX BDI.

Desde 1998 las estaciones de servicio ofrecen gasolina sin plomo, grado regular y premium a lo largo de todo el país. Desde octubre de 2006, toda la gasolina Pemex Premium que se comercializa es de ultra bajo azufre con un contenido de 0.003% de azufre. A partir del mes de enero de 2007, el diesel que se comercializa en la zona fronteriza norte tiene un contenido de azufre de 0.0015%. Los esfuerzos por formar y fortalecer las marcas también han progresado durante los últimos cinco años. El 100% de las estaciones de servicio independientes en México participan en el programa de franquicias que proporciona ayuda financiera para equipo e instalaciones así como asistencia técnica en el desarrollo de los programas de comercialización y atención al cliente. Al 31 de diciembre de 2008 había 8,351 estaciones de servicio en México, 5.2% más que las 7,940 existentes al 31 de diciembre de 2007.

### **Decretos de precios**

En septiembre de 2007, el Gobierno Federal suspendió los incrementos periódicos en los precios al menudeo de gasolinas sin plomo y diesel de octubre 2007 a diciembre 2007. El 21 de diciembre de 2007, el Gobierno Federal anunció que del 5 de enero de 2008 al 31 de marzo de 2008, los incrementos

periódicos en las gasolinas sin plomo y diesel continuarían. Los incrementos periódicos continuaron en el 2008 con modificaciones al porcentaje de los incrementos periódicos.

El Gobierno Federal también ha establecido un descuento del 30% en el precio al cual PEMEX vende el gasóleo (crudo diáfano o gasóleo doméstico) al estado de Chihuahua durante los meses de enero, febrero y diciembre de cada año. Este descuento ha estado en efecto desde el principio de los ochentas.

El 29 de enero de 2008, el Gobierno Federal estableció un descuento del 10% del precio al cual PEMEX vende el combustóleo número 6 a la CFE, que estuvo vigente del 1 de enero de 2008 al 31 de marzo de 2008. Para abril, mayo y junio de 2008, el descuento fue del 8%.

El 7 de enero de 2009, el Presidente de la República dentro del “Acuerdo Nacional en favor de la Economía Familiar y el Empleo para Vivir Mejor” estableció la suspensión de los incrementos periódicos en los precios de las gasolinas en las estaciones de servicio durante 2009.

El 8 de enero de 2009 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, una resolución que establece los términos y condiciones de las ventas de primera mano de combustóleo y petroquímicos básicos, así como las metodologías para determinar sus precios. Esta resolución también incluye los términos y condiciones para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de petroquímicos básicos y productos refinados, así como las metodologías para determinar sus precios. Asimismo, se publicó en esa misma fecha una resolución estableciendo el precio máximo de venta de primera mano de gas licuado de petróleo para el mes de enero de 2009.

### **Inversiones**

En los últimos 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, así como 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. Este enfoque es básicamente el resultado de la abundancia de petróleo crudo pesado en México. Adicionalmente, debido a la reducida disponibilidad de petróleo crudo pesado en los mercados de exportación, el bajo costo de las materias primas en México lleva a tener mayores márgenes de ganancia en el petróleo crudo pesado que se exporta. A mediano plazo, PR continuará importando gasolina sin plomo a fin de satisfacer la demanda nacional. Durante 2008, PR importó aproximadamente 330.1 Mbd de gasolina sin plomo, lo que representó casi el 41.8% de la demanda nacional total de gasolina sin plomo de ese año. En términos nominales, en 2008 PR invirtió \$6,800 en PIDIREGAS, lo que representó un 23.2% de decremento contra \$8,855 de inversión en PIDIREGAS en 2007.

*Proyecto de combustibles limpios.* Se iniciará la construcción de plantas nuevas de post tratamiento de gasolina con contenido ultra bajo de azufre en 2009 y la construcción de plantas de diesel con contenido ultra bajo de azufre en 2010. Hasta que se termine la construcción, se importarán combustibles con contenido ultra bajo de azufre a fin de satisfacer la demanda local. El proyecto se desarrollará en las seis refinerías. El primer paso es la instalación de ocho unidades de post-tratamiento de gasolina, cuyas capacidades por refinería se muestran abajo. Se espera que su construcción se termine para 2013. La fase de diesel se encuentra actualmente bajo revisión.

	<b>Cadereyta</b>	<b>Madero</b>	<b>Minatitlán</b>	<b>Salamanca</b>	<b>Salina Cruz</b>	<b>Tula</b>
Unidades GUBA (Mbd)	1 (42)	2 (20)	1 (30)	1 (25)	2 (25)	1 (30)

*Proyecto de la nueva refinería.* En agosto de 2008, Petróleos Mexicanos sometió al Congreso una propuesta para construir una nueva refinería en México. La presentación se basó en un estudio que se comisionó para evaluar formas de incrementar la capacidad de refinación, así como determinar la ubicación óptima para la nueva refinería. La presentación incluyó una discusión sobre la viabilidad de construir una nueva refinería, incluyendo su configuración, el tipo de petróleo crudo que se va a usar, el volumen que se espera de productos petrolíferos, el gasto de capital anticipado, los gastos de operación que se esperan, los ingresos que se esperan y las ubicaciones potenciales en 8 estados del país. Se espera iniciar la construcción de la nueva refinería a fines de 2010. La expansión incluirá un nuevo tren de refinación, con capacidad de proceso de 300 Mbd de petróleo crudo. Se espera que la nueva refinería produzca

aproximadamente 142 Mbd de petróleo crudo, 82 Mbd de diesel y 12 Mbd de turbosina. Todos los productos destilados tendrán un bajo contenido de azufre y no se producirá combustóleo ni asfalto. El costo total estimado de la refinería es de EUA\$8.2 mil millones. Se espera que la construcción se termine en 2014.

*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 consta de seis contratos que se asignaron mediante procesos de licitación durante el periodo de 2003 a 2005.

<b>Contratistas</b>	<b>Fecha del Contrato</b>	<b>Monto del Contrato (en millones de dólares)</b>
1. Tradeco Infraestructura, S.A. de C.V. y Pager de Tabasco, S. A. de C. V.....	Noviembre 2003	EUA\$ 43.8
2. ICA Fluor Daniel, S. de R. L. de C. V.....	Octubre 2004	EUA\$ 684.4
3. Dragados Proyectos Industriales de México, S. A. de C. V. y Dragados Industrial, S.A.....	Octubre 2004	EUA\$ 534.1
4. Mina-Trico, S. de R. L. de C. V. ....	Enero 2005	EUA\$ 317.0
5. Proyectos Ebramex, S. de R. L. de C. V.....	Enero 2005	EUA\$ 317.9
6. Samsung Ingeniería Minatitlán, S. A. de C. V. y Samsung Engineering, Co. Ltd.....	Enero 2005	EUA\$ 154.1

Fuente: PR.

El 31 de diciembre de 2008, se concluyó la construcción relacionada al primer contrato mencionado en la tabla anterior. Debido a demoras en la construcción se espera que los cinco proyectos restantes se terminen en 2009. Durante 2008, se erogó un estimado de \$7,368 millones en el proyecto de Minatitlán, incluyendo intereses capitalizables por \$912.6 millones y \$373.0 millones de gasto programable.

*Presupuesto de Inversión para 2008.* En 2008 PR erogó \$6,800 millones para inversiones en PIDIREGAS y \$10,580 millones en gasto programable de inversión. En 2008 PR invirtió \$6,800 millones en PIDIREGAS que, al compararse con los \$8,855 millones que se invirtieron en 2007, representaron un decremento del 23.2%. Asimismo, PR erogó \$ \$10,580 millones en gasto programable de inversión en 2008, lo que representó un incremento del 48.5% comparado con \$7,124 millones que se erogaron por ese concepto en 2007.

*Presupuesto de Gastos de Inversión para 2009.* Para 2009, PR presupuestó \$22,459 millones para proyectos de inversión. PR espera invertir 55% de la cantidad total en expandir y mejorar las refinerías, 4% en la planeación de una nueva refinería, 12% en proyectos ambientales y de seguridad industrial, 21% en proyectos de mantenimiento y rehabilitación y 8% 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 14.2%, de 6,058.5 MMpcd en 2007 a 6,918.6 MMpcd en 2008, en tanto que el promedio de gas natural húmedo procesado por PGPB disminuyó 1.0%, de 4,283 MMpcd en 2007 a 4,240 MMpcd en 2008. La producción de gas natural asociada a la producción de petróleo crudo representó el 62.4% de la producción total de gas natural en 2008, 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, 154 campos (44.8% de los 344 campos productores) generaron el 37.6% de toda la producción de 2008. De la producción total, el 42.3% se originó en la Región Marina, el 21.0% en la Región Sur y el restante 36.7% en la Región Norte.

Toda la producción de gas natural húmedo se procesa en las instalaciones de PGPB. Al cierre de 2008, 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 2007, 785 MMpcd de gas seco, 18 Mbd de etano, 27 Mbd de gas licuado, 13 Mbd de gasolina natural y 268 mil toneladas de azufre.
- *Ciudad Pemex*: Cuenta con 8 plantas de proceso que en conjunto produjeron 708 MMpcd de gas seco y 210 mil toneladas de azufre en 2008.
- *Cangrejera*: Cuenta con 3 plantas de proceso que en conjunto produjeron 35 Mbd de etano, 43 Mbd de gas licuado, 13 Mbd de gasolina natural y 1 mil toneladas de azufre en 2008.
- *Morelos*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 30 Mbd de etano, 40 Mbd de gas licuado y 10 Mbd de gasolina natural en 2008.
- *Nuevo Pemex*: Cuenta con 13 plantas de proceso que en conjunto produjeron 822 MMpcd de gas seco, 21 Mbd de etano, 48 Mbd de gas licuado, 25 Mbd de gasolina natural y 164 mil toneladas de azufre en 2008.
- *Pajaritos*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 10 Mbd de etano en 2008.
- *La Venta*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 122 MMpcd de gas seco en 2008.
- *Matapionche*: Cuenta con 5 plantas de proceso que en conjunto produjeron 48 MMpcd de gas seco, 2 Mbd de gas licuado, 1 Mbd de gasolina natural y 8 mil toneladas de azufre en 2007.

Los siguientes complejos procesadores de gas se localizan en la Región Norte:

- *Reynosa*: Cuenta con 2 plantas de proceso que en conjunto produjeron 114 MMpcd de gas seco, 1 Mbd de etano, 2 Mbd de gas licuado, 1 Mbd de gasolina natural y 1 Mbd de otros productos en 2008.
- *Poza Rica*: Cuenta con 4 plantas de proceso que en conjunto produjeron 69 MMpcd de gas seco, 3 Mbd de etano, 3 Mbd de gas licuado, 1 Mbd de gasolina natural y 7 mil toneladas de azufre en 2008.
- *Arenque*: Cuenta con 3 plantas de proceso que en conjunto produjeron 24 MMpcd de gas seco, 1 Mbd de líquidos de dióxido de carbono y 2 mil toneladas de azufre en 2008.
- *Burgos*: Cuenta con 8 plantas de proceso que en conjunto produjeron 769 MMpcd de gas seco, 18 Mbd de gas licuado y 10 Mbd de gasolina natural en 2008.

La siguiente tabla muestra el proceso total de gas natural húmedo, de condensados y la producción de PGPB, para el periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2008.

**Proceso de Gas Natural Húmedo, Condensados y Producción<sup>(1)</sup>**

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2008
	2004	2005	2006	2007	2008	vs. 2007
	(en MMpcd, excepto en donde se indiquen otras unidades)					(%)
<b>Proceso</b>						
Gas húmedo .....	3,963	3,879	4,153	4,283	4,240	(1.0)
Gas amargo .....	3,349	3,153	3,203	3,162	3,188	0.8
Gas dulce <sup>(2)</sup> .....	614	726	950	1,120	1,052	(6.1)
Condensados <sup>(3)</sup> .....	107	102	101	79	54	(31.6)
Extracción de líquidos del gas natural .....	3,925	3,810	4,108	4,264	4,224	(0.9)
Gas húmedo .....	3,803	3,712	3,987	4,134	4,085	(1.2)
Reprocesos <sup>(4)</sup> .....	123	98	121	130	139	6.9
<b>Producción</b>						
Gas seco <sup>(5)</sup> .....	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	(2.4)
Líquidos de gas natural <sup>(6)(7)</sup> ..	451	436	436	405	376	(7.2)
Gas licuado de petróleo <sup>(6)</sup> ....	225	215	215	199	182	(8.5)
Etano <sup>(6)</sup> .....	133	129	127	119	117	(1.7)
Gasolina natural <sup>(6)(8)</sup> .....	90	88	92	85	74	(12.9)
Azufre <sup>(9)</sup> .....	759	692	711	659	660	0.2

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

(1) Excluye las operaciones de PEP. PEP produjo un total de 6,918.6 MMpcd de gas natural en 2007.

(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 a la corriente del gas natural.

(6) En Mbd.

(7) Incluye condensados estabilizados, corrientes de reproceso del complejo petroquímico 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 periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2008:

## Capacidad Instalada de Plantas de Proceso

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2004	2005	2006	2007	2008
	(en MMpcd, excepto donde se indiquen otras unidades)				
<b>Plantas Endulzadoras</b>					
Condensados amargos <sup>(1)</sup> .....	144	144	144	144	144
Gas natural amargo <sup>(2)</sup> .....	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503
<b>Plantas de recuperación de líquidos de gas natural</b>					
Criogénicos <sup>(2)</sup> .....	4,992	4,992	5,392	5,392	5,592
Absorción <sup>(3)</sup> .....	554	350	350	350	350
Total .....	5,546	5,342	5,742	5,742	5,942
<b>Fraccionamiento de líquidos de gas natural<sup>(1)(3)</sup></b> .....	574	574	587	587	587
<b>Procesamiento de ácido sulfhídrico<sup>(4)</sup></b> .....	219	219	219	219	219

(1) En Mbd.

(2) Incluye la planta criogénica del Centro Procesador de Gas ("CPG") Cangrejera. En 2004, dos plantas criogénicas modulares iniciaron operaciones en el CPG Burgos con capacidad instalada de proceso de 200 MMpcd cada una. En 2006, 2 plantas criogénicas modulares iniciaron operaciones en el complejo Burgos, con una capacidad de 200 MMpcd cada una. En diciembre de 2008, la planta criogénica número 5 inició operaciones en el complejo Burgos, con una capacidad de 200 MMpcd.

(3) En 2004, una planta fraccionadora de líquidos inició operaciones en el complejo Burgos con capacidad instalada de proceso de 5.7 Mbd, en 2006 la capacidad de procesamiento se ajustó a 4 Mbd. En 2006, 2 plantas fraccionadoras de líquidos iniciaron operaciones en el complejo Burgos, con una capacidad de 7 Mbd cada una.

(4) En 2006, una planta recuperadora de azufre inició operaciones en el complejo Cangrejera con una capacidad instalada de producción de azufre de 10 toneladas por día.

Fuente: PEMEX BDI.

El consumo nacional de gas seco fue de 5,251 MMpcd en 2008, 0.9% superior al consumo nacional en 2007 de 5,204 MMpcd. Las Compañías Subsidiarias consumieron aproximadamente el 41.5% del total del consumo nacional de gas seco en 2008 mientras que el sector industrial-distribuidor consumió el 24.1%, el sector eléctrico consumió el 31.8% y el sector autogenerador de electricidad consumió 2.6%.

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 2008 se importaron 450.4 MMpcd de gas seco, un incremento del 16.8% respecto a los 385.6. MMpcd que se importaron en 2007.

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 redujo 7.2%, al pasar de 405 Mbd en 2007 a 376 Mbd en 2008.

PGPB procesa condensados amargos con alto contenido de azufre, provenientes de PEP y corrientes internas de PGPB para producir condensados dulces. En 2008, los condensados amargos procesados ascendieron a 48 Mbd, volumen 34.2% inferior al registrado en 2007 de 73 Mbd.

En marzo y julio de 2006, PGPB inició operaciones en dos plantas criogénicas modulares números 3 y 4, y en dos plantas fraccionadoras de líquidos (números 3 y 4, respectivamente) en el centro de proceso de gas en Burgos al norte de México, a fin de recuperar los hidrocarburos líquidos asociados con la producción de gas natural en la cuenca de Burgos y asegurar suficiente suministro de gas natural en México. Cada planta criogénica tiene una capacidad de proceso de 200 MMpcd de gas húmedo dulce, mientras que cada planta fraccionadora tiene una capacidad de proceso de 7 Mbd de condensados dulces.

En enero de 2007, PGPB inició la construcción de las plantas criogénicas números 5 y 6, cada una con una capacidad de procesamiento de 200 MMpcd. La planta criogénica número 5 inició operaciones en diciembre de 2008 y la planta número 6 inició operaciones comerciales en febrero de 2009. Con la terminación de esta fase del proyecto, la capacidad criogénica total en el centro procesador de gas de Burgos, alcanzará 1,200 MMpcd.

El 28 de agosto de 2008, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la licitación para la realización del proyecto “Transformación del agua desmineralizada/condensada de estado líquido a vapor para su entrega al CPG Nuevo Pemex; y de gas natural en energía eléctrica para su entrega a dicho complejo y para su porteo a otros centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”. La fecha estimada de inicio de operación de la planta es julio de 2012.

El 23 de diciembre de 2008, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Licitación Pública Internacional para la realización del proyecto “Construcción de Planta Criogénica de 200 MMpcd en el CPG Poza Rica”. La fecha programada para el inicio de la construcción es en mayo de 2009, con un plazo estimado de ejecución de 720 días.

La Ley Reglamentaria limita los productos petroquímicos básicos a los siguientes nueve productos que se usan en el proceso de producción petroquímica: etano, propano, butano, pentanos, hexano, heptano, negro de humo, naftas y metano, cuando este último provenga de carburos de hidrógenos que se obtienen de yacimientos de hidrocarburos en México y se utilice como materia prima en los procesos industriales petroquímicos. Sin embargo, la Ley Reglamentaria también permite que cuando las compañías que elaboran productos petroquímicos secundarios obtengan, como subproductos, petroquímicos básicos, estos puedan ser aprovechados, en forma interna, dentro de las plantas de la misma unidad o complejo, o bien, se vendan a la Emisora o los Organismos Subsidiarios.

A continuación se describe el valor de las ventas en el país de productos de PGPB para los años 2004 a 2008:

#### Valor de las Ventas en el País de PGPB<sup>(1)</sup>

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2008 vs. 2007 (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2007) <sup>(2)</sup>					
Gas Natural.....	\$ 77,196.4	\$ 85,333.7	\$ 78,187.2	\$ 78,933.2	\$105,049.7	33.1
Gas licuado de petróleo .....	47,595.9	52,396.1	54,687.3	54,456.5	55,972.2	2.8
Petroquímicos						
Hexano.....	319.1	439.1	392.5	344.8	484.6	40.5
Agentes disolventes .....	69.6	120.8	113.9	81.6	132.2	62.0
Azufre.....	210.8	200.2	247.1	236.1	1,817.7	669.9
Negro de humo.....	413.9	687.2	850.6	1,038.5	1,423.6	37.1
Pentanos .....	51.6	41.9	75.3	63.1	115.2	82.6
Heptano.....	46.4	69.7	72.4	68.3	85.8	25.6
Butano.....	77.7	95.3	104.1	141.1	168.5	19.4
Propano.....	45.6	47.4	50.9	60.5	78.7	30.1
Isobutano.....	—	—	—	—	—	—
Otros.....	15.5	4.8	6.2	3.4	8.7	155.9
Total de Petroquímicos .....	1,250.1	1,706.5	1,913.2	2,037.4	4,314.9	111.8
Total.....	<u>\$126,042.3</u>	<u>\$139,436.1</u>	<u>\$134,787.7</u>	<u>\$135,427.1</u>	<u>\$165,336.9</u>	22.1

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

(1) Excluye el IVA.

(2) Se han recalculado los montos a pesos constantes del 31 de diciembre de 2007 aplicando para ello los factores de inflación, medidos por el INPC del año correspondiente hasta el 31 de diciembre de 2007. Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2007, el factor de la inflación es la tasa promedio de inflación para cada uno de estos años. El año 2008 no contiene ajuste por inflación.

Fuente: PEMEX BDI.

#### Subsidiarias de PGPB

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 PGPB<sup>(1)</sup>

Subsidiaria	Principal Actividad	Porcentaje de Participación Accionaria (%)
Mex Gas International, Ltd. <sup>(2)</sup> .....	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 2008.

(2) Mex Gas Internacional, Ltd. es la única subsidiaria de PGPB que es una Compañía Subsidiaria consolidada. Ver Nota 3b. de los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX, incluidos en este documento.

Fuente: PGPB.

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

### Joint Ventures de PGPB<sup>(1)</sup>

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 2008.

Fuente: PGPB.

### **Participación del sector privado en la distribución de gas natural**

La Ley Reglamentaria 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 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 privatizaron los activos de distribución de PGPB ubicados en Chihuahua, Toluca, Saltillo, Nuevo Laredo, Río Pánuco, Norte de Tamaulipas, Distrito Federal, Valle de Cuautitlán, Texcoco, Querétaro, La Laguna, Bajío Norte, Puebla-Tlaxcala, Guadalajara, Piedras Negras y Ciudad Juárez. 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 en un fideicomiso y los activos por distribuirse que se encuentran en Veracruz, todavía no se han entregado.

### **Programa de fijación de precios del gas licuado de petróleo**

A partir de 2003, los mecanismos de control de precios para el gas licuado de petróleo se han implementado mediante decretos gubernamentales. El 1 de enero de 2007, el Presidente Felipe Calderón emitió un decreto en el que se establecen los precios máximos para la venta de primera mano y para la venta a los usuarios finales del gas licuado de petróleo, como parte de un programa del Gobierno Federal para estabilizar los precios del gas licuado de petróleo. Este Decreto expiró en diciembre de 2007, cuando

el Presidente Calderón emitió un decreto suspendiendo los incrementos en los precios del gas licuado de petróleo de octubre de 2007 a diciembre de 2007.

El 28 de diciembre de 2007, el Presidente Felipe Calderón emitió un nuevo decreto estableciendo el precio máximo del gas licuado de petróleo para la venta de primera mano y para la venta a los usuarios finales durante enero de 2008. El decreto entró en vigor el 1 de enero de 2008 y con vigencia hasta el 31 de enero de 2008. Sin embargo, su vigencia se amplió hasta el 31 de diciembre de 2008.

El 8 de enero de 2009 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, una resolución que establece los términos y condiciones de las ventas de primera mano de combustóleo y petroquímicos básicos, así como las metodologías para determinar sus precios. Esta resolución también incluye los términos y condiciones para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de petroquímicos básicos y productos refinados, así como las metodologías para determinar sus precios. Asimismo, se publicó en esa misma fecha una resolución estableciendo el precio máximo de venta de primera mano de gas licuado de petróleo para el mes de enero de 2009, misma que estableció un precio promedio ponderado nacional al público por kilogramo, antes del impuesto al valor agregado, por un monto de \$8.92.

Y mediante decreto del día 9 de enero de 2009, que modificó al decreto del 29 de diciembre de 2008, el Presidente de la República estableció, como parte del “Acuerdo Nacional a favor de la Economía Familiar y el Empleo para Vivir Mejor”, techos en los precios de usuarios finales de gas licuado de petróleo para todo el año 2009, considerando un precio promedio ponderado nacional al público por kilogramo, antes del impuesto al valor agregado, por un monto de \$8.03, lo cual representa una disminución cercana al 10%.

### ***Inversiones***

PGPB invirtió \$4,203 millones nominales en 2008, comparado con los \$4,004 millones nominales invertidos en 2007, en proyectos principalmente relacionados con el proceso del gas natural y los condensados, el transporte y almacenamiento. En 2009 el Gobierno Federal aprobó erogaciones por \$316 millones nominales para la inversión en PIDIREGAS de PGPB en plantas criogénicas modulares en Reynosa. Además de esto, se presupuestaron \$3,815 millones nominales para PGPB en 2009, dando un total de gasto de inversión para PGPB de \$4,131 millones.

### **(iv) Petroquímica**

#### ***Capacidad***

A finales de 2008, PPQ operaba seis complejos petroquímicos y una unidad petroquímica para la producción de productos petroquímicos no básicos. 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 aquéllas que no están produciendo. Cuenta con una capacidad total instalada suficiente para producir 14.0 millones de toneladas anuales de productos petroquímicos, en el año 2008 y varió con respecto a la cifra de 2007, ya que se presentó un cambio en el esquema de proceso a gasolina en el Complejo petroquímico Cangrejera y se hicieron algunas actualizaciones en la capacidad. 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				
	2004	2005	2006	2007	2008
	(en miles de toneladas)				
Cosoleacaque .....	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975
Cangrejera .....	3,255	3,280	3,280	3,280	4,214
Morelos .....	2,263	2,263	2,263	2,263	2,575
Pajaritos .....	1,021	1,021	1,021	1,021	1,244
Escolín .....	337	337	337	337	337
San Martín Texmelucan .....	288	288	288	288	286
Camargo .....	333	333	333	333	333
Tula .....	76	76	76	76	68
Total .....	12,546	12,571	12,571	12,571	14,034

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

Fuente: PEMEX BDI.

### Producción

PPQ fabrica diferentes productos petroquímicos no básicos, incluyendo:

- derivados del metano, como amoníaco y metanol;
- derivados del etano, como etileno, polietileno, monómero de cloruro de vinilo, óxido de etileno y glicoles;
- aromáticos y sus derivados, como paraxileno, estireno, benceno, tolueno y xilenos;
- propileno y sus derivados, como acrilonitrilo y propileno; y
- otros productos, como oxígeno, nitrógeno, hexano, heptano, líquidos de pirólisis, productos de especialidad petroquímica, ácido clorhídrico y ácido muriático.

La producción total anual de PPQ en 2008 fue de 13,164 miles de toneladas, que incluye productos refinados por la cantidad de 5,323 miles de toneladas. La producción total anual combinada de productos petroquímicos de PEMEX (incluyendo todos los Organismos Subsidiarios), se incrementó 1.0%, al pasar de 11,757 miles de toneladas en 2007 a 11,873 miles de toneladas en 2008. La producción anual de productos petroquímicos de PPQ en 2008 alcanzó un volumen de 7,841 miles de toneladas, representando un incremento del 4.6% con respecto a la producción de 7,496 miles de toneladas en 2007. El resto fue producido por PGPB. El ligero incremento en la producción de PPQ en 2008, se debió principalmente a una mayor producción de amoníaco, por una mayor demanda de urea y a una mayor producción de hidrocarburos de alto octano, debido a mayor demanda por parte de PR en 2008. Los incrementos descritos fueron parcialmente contrarrestados por menor producción de cloruro de vinilo y paraxileno, debido a las condiciones del mercado. Para información sobre la producción de petroquímicos de PGPB (Ver 3)b).A.(iii)—“Gas y petroquímica básica”).

La producción de PPQ se incrementó en 2008, alcanzando el nivel de producción más alto de los últimos cinco años. A través de este periodo, PPQ incrementó la producción de algunos productos, como el amoníaco en el complejo petroquímico Cosoleacaque (debido a una alta demanda en la producción de urea y fertilizantes), los polietilenos lineales de baja densidad en el complejo petroquímico Morelos (debido a mayor nivel de producción) y óxido de etileno y glicoles en el complejo petroquímico Morelos y en el complejo petroquímico Cangrejera (debido a gran demanda de los principales clientes). La planta de monómeros de cloruro de vinilo, en el complejo petroquímico de Pajaritos, ha bajado su producción debido a algunos problemas operativos durante 2008 y disminuido su producción de paraxileno debido a situaciones del mercado. Se satisfizo la demanda de metanol con productos importados.

La siguiente tabla resume la producción anual relacionada con las principales actividades petroquímicas durante los cinco años que finalizaron el 31 de diciembre de 2008:

## Producción de PPQ

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2008
	2004	2005	2006	2007	2008	vs. 2007
	(en miles de toneladas anuales)					(%)
<b>Líquidos</b>						
Hexanos .....	66	66	53	56	54	(3.6)
Heptanos .....	<u>11</u>	<u>15</u>	<u>14</u>	<u>13</u>	<u>23</u>	76.9
Total .....	77	81	68	69	77	11.6
<b>Otros Insumos</b>						
Oxígeno .....	418	433	447	410	455	11.0
Nitrógeno .....	112	118	117	106	135	27.4
Hidrógeno .....	<u>162</u>	<u>184</u>	<u>167</u>	<u>161</u>	<u>148</u>	(8.1)
Total .....	692	735	731	677	738	9.0
<b>Petroquímicos</b>						
Derivados del metano .....	1,668	1,242	1,404	1,859	2,202	18.5
Derivados del etano .....	2,073	2,440	2,748	2,607	2,604	(0.1)
Aromáticos y derivados .....	1,222	1,187	1,089	1,338	1,354	1.2
Propileno y derivados .....	116	104	24	47	17	(63.8)
Otros .....	<u>327</u>	<u>321</u>	<u>338</u>	<u>708</u>	<u>707</u>	(0.1)
Total .....	5,406	5,294	5,603	6,559	6,884	5.0
<b>Otros productos</b>						
Ácido Clorhídrico .....	38	93	126	141	93	(34.0)
Ácido Muriático .....	<u>11</u>	<u>16</u>	<u>44</u>	<u>50</u>	<u>49</u>	(2.0)
Total .....	49	109	170	191	142	(25.7)
<b>Subtotal</b> .....	<u>6,223</u>	<u>6,219</u>	<u>6,572</u>	<u>7,496</u>	<u>7,841</u>	4.6
Productos Refinados <sup>(1)</sup> .....	n.a.	n.a.	n.a.	5,068	5,323	5.0
<b>Total</b> .....	<u>6,223</u>	<u>6,219</u>	<u>6,572</u>	<u>12,565</u>	<u>13,164</u>	4.8

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

(1) Se inició su producción en 2007 usando plantas que transfirió PR a PPQ. Los productos refinados que se producen en estas plantas son básicamente residuo largo (crudo despuntado).

n.a. - No aplica

Fuente: PEMEX BDI.

### Inversiones

PPQ invirtió \$1,603.8 millones nominales en 2008 en proyectos distintos a PIDIREGAS, comparado con los \$922 millones nominales que invirtió en 2007. De estos \$1,603.8 millones que invirtió, \$203.9 millones corresponden al Fondo de Aprovechamiento de Obras de Infraestructura y \$1,399.9 millones de Presupuestos Programable, los cuales se destinaron para proyectos tales como la primera fase de expansión de la capacidad instalada de la ampliación de la planta de óxido de etileno de 225 a 360 miles de toneladas anuales del Complejo Petroquímico Morelos; proyectos complementarios de la planta de polietileno de alta densidad (planta Swing) para producir 300 miles de toneladas anuales de polietileno de baja densidad y polietileno de alta densidad del Complejo Petroquímico Morelos; ampliación de la planta de estireno de 150 a 250 miles de toneladas anuales del Complejo Petroquímico Cangrejera, así como en proyectos de inversión física operacional para mantener la seguridad y sostenimiento de la capacidad instalada en todos los complejos petroquímicos de PPQ.

PPQ también invirtió \$10.2 millones en PIDIREGAS relacionados con la modernización y expansión de la planta de aromáticos en el complejo petroquímico Cangrejera, a fin de incrementar la producción de 240 a 468 miles de toneladas anuales de paraxileno, dando una erogación total de PPQ de \$1,614 millones en 2008.

Durante 2009, PPQ espera invertir un presupuesto total de \$2,439 millones en gastos de inversión, de los cuales ha asignado \$233 millones para continuar con la expansión de la capacidad de óxido de etileno, \$682 millones a aromáticos, \$464 millones para proyectos de seguridad y protección ambiental, \$922 millones para mantener la capacidad de producción de las plantas, \$42 millones para proyectos de modernización y optimización y \$96 millones para proyectos administrativos de infraestructura, entre otros .

PPQ espera que el presupuesto de 2009 le permitirá cumplir con sus compromisos contractuales y

otros compromisos con respecto a los procesos de licitación de ingeniería y construcción, en relación con los proyectos mencionados arriba.

### Ventas en el país

En 2008 el valor de las ventas en el país de los productos petroquímicos de PPQ creció un 20.5%, al pasar de \$21,424.2 millones en 2007 a \$25,823.5 millones en 2008. Este incremento se debió principalmente a un aumento en el precio de algunos de los productos manufacturados por PPQ, tales como el polietileno, óxido de etileno y glicol de monoetileno. Los derivados del etileno son algunos de los productos más importantes en las ventas en México de PPQ.

Durante el periodo de cinco años que finalizó el 31 de diciembre de 2008, el valor de las ventas de PPQ en el país 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 <sup>(1)</sup>

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2008 vs. 2007 (%)
	2004 <sup>(2)</sup>	2005 <sup>(2)</sup>	2006 <sup>(2)</sup>	2007 <sup>(2)</sup>	2008	
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre, 2007 y para 2008 en millones de pesos nominales)					
<b>Productos Petroquímicos</b>						
Derivados del etano.....	\$ 9,290.0	\$11,084.5	\$11,663.1	\$11,742.2	\$14,137.8	20.4
Aromáticos y derivados .....	5,193.1	6,006.9	6,050.7	5,898.5	5,335.1	(9.6)
Derivados del metano.....	2,418.9	2,746.3	2,786.9	3,124.9	5,438.8	74.0
63.4Propileno y derivados ..	1,246.0	1,173.9	352.6	346.8	386.6	11.5
Otros.....	162.7	287.1	278.5	311.8	525.3	68.5
Total.....	<u>\$18,310.7</u>	<u>\$21,298.7</u>	<u>\$21,131.8</u>	<u>\$21,424.2</u>	<u>\$25,823.5</u>	20.5

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 2007, aplicando para ello los factores de inflación, medidos por el INPC del año correspondiente hasta el 31 de diciembre de 2007. Para los 4 años finalizados el 31 de diciembre de 2007, el factor de la inflación es la tasa promedio de inflación para cada uno de estos años. El año 2008 no contiene ajuste por inflación.

Fuente: PEMEX BDI.

### (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 aquellos 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 1,403 Mbd de petróleo crudo en 2008, lo que representó un 50.3% del total de la producción de petróleo crudo.

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

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre									
	2004		2005		2006		2007		2008	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
<b>Exportaciones de petróleo crudo (por volumen)</b>										
Olmeca (Gravedad API de 38°- 39°).....	221	12	216	12	231	13	173	10	130	9
Istmo (Gravedad API de 32°- 33°) .....	27	1	81	4	68	4	41	2	23	2
Maya (Gravedad API de 21°- 22°) .....	1,608	86	1,506	83	1,480	83	1,460	87	1,240	88
Altamira (Gravedad API de 15.0°- 16.5°)...	13	1	15	1	14	1	13	1	11	1
Total .....	<u>1,870</u>	<u>100</u>	<u>1,817</u>	<u>100</u>	<u>1,793</u>	<u>100</u>	<u>1,686</u>	<u>100</u>	<u>1,403</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 e Indicadores Petroleros.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2004	2005	2006	2007	2008
	(dólares por barril)				
<b>Precios del Petróleo Crudo</b>					
Olmeca .....	EUA\$39.34	EUA\$53.91	EUA\$64.67	EUA\$70.89	EUA\$99.37
Istmo .....	38.04	53.11	57.29	69.92	81.09
Maya .....	29.82	40.61	51.10	60.38	82.92
Altamira .....	28.12	36.07	45.75	53.71	79.69
Precio promedio ponderado de la mezcla.....	EUA\$31.05	EUA\$42.71	EUA\$53.04	EUA\$61.64	EUA\$84.38

Fuente: PMI, cifras operativas e Indicadores Petroleros.

La siguiente tabla muestra la distribución geográfica de las ventas al exterior de petróleo crudo de PMI desde el 1° de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2008, 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									
	2004		2005		2006		2007		2008	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
<b>Exportación de Petróleo Crudo por PMI:</b>										
Estados Unidos y Canadá.....	1,510	81	1,464	81	1,477	82	1,383	82	1,166	83
Europa.....	178	10	194	11	171	10	163	10	145	10
América Central y Sudamérica .....	145	8	125	7	113	6	104	6	57	4
Lejano Oriente.....	36	2	34	2	32	2	35	2	35	2
África.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total.....</b>	<b>1,870</b>	<b>100</b>	<b>1,817</b>	<b>100</b>	<b>1,793</b>	<b>100</b>	<b>1,686</b>	<b>100</b>	<b>1,403</b>	<b>100</b>
<b>Olmeca (gravedad API de 38°-39°)</b>										
Estados Unidos y Canadá.....	208	11	200	11	214	12	160	9	115	89
Otros .....	14	1	16	1	17	1	13	1	14	11
<b>Total.....</b>	<b>221</b>	<b>12</b>	<b>216</b>	<b>12</b>	<b>231</b>	<b>13</b>	<b>173</b>	<b>10</b>	<b>130</b>	<b>100</b>
<b>Istmo (gravedad API de 32°-33°)</b>										
Estados Unidos y Canadá.....	6	—	38	2	41	2	16	1	12	52
Otros .....	22	1	43	2	27	1	25	2	11	48
<b>Total.....</b>	<b>27</b>	<b>1</b>	<b>81</b>	<b>4</b>	<b>68</b>	<b>4</b>	<b>41</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>100</b>
<b>Maya (gravedad API de 21°-22°)</b>										
Estados Unidos y Canadá.....	1,283	69	1,212	67	1,208	67	1,195	71	1,028	83
Otros .....	325	17	294	16	272	15	265	16	212	17
<b>Total.....</b>	<b>1,608</b>	<b>86</b>	<b>1,506</b>	<b>83</b>	<b>1,480</b>	<b>83</b>	<b>1,460</b>	<b>87</b>	<b>1,240</b>	<b>100</b>
<b>Altamira (gravedad API de 15.0°-16.5°)</b>										
Estados Unidos y Canadá.....	13	1	15	1	14	1	13	1	11	100
Otros .....	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—
<b>Total.....</b>	<b>13</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>1</b>	<b>14</b>	<b>1</b>	<b>13</b>	<b>1</b>	<b>11</b>	<b>100</b>

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					2008 vs. 2007 (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	
	(en Mbd, excepto donde se indiquen otras unidades)					
<b>Exportaciones</b>						
Petróleo Crudo						
Olmeca .....	221.4	215.8	230.6	172.7	129.6	(25.0)
Istmo.....	27.4	81.0	68.3	41.1	23.0	(44.0)
Altamira .....	13.4	14.7	14.3	12.7	10.6	(16.5)
Maya.....	1,608.1	1,505.6	1,479.5	1,459.6	1,240.0	(15.0)
<b>Total de petróleo crudo .....</b>	<b>1,870.3</b>	<b>1,817.1</b>	<b>1,792.7</b>	<b>1,686.1</b>	<b>1,403.4</b>	<b>(16.8)</b>
Gas Natural <sup>(1)</sup> .....	—	23.9	32.7	138.7	107.0	(22.9)
Productos Refinados.....	151.8	186.2	188.2	176.9	184.1	4.1
Productos Petroquímicos <sup>(2)(3)</sup> .....	915.7	853.6	823.7	746.0	539.6	(27.7)
<b>Importaciones</b>						
Gas Natural <sup>(1)</sup> .....	765.6	480.4	451.0	385.6	450.4	16.8
Productos Refinados.....	310.5	391.9	431.1	494.0	548.2	10.9
Productos Petroquímicos <sup>(2)(4)</sup> .....	276.6	397.4	435.6	425.1	439.8	3.5

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

(1) Equivalente de combustible. Números expresados en MMpdc.

(2) Mtm.

(3) Incluye propileno.

(4) Incluye isobutano, butano y N-butano.

Fuente: PMI, cifras operativas.

Las exportaciones de crudo decrecieron 16.8% en 2008, de 1,686.1 Mbd en 2007 a 1,403.4 Mbd en 2008, principalmente como resultado de la declinación en la producción, especialmente durante el cuarto trimestre, en el cual las condiciones climatológicas adversas exacerbaron la reducción en las exportaciones.

Las importaciones de gas natural aumentaron 16.8% en 2008, pasando de 385.6 MMpcd en 2007 a 450.4 MMpcd en 2008, como resultado de la disminución de la producción en plantas, lo que hizo necesario incrementar las importaciones de gas natural para atender oportunamente las necesidades del mercado. Se exportaron 107.0 MMpcd de gas natural en 2008, un decremento de 22.9% comparado con las exportaciones de gas natural de 138.7 MMpcd en 2007.

En 2008, las exportaciones de productos petroquímicos decrecieron 27.7%, al pasar de 746.0 Mtm en 2007 a 539.6 Mtm en 2008; asimismo, el volumen de las importaciones de productos petroquímicos aumentaron 3.5%, pasando de 425.1 Mtm en 2007 a 439.8 Mtm en 2008. Las exportaciones de productos petroquímicos disminuyeron en 2008, debido a menores ventas de azufre y butano, parcialmente compensadas por mayores exportaciones de amoniaco. Las importaciones de productos petroquímicos aumentaron en 2008, debido principalmente a mayores compras de butano, isobutano y tolueno.

En 2008, las exportaciones de productos refinados aumentaron 4.1%, al pasar de 176.9 Mbd en 2007 a 184.1 Mbd en 2008, principalmente como resultado de mayores ventas de combustóleo y turbosina. Los principales productos exportados en volumen fueron nafta, combustóleo y residuo largo. Las importaciones de productos refinados se incrementaron en un 10.9%, pasando de 494.0 Mbd en 2007 a 548.2 Mbd en 2008, debido a mayores compras de gasolinas y diesel. A partir de enero de 2007, se establecieron en México las especificaciones de combustibles limpios para gasolina y diesel para el transporte. Se requirieron las importaciones de diesel con contenido ultra bajo de azufre y de gasolina premium con contenido ultra bajo de azufre a fin de satisfacer la demanda nacional. Durante 2009, la importación de productos refinados se esperaba con un incremento del 5% en la demanda nacional de gasolina y diesel ultra bajo azufre; debido a la situación económica con que empezó el año se estima que la demanda se mantenga similar a la del 2008. Con respecto a las ventas al exterior se observará un incremento substancial (alrededor de 75%) en la exportación, por ambos litorales, de combustóleo mexicano. Lo anterior debido primordialmente a la reducción en el consumo de la CFE.

PMI Trading vende y compra productos refinados y petroquímicos, aplicando las Reglas Oficiales de la CCI para la interpretación de términos comerciales (incoterms).

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 <sup>(1)</sup>**

**Ejercicio que terminó el 31 de diciembre**

	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2008 vs. 2007 (%)</b>
	<b>(en millones de dólares)</b>					
<b>Exportaciones</b>						
Olmeca.....	EUA\$ 3,187.9	EUA\$ 4,246.4	EUA\$ 5,443.4	EUA\$ 4,469.1	EUA\$4,712.2	5.4
Istmo.....	380.9	1,569.6	1,427.9	1,049.9	683.1	(34.9)
Altamira.....	138.2	193.8	238.4	248.7	309.2	24.3
Maya.....	<u>17,551.0</u>	<u>22,319.8</u>	<u>27,597.1</u>	<u>32,169.9</u>	<u>37,637.1</u>	17.0
Total de petróleo crudo <sup>(2)</sup> ....	EUA\$21,257.9	EUA\$28,329.5	EUA\$34,706.8	EUA\$37,937.5	EUA\$43,341.6	14.2
Gas Natural.....	—	78.9	71.8	350.5	316.3	(9.8)
Productos refinados.....	2,036.8	3,119.2	3,758.0	4,116.6	5,706.6	38.6
Productos petroquímicos.....	<u>250.8</u>	<u>356.7</u>	<u>352.6</u>	<u>297.1</u>	<u>384.1</u>	29.3
Total de productos.....	<u>EUA\$ 2,287.6</u>	<u>EUA\$ 3,554.8</u>	<u>EUA\$ 4,182.4</u>	<u>EUA\$ 4,764.2</u>	<u>EUA\$ 6,407.0</u>	34.5
Exportaciones totales.....	<u>EUA\$23,545.5</u>	<u>EUA\$31,884.1</u>	<u>EUA\$38,889.2</u>	<u>EUA\$42,701.4</u>	<u>EUA\$49,748.6</u>	16.5
<b>Importaciones</b>						
Gas Natural.....	EUA\$ 1,715.1	EUA\$ 1,397.9	EUA\$ 1,134.5	EUA\$ 995.7	EUA\$1,423.6	43.0
Productos refinados.....	5,306.2	9,418.2	12,007.4	15,700.0	21,882.5	39.4
Productos petroquímicos.....	<u>145.9</u>	<u>207.4</u>	<u>264.8</u>	<u>278.9</u>	<u>350.5</u>	25.7
Importaciones totales.....	<u>EUA\$ 7,167.2</u>	<u>EUA\$11,023.5</u>	<u>EUA\$13,406.8</u>	<u>EUA\$16,974.6</u>	<u>EUA\$23,656.6</u>	39.4
<b>Exportaciones Netas</b>	<u>EUA\$16,378.3</u>	<u>EUA\$20,860.6</u>	<u>EUA\$25,482.4</u>	<u>EUA\$25,727.0</u>	<u>EUA\$26,092.4</u>	1.4

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 y en los Estados Financieros Consolidados Preliminares no 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 2008 las importaciones de productos refinados en valor aumentó en un 39.4%, mientras que las exportaciones de los productos refinados aumentaron en valor 38.6%. Las importaciones netas de productos refinados de PEMEX para 2008 totalizaron en EUA\$16,175.9 millones, un aumento del 39.6% en relación al déficit comercial de productos refinados de EUA\$11,583.4 millones en 2007. Las importaciones de gas natural crecieron en su valor en 43.0% durante 2008, como resultado de una mayor demanda interna.

La siguiente tabla describe la composición de las importaciones y exportaciones de productos refinados selectos en 2006, 2007 y 2008:

### Importaciones y Exportaciones de Productos Refinados Selectos

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					
	2006		2007		2008	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
<b>Importaciones</b>						
Gasolina <sup>(1)</sup> .....	281.2	65.1	318.7	64.5	347.4	63.4
Combustóleo .....	14.3	3.3	16.9	3.4	32.9	6.0
Gas licuado de petróleo <sup>(2)</sup> .....	75.6	17.6	82.8	16.8	88.6	16.2
Diesel .....	41.3	9.6	52.7	10.7	67.3	12.3
Otros .....	18.7	4.3	22.9	4.6	11.9	2.2
Total .....	<u>431.1</u>	<u>100.0</u>	<u>494.1</u>	<u>100.0</u>	<u>548.2</u>	<u>100.0</u>
<b>Exportaciones</b>						
Gasolina <sup>(1)</sup> .....	86.9	46.2	79.7	45.1	68.3	37.1
Diesel .....	0.2	0.1	2.8	1.6	1.4	0.8
Gas licuado de petróleo .....	2.1	1.1	0.2	0.1	0.1	0.1
Turbosina .....	6.3	3.3	3.4	1.9	5.7	3.1
Combustóleo .....	38.0	20.2	37.0	20.9	58.0	31.5
Otros .....	54.6	29.0	53.9	30.5	50.5	27.4
Total .....	<u>188.2</u>	<u>100.0</u>	<u>176.9</u>	<u>100.0</u>	<u>184.0</u>	<u>100.0</u>

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

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

(2) Incluye butanos

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

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					
	2006		2007		2008	
	(Mtm)	(%)	(Mtm)	(%)	(Mtm)	(%)
<b>Importaciones</b>						
Isobutano-butano-hex 1 .....	185.2	42.5	146.1	34.4	175.6	39.9
Metanol .....	153.3	35.2	191.9	45.1	149.7	34.0
Amoniaco .....	50.7	11.6	27.0	6.4	29.3	6.7
Xilenos .....	33.2	7.6	31.8	7.5	29.7	6.8
Tolueno .....	9.2	2.1	15.0	3.5	36.8	8.4
Otros .....	3.9	0.9	13.3	3.1	18.7	4.2
Total .....	<u>435.6</u>	<u>100.0</u>	<u>425.1</u>	<u>100.0</u>	<u>439.8</u>	<u>100.0</u>
<b>Exportaciones</b>						
Azufre .....	484.6	58.8	471.1	63.1	320.3	59.4
Amoniaco .....	35.7	4.3	54.7	7.3	95.7	17.7
Etileno .....	80.1	9.7	24.4	3.3	10.1	1.9
Polietilenos .....	94.7	11.5	73.0	9.8	65.0	12.1
Otros .....	128.7	15.6	122.9	16.5	48.4	9.0
Total .....	<u>823.7</u>	<u>100.0</u>	<u>746.0</u>	<u>100.0</u>	<u>539.6</u>	<u>100.0</u>

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

Las exportaciones incluyen propileno. Las importaciones incluyen isobutano, butano y N-butano.

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

### 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 la participación de un contralor que verifica el cumplimiento de las políticas y los procedimientos, una unidad de auditoría interna y un Subcomité de Administración de Riesgos.

#### (vi) Gastos de inversión

La siguiente tabla presenta los gastos de inversión de los últimos cinco ejercicios, así como el presupuesto de inversión de los próximos 2 años:

	Gasto de Inversión						
	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					Presupuesto 2009	Presupuesto 2010
	2004	2005	2006	2007	2008		
	(millones de pesos)						
PEP.....	\$ 90,793	\$ 90,447	\$102,351	\$115,563	\$135,672	\$150,897	\$161,441
PR.....	5,092	9,001	15,230	15,979	17,380	22,459	45,476
PGPB.....	2,498	3,206	3,322	4,004	4,203	4,131	8,449
PPQ.....	1,598	1,530	1,426	1,139	1,614	2,439	13,626
Emisora.....	343	388	349	227	439	748	1,153
<b>Total del gasto de inversión.....</b>	<b>\$100,324</b>	<b>\$104,572</b>	<b>\$122,677</b>	<b>\$136,913</b>	<b>\$159,308</b>	<b>\$180,674</b>	<b>\$230,145</b>

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

Hasta el año 2008, el gasto de inversión de la Emisora se diferenciaba en PIDIREGAS y gasto programable de inversión, a partir del 2009 dicha diferenciación desaparece. A continuación se presenta el detalle bajo dichos esquemas:

#### 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 \$135.5 mil millones nominales en 2008 (85.1% de los gastos totales de inversión), \$124.3 mil millones nominales en 2007 (90.8% de los gastos totales de inversión) y \$106.1 mil millones nominales en 2006 (86.5% de los gastos totales de inversión). El 13 de noviembre de 2008, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, modificaciones a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria en donde se eliminó el esquema de PIDIREGAS en PEMEX. (Ver 3)b— "Gastos de inversión")

La siguiente tabla presenta los gastos de inversión por PIDIREGAS de los últimos cinco ejercicios a diciembre de 2008:

**Inversión de PIDIREGAS**  
Ejercicio que terminó el 31 de diciembre<sup>(1) (2)</sup>

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
<b>PEP</b>					
Ku-Maloob-Zaap .....	\$10,222	\$16,424	\$26,724	\$35,706	\$26,010
Cantarell .....	27,240	25,030	25,992	29,049	38,468
Programa Estratégico de Gas <sup>(3)</sup> ..	23,413	20,635	23,420	23,401	29,814
Burgos .....	16,344	12,439	15,726	14,622	17,015
Antonio J. Bermúdez .....	6,270	7,045	6,908	8,484	11,183
Aceite Terciario del Golfo <sup>(4)</sup> .....	—	—	—	4,938	10,287
Chuc <sup>(5)</sup> .....	4,152	2,266	3,150	3,702	3,876
Jujo-Tecominoacán .....	1,699	2,340	2,943	3,696	6,501
Arenque .....	2,274	2,344	2,231	3,533	2,146
Bellota-Chinchorro .....	2,001	1,550	1,985	2,903	4,495
Caan <sup>(6)</sup> .....	1,393	1,808	2,241	2,494	3,351
El Golpe-Puerto Ceiba .....	1,695	2,124	1,634	2,002	2,501
Delta del Grijalva .....	728	1,100	1,663	1,851	4,338
Ek-Balam .....	668	639	603	1,493	2,174
Integral Poza Rica .....	938	1,192	1,321	1,295	2,371
Cactus-Sitio Grande .....	918	493	1,221	1,045	1,504
Integral Yaxche .....	158	383	271	617	1,707
Cárdenas .....	215	143	245	494	882
Carmito-Artesa .....	614	320	325	366	516
Och-Uech-Kax .....	718	347	268	64	417
Ayín-Alux .....	108	30	37	15	43
Lakach <sup>(7)</sup> .....	—	—	—	—	244
Agua Fria-Coapechaca-Tajín <sup>(4)</sup> ....	2,402	1,628	2,207	—	—
Taratunich <sup>(6)</sup> .....	787	489	441	—	—
Pol <sup>(5)</sup> .....	481	217	186	—	—
Amatitlán-Profeta- Tzapotempa-Vinazco <sup>(4)</sup> .....	650	291	106	—	—
Integral Batab <sup>(5)</sup> .....	593	17	27	—	—
Integral Abkatún <sup>(6)</sup> .....	2,769	409	26	—	—
Integral Kanaab <sup>(6)</sup> .....	186	121	26	—	—
<b>Total</b> .....	<b>109,638</b>	<b>101,823</b>	<b>121,929</b>	<b>141,769</b>	<b>169,844</b>
<b>PR</b>					
Madero .....	—	—	—	—	—
Salamanca .....	—	—	—	—	—
Tula .....	—	—	—	—	—
Minatitlán .....	445	2,459	7,861	8,855	6,800
Calidad de los Combustibles <sup>(7)</sup> ....	—	—	—	—	—
Conversión Residual de la Refinería de Tula .....	—	—	—	—	—
Conversión Residual de la Refinería de Salamanca .....	—	—	—	—	—
Otros .....	—	—	—	—	—
<b>Total</b> .....	<b>445</b>	<b>2,459</b>	<b>7,861</b>	<b>8,855</b>	<b>6,800</b>
<b>PGPB</b>					
Plantas Criogénicas Modulares en Reynosa .....	537	1,270	477	1,696	1,314
<b>Total</b> .....	<b>537</b>	<b>1,270</b>	<b>477</b>	<b>1,696</b>	<b>1,314</b>
<b>PPQ</b>					
Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I del complejo petroquímico Cangrejera .....	—	—	—	217	10
Planta de estireno del complejo petroquímico Cangrejera .....	—	—	—	—	—

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
Planta de etileno del complejo petroquímico Cangrejera .....	—	—	—	—	—
Otros .....	—	—	—	—	—
Total .....	—	—	—	217	10
<b>Total erogaciones PIDIREGAS .....</b>	<b><u>110,620</u></b>	<b><u>105,552</u></b>	<b><u>130,267</u></b>	<b><u>152,538</u></b>	<b><u>177,967</u></b>
Mantenimiento de PEP incluido en las erogaciones PIDIREGAS <sup>(8)</sup> .....	<u>19,802</u>	<u>18,942</u>	<u>24,209</u>	<u>28,227</u>	<u>42,433</u>
<b>Total inversión PIDIREGAS.....</b>	<b><u>\$ 90,818</u></b>	<b><u>\$ 86,610</u></b>	<b><u>\$106,058</u></b>	<b><u>\$124,311</u></b>	<b><u>\$135,534</u></b>

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 periodo de construcción.
- (3) El Programa Estratégico de Gas incluye varios proyectos diferentes de gas natural que se espera aumenten el abasto interno de gas natural y así se puedan disminuir las importaciones.
- (4) En enero de 2007 se fusionaron los proyectos Agua Fría-Coapechaca-Tajín y Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco en el nuevo proyecto Aceite Terciario del Golfo.
- (5) En enero de 2007 se fusionaron los proyectos Pol e Integral Batab en el proyecto Chuc.
- (6) En enero de 2007 se fusionaron los proyectos Integral Abkatún, Integral Kanaab y Taratunich en el proyecto Caan.
- (7) Este proyecto fue implementado en 2008.
- (8) Las erogaciones por mantenimiento no son capitalizables de acuerdo con las NIFs.

Fuente: PEMEX.

Durante 2008, PEP continuó implementando 22 PIDIREGAS; algunos de esos proyectos se consolidaron en enero de 2007.

#### **Gasto programable de inversión**

Además de los \$135.5 mil millones nominales gastados en PIDIREGAS en 2008, se erogaron \$23.8 mil millones nominales en 2008 para los gastos programables de inversión que, comparados con los \$12.6 mil millones erogados en 2007, representaron un incremento del 88.9%. De los \$23.8 mil millones nominales en gastos programables de inversión en el 2008, se asignaron \$8.3 mil millones nominales (34.9%) a programas de exploración y producción. En el 2007 de los \$12.6 mil millones nominales de inversión programable, se asignaron \$2.0 mil millones nominales (15.9%) a programas de exploración y producción.

Los gastos programables de inversión para los últimos cinco años y los presupuestados para 2008 fueron distribuidos y presupuestados entre los Organismos Subsidiarios como sigue:

#### **Gasto Programable de Inversión <sup>(1)</sup>**

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
PEP <sup>(4)</sup> .....	\$ 957	\$ 7,566	\$ 4,631	\$ 2,021	\$ 8,261
PR .....	4,647	6,542	7,369	7,124	10,580
PGPB .....	1,961	1,936	2,845	2,308	2,889
PPQ .....	1,598	1,530	1,426	922	1,604
Emisora .....	<u>343</u>	<u>388</u>	<u>349</u>	<u>227</u>	<u>439</u>
<b>Total del gasto programable de inversión .....</b>	<b><u>\$ 9,506</u></b>	<b><u>\$ 17,962</u></b>	<b><u>\$ 16,619</u></b>	<b><u>\$ 12,602</u></b>	<b><u>\$ 23,773</u></b>

Los principales objetivos de la inversión en exploración y producción son: maximizar el valor económico a largo plazo y aumentar y mejorar la calidad de las reservas de México, incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y gas natural; aumentar la tasa de recuperación de las reservas y mejorar la confiabilidad de la infraestructura de producción y de transporte en las operaciones de petróleo crudo y gas natural. Los objetivos del presupuesto de 2009 incluyen el fortalecimiento del Programa Estratégico de Gas de PEP para aumentar el suministro de gas natural en el mercado nacional en el mediano y largo plazo.

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.

### Presupuesto para Gastos de Inversión 2009

El presupuesto aprobado para gastos de inversión de PEMEX para 2009, es de \$180.7 millones, lo que representa un incremento del 13.4%, comparado con el presupuesto aprobado para gastos de inversión para 2008. Cabe señalar que a partir del ejercicio 2009, el gasto de inversión no se distinguirá entre PIDIREGAS y programable por la desaparición del esquema PIDIREGAS.

La siguiente tabla muestra el presupuesto de gastos de inversión aprobado por principales proyectos de 2009 a 2012:

### Presupuesto Aprobado de Inversión

	Ejercicio que terminará el 31 de diciembre <sup>(1) (2)</sup>			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>
	(millones de pesos)			
<b>PEP</b>				
Cantarell .....	40,896	32,418	11,557	12,209
Programa Estratégico de Gas .....	31,769	32,672	28,083	21,862
Ku-Maloob-Zaap .....	25,050	23,771	22,934	17,458
Burgos .....	20,042	21,851	23,782	20,876
Aceite Terciario del Golfo .....	22,390	33,096	36,290	38,598
Antonio J. Bermúdez .....	9,882	9,759	6,756	4,797
Jujo-Tecominoacán .....	5,970	3,594	2,352	1,163
Bellota-Chinchorro .....	4,605	3,951	2,260	1,111
Chuc .....	3,403	4,548	4,987	7,616
Delta del Grijalva.....	3,083	3,282	3,184	1,489
Caan .....	3,148	2,274	1,770	1,284
Ek-Balam .....	5,169	1,830	1,471	1,175
Arenque .....	3,155	4,122	3,569	5,081
Integral Yaxche .....	3,464	3,010	2,761	1,109
El Golpe-Puerto Ceiba .....	2,195	3,865	1,838	1,104
Integral Poza Rica .....	2,756	2,247	1,962	1,631
Cactus-Sitio Grande .....	1,262	1,037	866	724
Och-Uech-Kax .....	1,195	565	942	1,490
Cárdenas .....	1,503	660	216	141
Ayín-Alux .....	1,429	2,616	854	924
Carmito-Artesa .....	468	650	202	163
Lakach .....	1,808	4,374	4,593	4,750
Otros .....	<u>3,092</u>	<u>1,588</u>	<u>1,254</u>	<u>2,068</u>
Total .....	197,734	197,781	164,484	148,823
<b>PR</b>				
Minatitlán .....	6,362	0		
Salina Cruz .....	0	1,613	5,875	5,845
Calidad de los Combustibles .....	2,724	7,016	8,772	4,419
Conversión Residual de la Refinería de Tula .....	0	4,066	1,527	3,591
Conversión Residual de la Refinería de Salamanca .....	0	6,860	6,541	8,518
Otros .....	<u>13,372</u>	<u>25,921</u>	<u>19,253</u>	<u>13,253</u>
Total .....	22,459	45,476	41,968	35,626
<b>PGPB</b>				
Plantas Criogénicas Modulares en Reynosa .....	316			
Otros .....	<u>3,815</u>	<u>8,449</u>	<u>4,090</u>	<u>2,159</u>
Total .....	4,131	8,449	4,090	2,159
<b>PPQ</b>				
Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I del complejo petroquímico Cangrejera .....	687	3,529	1,870	-
Planta de estireno del complejo petroquímico Cangrejera .....	1	-	-	-
Planta de etileno del complejo petroquímico Cangrejera .....	-	-	-	-

Otros .....	<u>1,751</u>	<u>10,097</u>	<u>7,908</u>	<u>2,203</u>
Total .....	2,439	13,626	9,778	2,203
<b>Emisora</b> .....	<u>748</u>	<u>1,153</u>	<u>1,004</u>	<u>653</u>
<b>Total presupuesto</b> .....	<b>227,511</b>	<b>266,485</b>	<b>221,324</b>	<b>189,464</b>
Mantenimiento de PEP incluido en el Presupuesto <sup>(3)</sup> .....	<u>46,837</u>	<u>36,340</u>	<u>29,155</u>	<u>33,623</u>
<b>Total Presupuesto Aprobado de Inversión</b>	<b><u>\$180,674</u></b>	<b><u>\$230,145</u></b>	<b><u>\$192,169</u></b>	<b><u>\$155,841</u></b>

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 periodo de construcción.

(3) Las erogaciones por mantenimiento no son capitalizables de acuerdo con las NIFs.

Fuente: PEMEX.

## B. 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 2008 la red de ductos medía aproximadamente 63,238 kilómetros, de los cuales 50,517 kilómetros están actualmente en operación y 12,721 kilómetros están fuera de operación. La mayoría de los ductos que están fuera de operación son aquéllos que se clasifican bajo el estatus de “reserva” o pendiente, lo que ocurre cuando hay una declinación en la producción de un campo en donde se encuentra ubicado el ducto o cuando el servicio de transporte es irregular, haciendo que la operación del ducto no sea rentable. Una vez que se restaura la producción en el campo, se cambia el estatus de los ductos nuevamente para que refleje que están “en operación”. Aproximadamente, 10,194 kilómetros de ductos actualmente en operación transportan petróleo crudo, 8,246 kilómetros de ductos transportan petrolíferos y productos petroquímicos, 14,769 kilómetros de ductos transportan gas natural, 1,684 kilómetros de ductos transportan gas licuado de petróleo, 2,375 kilómetros de ductos transportan petroquímicos básicos y 13,249 kilómetros de ductos recolectan petróleo crudo y gas natural. La propiedad de los ductos se distribuye entre los Organismos Subsidiarios según los productos que transporten.

A finales de 2005 se obtuvo la autorización para la construcción de un ducto de gas licuado de petróleo, el cual transportará más de 30 Mbd de gas licuado de petróleo del centro de procesamiento de gas de Burgos a la ciudad de Monterrey. Este proyecto empezó operaciones en diciembre de 2007. La construcción de la estación de compresión Emiliano Zapata, localizada en el estado de Veracruz, se terminó en septiembre de 2008. Esta estación de compresión ayuda a aumentar la transportación de gas seco de la Región Sur a las Regiones Central y Norte de México.

La transportación de petróleo crudo, gas natural y otros productos a través de la red de ductos está expuesta a fugas y derrames en el suelo. En 2005, inició el proceso de actualización y modernización del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, el cual se emplea para monitorear en “tiempo real” las condiciones operativas del sistema de ductos, a fin de incrementar la seguridad de los ductos que conectan los centros de producción. El objetivo de este proyecto es controlar en “tiempo real” las condiciones operativas, así como los niveles de gas en los ductos que transportan tanto gas natural como gas licuado. En la primera etapa del proyecto, que se terminó a fines de 2006, se modernizó el sistema computarizado SCADA (tanto el hardware como el software) con la asesoría de Telvent Canada, Ltd., una compañía que se especializa en el control de la supervisión industrial. En la segunda etapa del proyecto, lanzada en abril de 2006, se integraron al sistema modernizado ocho ductos para productos petroquímicos, los cuales representan 1,216 kilómetros de la red de ductos y se colocaron en su lugar 31 instalaciones estratégicas para monitorear ciertas condiciones operativas, tales como la presión y la temperatura de los ductos. Adicionalmente en 2008, como parte del Programa de Emergencia para el Fortalecimiento de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental de PEMEX, se inspeccionaron 5,011 kilómetros, sin suspensión de actividades. En 2008 PEMEX gastó un total de \$5.2 mil millones para la remediación y mantenimiento de la red de ductos y presupuestó adicionalmente un total de \$4.8 mil millones en la remediación y mantenimiento de la red de ductos en 2009.

Durante 2008 se transportaron aproximadamente 74.5 mil millones de toneladas por kilómetro de petróleo crudo y petrolíferos para ser procesados en el sistema de refinación y para satisfacer la demanda interna, mientras que en el 2007, se transportaron aproximadamente 77.9 mil millones de toneladas por kilómetro de petróleo crudo y petrolíferos para satisfacer la demanda doméstica. De la cantidad total de toneladas que se transportaron en 2008, el 62.8% se transportó por medio de ductos, el 30.2% por medio de embarcaciones y el resto a través de carrotaques y autotanques.

A fines de 2008, PEMEX tenía 10 buques petroleros para transportar productos refinados y se arrendaban otros 8, además de contar con 77 terminales de distribución y almacenamiento.

### **C. Patentes, licencias, marcas y otros contratos**

#### **Patentes, licencias y marcas**

##### ***Signos distintivos de la Emisora y Organismos Subsidiarios en México***

Actualmente en México, la Emisora tiene registradas 154 marcas y 1 aviso comercial. Asimismo, la Emisora tiene 7 registros de obra en México. A la fecha, PR cuenta con dos reservas de derecho al uso exclusivo en México, PGPB tiene registrado un registro de obra en México y PEP presentó dos solicitudes de registro de marca en México; asimismo tiene 6 registros de obra (literarias y de programas de cómputo). PPQ tiene registrado un registro de obra. 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 periodo de igual duración mientras que las reservas de derechos al uso exclusivo tienen una duración de un año, renovable por un periodo de igual duración. Los derechos patrimoniales relacionados con obras continuarán vigentes durante la vida del autor y, a partir de su muerte, 100 años más.

##### ***Signos distintivos de la Emisora y Organismos Subsidiarios en el extranjero***

A la fecha, la Emisora cuenta con 4 marcas registradas en Belice y 6 registros de marca en España y el resto de la Unión Europea. PR cuenta con 47 marcas registradas en el extranjero, distribuidas en Costa Rica, Nicaragua, Guatemala, Honduras, Panamá y El Salvador. Las marcas tienen una duración de diez años contados a partir de la fecha de inscripción, renovables por un periodo de igual duración.

##### ***Importancia del registro de signos distintivos***

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 Diáfano, (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 la Emisora en México y en algunos otros países de América Latina y Europa.

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 Águila Gota; y (vii) Pemex Caracol.

*El Salvador:* (i) Pemex Diáfano; (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 2008 la red de estaciones de servicio de PEMEX estaba integrada por 8,351 estaciones de venta al público y 290 estaciones de autoconsumo. Son propiedad de PR 48 de las estaciones de servicio. La duración de los contratos de franquicia es de 10 y 15 años. Los contratos de franquicia que vencen 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. PEMEX 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\$2 mil millones para cada una de las propiedades ubicadas en tierra y EUA\$1.3 mil millones para cada una de las 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 el seguro de interrupción de negocios, ya que los factores de mitigación con los que cuenta la Entidad, hacen poco necesaria esta cobertura al compararla con las 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

compañía subsidiaria organizada bajo las leyes suizas (anteriormente organizada bajo las leyes de Bermuda como Kot Insurance Company, Ltd.). El propósito de Kot Insurance Company, AG, (en adelante Kot AG), es reasegurar las pólizas de los seguros de la Emisora, los Organismos Subsidiarios, las

Compañías Subsidiarias y sus filiales. Kot AG reasegura 96.8% de sus pólizas de reaseguro con terceros no afiliados. Kot AG asigna cuidadosamente el riesgo crediticio y monitorea, en forma permanente, el desempeño financiero de los terceros a los que les ha pasado el riesgo. La retención de riesgo neta de Kot AG tiene un “techo” de EUA\$120 millones a través de diferentes coberturas de reaseguramiento.

#### **D. Principales clientes**

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

##### **Cientes nacionales**

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

##### **PR**

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 78% de las ventas de combustóleo durante 2007, de conformidad con un contrato de suministro de combustóleo celebrado en noviembre de 1995 y que fue modificado a partir del 1 de enero de 2005. De conformidad con esta modificación, la cantidad mínima de combustóleo que PEMEX acordó suministrarle a la CFE es de 159,958 barriles de combustóleo diarios, de acuerdo con la capacidad de suministro de PR y la reducción en los requerimientos de la CFE bajo su programa de sustitución de combustóleo por gas natural. *(Ver 3)b)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 3)b)A.(ii) —“Refinación—Ventas en el país”*.

##### **PGPB**

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.

El consumo nacional de gas seco, que es un gas natural con un contenido de metano mayor al 90%, totalizó 5,251 MMpcd en 2008, un incremento del 0.9% con relación al consumo de 2007 que fue de 5,204 MMpcd. En 2008, los Organismos Subsidiarios consumieron el 41.5% del total del consumo nacional de gas seco, en tanto que el sector industrial y las distribuidoras consumieron el 24.1%, el sector eléctrico el 31.8% y el sector de autogeneración eléctrica consumió el 2.6%.

##### **PPQ**

Este organismo enfoca sus ventas principalmente al sector industrial que requiere productos petroquímicos como materia prima básica para sus procesos. *(Ver 3)b)A.(iv) —“Petroquímica-Ventas en el país”*.

## Clientes 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. (Ver 3)b)A.(v)-“Comercio internacional”)

PMI compra petróleo crudo de PEP y posteriormente lo vende a sus clientes. En el año 2008, comercializó un promedio de 1,403.4 Mbd, lo que constituyó el 50.3% de la producción total de petróleo crudo.

### Distribución geográfica de las ventas de exportación

En 2008, el 81.3% de la exportación de petróleo crudo de PMI fue a clientes localizados en los Estados Unidos. Al 31 de diciembre de 2007, PMI tenía 22 clientes en 14 países. Los principales clientes de PMI se encuentran en Estados Unidos, España, Antillas Holandesas, India y Canadá.

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

#### Exportaciones de Petróleo Crudo por País de Destino

	Porcentaje de Exportaciones				
	2004	2005	2005	2007	2008
Estados Unidos.....	79.2%	78.6%	80.3%	80.2%	81.3%
España .....	8.0	8.9	8.0	7.4	8.8
Antillas Holandesas .....	6.2	5.2	4.3	4.1	2.6
India.....	1.9	1.8	1.8	2.1	2.5
Canadá .....	1.5	2.0	2.0	1.8	1.8
Otros.....	3.1	3.6	3.5	4.4	3.1
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.

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, mediante un aviso con tres meses de anticipación. PMI vende petróleo crudo sobre la base de Libre a Bordo (en el punto de embarque).

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. Cuando dichos contratos expiraron, la relación comercial se ha mantenido bajo contratos *evergreen*.

La Secretaría de Energía ha celebrado ciertos acuerdos para reducir o aumentar las exportaciones de petróleo crudo según se refleja en la sección 3)b)H —“Regulaciones de comercio y acuerdos de exportación”.

## E. Legislación aplicable y situación tributaria

### Marco regulatorio general

La Emisora 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 de Petróleos Mexicanos. Los Organismos Subsidiarios son organismos públicos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial con personalidad jurídica y patrimonio propios, los cuales se encuentran regulados por las mismas disposiciones que rigen la organización, estructura y desarrollo de la Emisora. La Ley de Petróleos Mexicanos establece que los Organismos Subsidiarios continuarán realizando sus actividades conforme a su objeto hasta en tanto el Presidente de la República emita los decretos de reorganización respectivos con base en la propuesta que presente el Consejo de Administración de la Emisora.

A la fecha de este Prospecto, el Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos no ha sido emitido por lo que el Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos continuará aplicando en todo lo que no se oponga a la Ley de Petróleos Mexicanos.

El Gobierno Federal y sus dependencias regulan y supervisan las operaciones de PEMEX. El titular de la Secretaría de Energía actúa como Presidente del Consejo de Administración de la Emisora; la SHCP aprueba el presupuesto anual de la Emisora 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 la Emisora y de los Organismos Subsidiarios; sin embargo, el Gobierno Federal no es obligado directo ni garante de las obligaciones financieras que asume PEMEX.

La ASF revisa anualmente la cuenta pública de la Administración Pública Federal, en la que se incluye a la Emisora 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 la Emisora 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 la Emisora 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 y Principios Básicos de Contabilidad Gubernamental aplicables a las entidades públicas, que difieren en algunos aspectos de las NIFs y como resultado, los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX reflejan datos financieros distintos a los incluidos en la cuenta pública.

## **Legislación ambiental**

### **Legislación ambiental**

PEMEX está sujeto a las disposiciones de las leyes ambientales, sus reglamentos y a las diversas normas oficiales mexicanas, que le apliquen, emitidas por la SEMARNAT, autoridad encargada de vigilar el cumplimiento de la regulación de los asuntos ambientales federales a través de diversos órganos desconcentrados como la PROFEPA y otras unidades administrativas. La Secretaría de Salud, la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, la Secretaría de Marina y la Secretaría de Energía, entre otras, coadyuvan con la SEMARNAT en la aplicación de la legislación ambiental federal.

#### *Leyes de carácter ambiental y sus reglamentos*

Las industrias del petróleo y petroquímica, están reguladas en materia ambiental por leyes federales. La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente ("LGEEPA"), es la ley marco en materia ambiental federal. La LGEEPA entró en vigor en 1988, siendo reformada de manera significativa en 1996 para establecer los instrumentos de política ambiental a través de los cuales la SEMARNAT pretende alcanzar los fines de protección y conservación del medio ambiente y recursos naturales. Otras leyes relevantes en materia ambiental federal son la Ley de Aguas Nacionales, la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable y la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, entre otras. De conformidad con las leyes ambientales federales y sus reglamentos, PEMEX está obligado a obtener diversas autorizaciones por parte de las autoridades ambientales competentes para poder realizar sus actividades. Las autorizaciones en materia ambiental que deben obtenerse dependen de las características del proyecto de que se trate, sin embargo, las más importantes son: (i) la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental, la cual regula de manera integral los aspectos ambientales de cada proyecto; y (ii) la licencia ambiental única, que es básicamente una licencia de funcionamiento en materia de emisiones a la atmósfera.

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 al medio natural, incluyendo, descargas de aguas residuales, emisiones a la atmósfera y manejo integral de materiales y residuos peligrosos, entre otras. Las regulaciones técnicas, establecidas en su mayoría a través de normas oficiales mexicanas o normas mexicanas, 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 sus actividades.

La PROFEPA puede inspeccionar cualquier instalación para determinar su cumplimiento con las leyes, regulaciones, normas oficiales mexicanas y cumplimiento de condicionantes de autorización. Las violaciones o incumplimiento con estas disposiciones pueden dar como resultado la aplicación de 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 los casos que proceda, la disposición de medidas correctivas o de urgente aplicación para la caracterización de sitios contaminados y la remediación de los mismos, a través de programas previamente autorizados por la SEMARNAT. En caso de que los hechos y/o omisiones apreciados durante un acta de inspección puedan ser constitutivos de delitos ambientales, la PROFEPA deberá denunciar los hechos ante las autoridades penales competentes.

La SEMARNAT publicó el 29 de marzo de 2005, 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, norma que aplica en los casos de derrames de hidrocarburos ocasionados por terceros o PEMEX en forma accidental. En esos casos, PEMEX debe cumplir con las disposiciones en materia de remediación de sitios contaminados, establecidos en la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su reglamento.

Otro aspecto ambiental relevante se relaciona con la contaminación atmosférica, la cual, por la naturaleza de las operaciones de PEMEX se regula en dos grandes aspectos: (i) generación de emisiones contaminantes a la atmósfera a través de la operación de sus instalaciones; y (ii) la producción de combustibles fósiles que al quemarse generan contaminantes a la atmósfera. Para regular dichos aspectos, el 30 de enero de 2006, la SEMARNAT emitió la Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, la cual establece especificaciones ambientales para los combustibles fósiles. El 3 de abril de 2006, la SEMARNAT emitió la NOM-EM-148-SEMARNAT-2006, la cual establece los estándares para la recuperación de azufre en las refinerías de Tula y Salamanca. Adicionalmente, existen normas como la NOM-085-SEMARNAT-1994, "Contaminación atmosférica – Fuentes fijas - Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones", que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.

El 28 de noviembre de 2007, la SEMARNAT emitió la NOM-148-SEMARNAT-2006, la cual establece los estándares para la recuperación de azufre en todas las refinerías. Para las refinerías localizadas en Cadereyta, Nuevo León; Ciudad Madero, Tamaulipas; Tula, Hidalgo y Salamanca, Guanajuato el cumplimiento de esta norma es a partir de 2008 y para las refinerías localizadas en Minatitlán, Veracruz y Salina Cruz, Oaxaca, el cumplimiento es a partir de 2010. PEMEX requerirá de \$2.8 mil millones para la rehabilitación, optimización, construcción de nuevas plantas recuperadoras de azufre y el desarrollo de obras complementarias para cumplir con la NOM-148.

## **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 hidrocarburos 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 nuevo régimen fiscal de la Emisora y los Organismos Subsidiarios entró en vigor en 2006. Durante 2006, PEMEX contribuyó aproximadamente en un 38.8% a los ingresos del Gobierno Federal y con 32.9% en 2007.

## Reforma fiscal

El Congreso de la Unión aprobó el nuevo régimen fiscal de PEMEX el 10 de noviembre de 2005, mismo que entró en vigor a partir del 1 de enero de 2006.

Bajo este nuevo régimen fiscal, existen derechos previstos en la Ley Federal de Derechos aplicables a PEP mientras que los gravámenes contenidos en la Ley de Ingresos de la Federación son aplicables a los otros Organismos Subsidiarios. La Ley de Ingresos de la Federación se discute y aprueba anualmente por el Congreso de la Unión.

A partir de 2007 el régimen fiscal de PEP consiste en los siguientes derechos:

<i>Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos...</i>	En 2007 la tasa aplicada fue del 78.76%. Este derecho aplica al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos ciertas deducciones permitidas (incluyendo inversiones específicas, ciertos costos y gastos, y otros derechos mencionados a continuación, sujeto a determinadas circunstancias).
<i>Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.....</i>	Se aplicarán tasas entre 1% y 10% al valor anual del petróleo crudo extraído en el año, cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de entre EUA\$22.00 y EUA\$31.00.
<i>Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía ...</i>	Se aplica una tasa de 0.05% al valor anual de la producción de petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.
<i>Derecho para la Fiscalización Petrolera...</i>	Se aplica una tasa de 0.003% al valor anual de la producción de petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.
<i>Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo.....</i>	Se aplica una tasa de 13.1% sobre el valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio de petróleo crudo presupuestado por el volumen anual de exportación. El precio del petróleo crudo presupuestado por barril para 2007 fue de EUA\$42.80 y de EUA\$49.00 para 2008.
<i>Derecho adicional.....</i>	Este derecho aplica si y sólo si la extracción anual de crudo es menor a la meta de extracción establecida de 2006 al 2008, de conformidad con una fórmula basada en la diferencia entre la meta de extracción y la extracción de crudo efectivamente alcanzada. Este derecho no se pagará cuando por caso fortuito, causa de fuerza mayor o política energética, PEP no alcance las metas de extracción.

El régimen fiscal de la Emisora y los Organismos Subsidiarios, a excepción de PEP, consiste en los siguientes impuestos:

<i>Impuesto a los Rendimientos Petroleros..</i>	Este impuesto se calcula aplicando al rendimiento neto una tasa de 30% de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación para el año fiscal correspondiente.
<i>IEPS.....</i>	El IEPS es un impuesto indirecto sobre las ventas internas de gasolinas y diesel que PR recauda 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.

Desde 2005, como resultado de las reglas para determinar este impuesto, del total de las tasas calculadas, algunas resultaron negativas. La Ley de Ingresos de la Federación de 2006 y 2007 establece que cuando la determinación de la tasa aplicable resulte negativa, PEMEX podrá acreditarse el monto que resulte de dicha tasa negativa contra el IEPS a cargo, y si hubiera remanente, se podrá acreditar contra IVA y, si existiese todavía excedente, contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. En 2008 el IEPS negativo, si existe, también podrá ser acreditado.

El régimen fiscal dio como resultado un incremento en los impuestos y derechos pagados por PEMEX en una cantidad aproximada de \$86.0 mil millones en 2007 en comparación a los impuestos y derechos pagados en 2006.

El 1° de octubre de 2007 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, una modificación a la Ley de Ingresos de la Federación. A partir del 1° de enero de 2008 el régimen fiscal aplicable a PEP no fue modificado, excepto por los siguientes cambios:

*Derechos Ordinarios sobre*

*Hidrocarburos* ..... La tasa aplicable para este derecho será: 74.0% en 2008, 73.5% en 2009, 73.0% en 2010, 72.5% en 2011 y 71.5% en 2012.

*Derechos para la Investigación*

*Científica y Tecnológica en Materia de Energía* ..... Se aplicará una tasa de 0.15% al valor de la producción de petróleo crudo y gas natural extraídos en 2008, 0.30% en 2009, 0.40% en 2010, 0.50% en 2011 y 0.65% en 2012. Bajo el régimen fiscal anterior, se aplicaba una tasa fija de 0.05% al valor de la producción de petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.

*Derecho Único sobre Hidrocarburos.* Para este derecho se aplicará una tasa flotante anual al valor del petróleo crudo y gas natural extraídos de los pozos abandonados o en proceso de ser abandonados. La tasa fluctuará entre 37% y 57%, dependiendo del precio promedio de exportación del petróleo crudo mexicano.

PEP esperaba, como resultado del régimen fiscal, un incremento de impuestos y derechos pagados por PEP en comparación a los impuestos y derechos pagados en 2007 en aproximadamente \$106.5 mil millones para 2008, como consecuencia del incremento en los precios internacionales del petróleo crudo. PEMEX no puede asegurar que el régimen fiscal que le es aplicable no se modifique en el futuro.

El 13 de noviembre de 2008, se publicó -en el Diario Oficial de la Federación- una modificación a la Ley Federal de Derechos que otorga un tratamiento diferenciado a los campos con base en sus características geológicas mediante dos nuevos derechos que consideran límites de deducibilidad fiscal diferenciados aplicables al Paleocanal de Chicontepec y a los proyectos de aguas profundas en el Golfo de México. El límite de deducibilidad fiscal aplicable a los proyectos localizados en Paleocanal de Chicontepec se incrementó de EUA\$6.50 por barril de petróleo crudo a EUA\$11.00 por barril; el límite de deducibilidad fiscal aplicable a los proyectos localizados en aguas profundas del Golfo de México se incrementó de EUA\$6.50 por barril de petróleo crudo a EUA\$16.50 por barril; mientras que el límite de deducibilidad fiscal aplicable al resto de los campos se mantiene en EUA\$6.50 por barril de petróleo crudo y EUA\$2.70 por miles de pies cúbicos de gas natural no asociado.

## Otros impuestos

Desde 1994, los pagos de PEMEX por intereses sobre la deuda externa han estado sujetos a retención del impuesto sobre la renta, no obstante, tales retenciones no representan una parte sustancial del pasivo total por impuestos.

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.

La Emisora y los 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 29% para 2006 y 28% para 2007 y años subsecuentes) y con el impuesto al activo (determinado a la tasa de 1.8% del promedio del valor virtual de todos sus activos, menos el valor promedio de algunos pasivos). A partir de 2008, el impuesto al activo se ha reemplazado con un nuevo impuesto corporativo (impuesto empresarial a tasa única), que impone un impuesto mínimo equivalente al 16.5% de los ingresos por ventas de la corporación (menos ciertas deducciones y ciertos gastos de la inversión) en 2008, 17.0% en 2009 y 17.5% en 2010 y años subsecuentes.

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 \$6,053 millones en 2005, \$4,274 millones en 2006 y \$3,402 millones en 2007.

## F. Recursos humanos

### Empleados

Excluyendo a los empleados del Grupo PMI e incluyendo a aquellos contratados temporalmente, al 31 de diciembre de 2008, la Emisora y los Organismos Subsidiarios tenían 143,421 empleados en comparación con los 141,146 registrados al 31 de diciembre de 2007. Durante 2008, la Emisora y los Organismos Subsidiarios contrataron un promedio de 15,969 empleados temporales. El siguiente cuadro muestra el número de empleados de la Emisora, los Organismos Subsidiarios y el Grupo PMI en los últimos cinco años.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2008 % del Total
	2004	2005	2006	2007	2008	
PR.....	44,899	45,335	45,494	44,811	45,510	31.7
PEP.....	47,975	48,371	48,767	49,045	50,273	35.1
PPQ.....	13,895	13,939	14,045	13,823	14,028	9.8
PGPB.....	11,923	12,018	12,562	12,397	12,976	9.0
Emisora.....	<u>19,030</u>	<u>19,508</u>	<u>20,407</u>	<u>21,070</u>	<u>20,634</u>	<u>14.4</u>
Total.....	<u>137,722</u>	<u>139,171</u>	<u>141,275</u>	<u>141,146</u>	<u>143,421</u>	<u>100.0</u>
Grupo PMI.....	336	327	322	320		

Fuente: PEMEX y PMI.

La relación laboral con los trabajadores está regulada por la Ley Federal del Trabajo, por el Contrato Colectivo suscrito por la Emisora y el Sindicato y el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. El Contrato Colectivo está sujeto a una renegociación cada dos años y los salarios se revisan anualmente. El 17 de julio de 2007, la Emisora y el Sindicato celebraron un nuevo Contrato Colectivo que entró en vigor el 1° de agosto de 2007. Los términos del nuevo contrato establecen un incremento a los salarios del 4.25% y un incremento del 1.6% a prestaciones. Este Contrato Colectivo estará vigente hasta el 31 de julio de 2009. En la revisión salarial de 2008 los salarios aumentaron 4.8% y las prestaciones 1.9% a partir del 1° de agosto de 2008.

El Sindicato representa aproximadamente el 80.1% de la fuerza laboral de la Emisora y los Organismos Subsidiarios. Los miembros del sindicato son empleados y eligen sus propios líderes entre sus agremiados. Desde el establecimiento oficial del Sindicato en 1938, no se han experimentado huelgas

laborales y aunque se han experimentado suspensiones laborales por cortos periodos de tiempo, ninguna de estas suspensiones ha tenido un efecto adverso significativo que sea material en las operaciones de PEMEX.

De conformidad con el Contrato Colectivo y la Ley Federal de Trabajo, la Emisora y los Organismos Subsidiarios están obligados a pagar primas de antigüedad a los empleados que se jubilan, así como pensiones y prestaciones por deceso a los empleados jubilados o a sus deudos. Los empleados jubilados tienen derecho a recibir incrementos a sus pensiones cada vez que haya incrementos a los salarios de los empleados activos. Tanto los empleados activos como jubilados y sus familias, tienen derecho a recibir prestaciones médicas y, sujeto a las restricciones presupuestales globales, se proporciona un subsidio a la tasa de interés de los créditos hipotecarios de los empleados.

El 5 de noviembre de 1997, la SHCP y el Consejo de Administración de la Emisora autorizaron la formación de un fideicomiso denominado la Reserva Laboral de PEMEX. Esta reserva es un vehículo para financiar el pasivo laboral, los pagos actuales de las pensiones y primas de antigüedad. Se ha diseñado un plan de contribuciones para incrementar los fondos que se mantienen en este fideicomiso y para continuar haciendo los pagos del pasivo laboral y pensiones pendientes de pago. La contribución a la Reserva Laboral ascendió a \$18,429 millones en 2006 y \$25,108 millones en 2007.

## **G. Desempeño ambiental**

PEMEX estima que cumple con todas las leyes ambientales que le son aplicables (*Ver 3)b)E.—“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 como pasivos ambientales, cuando se conocen y se tiene información suficiente para calcular los costos estimables para su remediación.

La Dirección Corporativa de Operaciones de la Emisora 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 en 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 inversión 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 solicitarle.

A partir de 1993, PEMEX participa en un programa de auditoría ambiental voluntaria de la PROFEPA. Este programa fue creado por la PROFEPA en 1992 como un incentivo regulatorio para que las empresas corrijan de manera voluntaria cualquier irregularidad en materia ambiental existente en sus operaciones. En términos generales la auditoría ambiental voluntaria tiene tres grandes etapas: (i) auditoría y elaboración del diagnóstico de cumplimiento; (ii) elaboración del plan de acción necesario para corregir irregularidades; y (iii) la implementación del plan de acción. Si se concluyen de manera satisfactoria dichas

etapas de la auditoría voluntaria, PROFEPA otorga a la persona auditada un Certificado de Industria Limpia, el cual significa que dicha empresa está en cabal cumplimiento con la legislación ambiental que le es aplicable.

En el caso de PEMEX, al terminarse cada auditoría ambiental, se 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. Después de la aprobación por parte de la PROFEPA, PEMEX revisa las auditorías y determina las anomalías que pueden resolverse con cambios o modificaciones en las operaciones actuales de la planta o en la perforación, 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 correctivo, en el que se establecen: el periodo de realización, el presupuesto y los pasos necesarios para que cada instalación alcance el nivel de cumplimiento. Al 31 de diciembre de 2007, se han incorporado 656 auditorías ambientales al Programa Nacional de Auditoría Ambiental de la PROFEPA. Bajo dicho programa, se han auditado las principales instalaciones de la Emisora y Organismos Subsidiarios, incluyendo la negociación de un plan de acción correctiva. Al 31 de diciembre de 2007, se implementaron 422 planes de acción correctivos correspondientes y todos estos sitios recibieron certificados de "industria limpia" por parte de la PROFEPA. Con respecto a las 234 auditorías restantes, 33 están en auditorías de campo, 83 auditorías concluyeron así como su plan de acción y se envió a la PROFEPA para su revisión y aprobación y 28 planes de acción de auditorías aprobados por PROFEPA se encuentran en implementación. Las 90 auditorías restantes han terminado su plan de acción y se enviaron a la PROFEPA para evaluar su grado de cumplimiento y, en su caso, liberar el certificado de industria limpia.

Durante 2008 y a la fecha, PEMEX ha registrado los siguientes incidentes:

El 23 de marzo de 2008 se registró un incendio en el tanque de almacenamiento de hidrocarburo procesado de la planta fraccionadora y extractora de aromáticos en el Complejo Petroquímico Cangrejera.

El 24 de septiembre de 2008 hubo un accidente durante un simulacro en la refinería de Tula.

El 14 de noviembre de 2008 se presentó un accidente en el Complejo Petroquímico Morelos, mientras se realizaban labores de limpieza en el sistema de enfriamiento de un reactor en la planta Mitsui.

El 17 de noviembre de 2008 hubo una explosión en el CPG Cactus.

El 1 de diciembre de 2008 se experimentó un accidente en las instalaciones en Rosarito, Baja California.

El 5 de febrero de 2009, la plataforma semisumergible Safe Lancia registró una vía de agua que la inclinó nueve grados. Fueron evacuados 514 trabajadores.

El 12 de febrero de 2009 se presentó una fuga de gas del ducto Giraldas en el municipio de Reforma, Chiapas. Se realizaron trabajos para despresionar el ducto.

Durante 2007, PEMEX experimentó 21 accidentes graves, en los cuales resultaron afectadas 4 Entidades Federativas: Guanajuato, Querétaro, Veracruz y Tlaxcala. En coordinación con los gobiernos estatales, el ejército, los servicios de protección civil y las autoridades locales, entre otros, se implementaron planes de acción de emergencia con el objeto de proteger y restaurar la salud de los residentes locales y la seguridad en las áreas afectadas, así como contrarrestar cualquier impacto negativo en el medio ambiente. A fin de protegerse contra pasivos ambientales, la Emisora ha incrementado su cobertura de seguros, los cuales cubren la mayor parte de los gastos directamente relacionados con estos accidentes. Esta cobertura no ampara, sin embargo, los deducibles y los gastos excluidos de las pólizas de seguros, tales como multas, gastos de relaciones públicas y limpieza del sitio no relacionado directamente con el accidente, entre otros gastos. La mayoría de las actividades de remediación relacionadas con 20 de los 21 accidentes graves que ocurrieron en 2007, ya se concluyeron, pero algunos de los procedimientos legales todavía están pendientes de resolución por parte de las autoridades ambientales, como resultado de diversos retrasos administrativos, incluyendo el análisis de los sitios y otras investigaciones sobre las causas de los accidentes.

De los 21 accidentes que ocurrieron en 2007, 19 de ellos ocurrieron por los ataques a ductos de distribución de hidrocarburos que provocaron en conjunto la pérdida por incendio, derrame o venteo de

172,820 barriles de crudo y productos destilados y 743.866 millones de pies cúbicos de gas. PEMEX presentó la denuncia de hechos correspondiente ante la Procuraduría General de la República. De los otros 2 accidentes uno de ellos fue por un derrame de 11,808 barriles causado por la ruptura por sobrepresión del oleoducto de 30" de diámetro Nuevo Teapa-Salina Cruz y el otro accidente fue ocasionado en la plataforma petrolera Usumacinta.

En el caso del accidente de la plataforma Usumacinta se perdieron aproximadamente 22.7 mil barriles de crudo y 37.8 millones de pies cúbicos de gas, durante los 54 días de contingencia en el pozo KAB-121. Durante los primeros 15 días de la contingencia, 28% del petróleo crudo y gas fue consumido por el fuego, durante los 39 días restantes, el aceite y el gas derramados o venteados se manejaron bajo control. Debido a las características del petróleo crudo derramado en el mar, 41% del petróleo crudo se evaporó y 8,701 barriles se recuperaron en el mar. Se emplearon 3,621 jornadas de trabajo en 7 frentes costeros de Tabasco y Campeche para recuperar un total de 394 barriles en la costa. Adicionalmente se aplicaron 34,400 litros de dispersantes biodegradables de baja toxicidad para dispersar los 615 barriles restantes para minimizar su impacto sobre el mar. De acuerdo con el modelo de dispersión atmosférica (PHAST 6.5), la concentración de contaminantes de la pluma de crudo y gas quemado fue de una parte por millón de H<sub>2</sub>S después de que la pluma viajó 50 kilómetros y tocó tierra cerca de la localidad de Dos Bocas, Tabasco. Las emisiones de óxidos de azufre fueron comparables a las emisiones de una refinería durante un día de operación.

Después de cada uno de estos accidentes, se implementó un plan de acción de emergencia, en coordinación con las autoridades locales y compañías privadas, que reforzó los procedimientos de emergencia existentes y ayudó a aislar las áreas dañadas, así como a evacuar las poblaciones vecinas en un periodo de tiempo muy corto, de tal forma que el daño a los residentes locales y a sus propiedades se vio significativamente reducido. En cada caso, la PROFEPA solicitó que PEMEX iniciara evaluaciones de impacto ambiental.

El 29 de abril de 2005, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó el Programa de Emergencia para el Fortalecimiento de Seguridad, Salud y Protección Ambiental. La implementación del plan comenzó con la auditoría de los ductos e instalaciones de alto riesgo por una fuerza laboral multidisciplinaria. Esta revisión inicial identificó áreas críticas que requerían atención. A través de este Plan de Emergencia, se pusieron en práctica varias medidas, a fin de limitar la cantidad y gravedad de incidentes personales e industriales.

A fin de lograr cero incidentes, heridas, emisiones nocivas y enfermedades en todos los centros de trabajo de PEMEX, en enero de 2006 se empezó a implementar el Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (PEMEX SSPA), así como la revisión y apego al análisis del origen de los accidentes; administración de seguridad de procesos, poniendo fuerte énfasis en la integridad mecánica; protección ambiental; salud ocupacional; disciplina operativa; auditorías efectivas; planes de respuesta a emergencias; pruebas de protección y sistemas de análisis de riesgos. El sistema incluye la incorporación de doce de las mejores prácticas preventivas y correctivas del mundo y tres subsistemas: Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), Administración de la Seguridad en el Trabajo (SAST) y Administración Ambiental (SAA). Durante 2007 la sistematización de los pasos de implementación del PEMEX-SSPA se inició y más de 16,500 empleados fueron capacitados en el sistema a través de 724 cursos y las estructuras organizacionales para la implementación, operaron consistentemente. El manual del sistema y sus guías técnicas para cada uno de sus elementos, fueron desarrollados, aprobados y comunicados y la primera autoevaluación de las doce mejores prácticas y del SASP se llevaron a cabo en los Organismos Subsidiarios. Como resultado de la implementación del Plan de Emergencia y del PEMEX-SSPA, la tasa de frecuencia de accidentes se redujo en 12% comparado con 2006, de 0.67 a 0.59 horas-hombre por millón laboradas con exposición a riesgo.

Además de lo aquí expuesto, no existe actualmente ningún procedimiento legal o administrativo que esté pendiente en contra de PEMEX en materia ambiental. (Ver 1c)—“Factores de riesgo relacionados con las operaciones de PEMEX- El cumplimiento de PEMEX con las regulaciones ambientales en México podría dar como resultado efectos materiales adversos sobre sus resultados de operación”).

## Pasivos ambientales

Al 31 de diciembre de 2008, los pasivos ambientales acumulados estimados de PEMEX ascendieron a \$1,972.9 millones. De este total, \$491.2 millones se atribuyen a PEP, \$1,371.8 millones a PR, \$107.5 millones a PGPB y \$2.4 millones a PPQ. Las siguientes tablas detallan los pasivos ambientales al 31 de diciembre de 2007.

### PEP

Área afectada (estimada en hectáreas)	Área Afectada Estimada	Pasivo Ambiental Estimado
	(en hectáreas)	(en millones de pesos)
Región Norte .....	111.38	\$219.67
Región Sur .....	<u>2.24</u>	<u>1.79</u>
Total <sup>(1)</sup> .....	<u>113.62</u>	<u>\$221.46</u>

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

(1) Durante 2007, se terminó la remediación ambiental en 150.8 hectáreas. Hubo 20.11 hectáreas de áreas adicionales afectadas, incluyendo 6.52 hectáreas en la Región Norte y 13.59 hectáreas en la Región Sur, ocasionadas por fugas en líneas de descargas y ductos.

Fuente: PEMEX.

### Drenado de Presas

	Número de Presas	Pasivo Ambiental Estimado
		(en millones de pesos)
Región Norte <sup>(1)</sup> .....	36.0	\$ 48.24
Región Sur .....	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>
Total .....	<u>36.0</u>	<u>\$ 48.24</u>
Total de pasivos ambientales estimados de PEP .		<u>\$269.70</u>

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

(1) En 2007 un total de 320 presas, 315 de la Región Norte y 5 de la Región Sur fueron restauradas y desincorporadas de los pasivos ambientales. Un total de 206 presas de la Región Norte fueron clasificadas como nuevos pasivos.

Fuente: PEMEX.

### PR

	Área Afectada Estimada	Pasivo Ambiental Estimado
	(en hectáreas)	(en millones de pesos)
Ductos.....	0.68	\$ 16.79
Refinerías.....	219.73	1,004.71
Terminales de Almacenamiento y Distribución .....	57.46	163.25
Otras áreas afectadas.....	<u>52.00</u>	<u>187.70</u>
Total.....	<u>329.87</u>	<u>\$1,372.45</u>

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

Fuente: PEMEX.

### PGPB

	Área Afectada Estimada	Pasivo Ambiental Estimado
	(en hectáreas)	(en millones de pesos)
Complejos Procesadores de Gas .....	20.32	\$98.68
Ductos.....	<u>0.05</u>	<u>8.85</u>

Total.....	<u>20.37</u>	<u>\$107.52</u>
------------	--------------	-----------------

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

### PPQ

	<u>Área Afectada Estimada</u> (en hectáreas)	<u>Pasivo Ambiental Estimado</u> (en millones de pesos)
Complejo petroquímico Cangrejera, S.A. de C.V.....	0.69	\$0.15
Complejo petroquímico Pajaritos, S.A. de C.V.....	<u>1.80</u>	<u>2.00</u>
Total.....	<u>2.49</u>	<u>\$2.15</u>

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.  
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, conforme al Boletín C-9 "Pasivos, provisiones, activos y pasivos contingentes y compromisos" de las NIFs. 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 no tiene conocimiento sobre alguna reclamación que fuera de tal magnitud como para afectar sustancialmente sus pasivos ambientales.

A finales de 2008, PEMEX no tenía 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, cualquier acción que se pudiera interponer en su contra en materia ambiental.

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.

### Ahorro de energía

#### *Premios*

En 2007 PEMEX se hizo acreedor a dos premios nacionales de ahorro en energía en la categoría de energía renovable y oferta energética. Estos ahorros redujeron el consumo de energía en el equivalente a 213 Mbpce en forma anual.

En 2007, PEMEX recibió dos premios nacionales de la Secretaría de Energía, a través de la Comisión Nacional de Ahorro de Energía, en las categorías de energía renovable y oferta energética. Los premios se le otorgaron al campo Litoral de Tabasco por el sistema solar generador de energía y a la refinería Cadereyta por la modernización de sus calentadores y torres de enfriamiento. Estos proyectos redujeron el consumo de energía en el equivalente a 213 Mb anuales de petróleo crudo equivalente.

### *Cartas de intención*

En agosto de 2007, PEMEX firmó dos cartas de intención con BNP-Paribas para la transferencia de los certificados de reducción de emisiones de dióxido de carbono y una carta de intención con Carbon Solutions de México. Bajo estos convenios, PEMEX implementará tres proyectos para reducir las emisiones de efecto invernadero, al incrementar la eficiencia térmica de las calderas de las refinerías de Cadereyta y Tula. El proyecto con BNP-Paribas permitirá que las emisiones de gas de efecto invernadero se reduzcan en más de 152 mil toneladas anuales y el proyecto con Carbon Solutions de México permitirá que las emisiones de efecto invernadero se reduzcan en más de 49 mil toneladas anuales.

### **Responsabilidad social**

PEMEX ha implementado diversas acciones en el área de responsabilidad social empresarial, principalmente en el cuidado y preservación del medio ambiente; la vinculación con las comunidades; el trabajo sobre bases éticas; el respeto a los derechos laborales; y en la promoción de la calidad de vida de los trabajadores. En particular, se tomaron las siguientes acciones específicas durante 2007:

- Se aportaron \$1.7 mil millones a una diversidad de donaciones y proyectos de desarrollo en las comunidades en las cuales PEMEX lleva a cabo sus actividades, incluyendo:
  - la construcción del acueducto paralelo Shicbul-Carmen en Campeche;
  - ayuda a la población afectada por las inundaciones en Tabasco;
  - apoyo a los programas de pesca en Minatitlán, Veracruz, y
  - construcción de un paso a desnivel en la vialidad de circunvalación sur Matamoros-Monterrey, en Tamaulipas.
- Se iniciaron los trabajos de remediación del terreno de la ex-refinería de Azcapotzalco, con la finalidad de que éste pueda tener un uso recreativo. Se espera completar este proyecto en septiembre de 2009.

Asimismo, se han continuado implementando otras actividades de reforestación y restauración del medio ambiente, así como investigación y educación en materia ambiental en áreas naturales protegidas.

### **Gastos y proyectos ambientales**

PEMEX ejerció aproximadamente \$3,694 millones en gastos y proyectos ambientales en 2008 y \$4,120 millones en 2007. Para 2009, PEMEX ha presupuestado \$8,532 millones para el desarrollo de infraestructura ecológica básica, de acuerdo a la nueva estructura programática económica del Presupuesto de Egresos de la Federación. Estos gastos y proyectos se dirigieron 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 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, la Convención de Viena para la Protección de la Capa de Ozono o el Convenio sobre Cooperación Ambiental que existe entre los gobiernos de México y Canadá o el hecho de que México sea miembro en la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo, haya causado o pueda causar un aumento significativo en sus gastos ambientales.

## **H. Información de mercado**

### ***Acuerdos de exportación***

Aunque México no es miembro de la OPEP, en el pasado, cuando la OPEP ha anunciado recortes e incrementos en la producción, México, a fin de mantener la estabilidad del mercado petrolero, ha

anunciado incrementos y recortes en la exportación de petróleo crudo de México, en relación con los incrementos o recortes de la producción de petróleo crudo por parte de otros países productores de petróleo. Sin embargo, desde 2004, PEMEX no ha cambiado sus niveles de exportación como resultado de los anuncios hechos por parte de la OPEP. A la fecha de este reporte, México no ha anunciado ninguna revisión al nivel actual de exportaciones de petróleo crudo de 1.55 MMBd, como resultado de los últimos anuncios hechos por la OPEP y no hay razón alguna para creer que México tiene planes para cambiar los niveles actuales de exportación de petróleo crudo de PEMEX.

### **Volúmenes y precios de venta**

La rentabilidad de las operaciones en cualquier periodo 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 petróleo crudo y el gas natural fluctuaron de un periodo a otro debido a las condiciones del mercado mundial y a 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. Las fórmulas de los precios de exportación de crudo se basaron en una canasta internacional de precios de referencia y una constante establecida de acuerdo con las condiciones de mercado específicas. Los precios de exportación de productos del petróleo crudo 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 petróleo crudo afectan, en forma directa, los resultados financieros. El impacto de estos cambios sobre los precios del petróleo crudo en las actividades de refinación e industria petroquímica dependen de:

- La magnitud del cambio en los precios del petróleo crudo;
- El ajuste de los precios del petróleo crudo y productos petroquímicos en los mercados internacionales para reflejar cambios en los precios del petróleo 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. Por lo general, 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.

	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de</b>				
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
	(en dólares por barril)				
Precio promedio de petróleo crudo West Texas Intermediate.....	EUA\$41.49	EUA\$56.59	EUA\$66.04	EUA\$72.20	EUA\$100.06
Precio de exportación promedio ponderado del petróleo crudo de PEMEX.....	31.05	42.71	53.04	61.64	85.70

Nota: Las cifras en la tabla constituyen precios promedio para todo el año. Los precios spot al cierre del año son diferentes. El 24 de marzo de 2009, el precio spot del petróleo crudo West Texas Intermediate fue de EUA\$53.51 por barril y el precio spot de la canasta de petróleo crudo de PEMEX fue estimado en EUA\$45.62 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).

En 2008 el precio promedio del petróleo crudo West Texas Intermediate fue de EUA\$100.06, mientras que el precio de exportación promedio ponderado del petróleo crudo de PEMEX fue de EUA\$85.70.

## Precios nacionales

Diversos comités conformados por funcionarios de la Emisora y los 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. La Emisora y los 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.

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

	2004		2005		2006		2007		2008	
	México	E.U.A.								
<b>Productos del petróleo</b>										
Gasolina regular sin plomo <sup>(1)</sup> .....	86.48	72.39	92.45	92.42	96.46	104.10	100.59	110.15	104.44	129.84
Gasolina Premium <sup>(1)</sup> .....	101.17	80.38	109.31	100.67	114.64	112.62	124.00	119.95	138.87	141.29
Diesel <sup>(1)</sup> .....	71.72	72.93	76.55	99.51	79.47	111.18	85.09	118.44	91.03	160.01
Turbosina <sup>(2)</sup> .....	47.92	48.49	71.59	72.04	81.31	80.91	88.93	89.56	125.09	124.31
Queroseno <sup>(3)</sup> .....	71.72	50.76	76.55	72.87	79.37	83.67	85.10	91.13	91.03	126.25
<b>Gas Natural<sup>(4)</sup></b>										
Industrial.....	6.09	6.41	7.88	8.58	6.67	7.81	6.62	7.57	9.62	9.71
Residencial.....	9.58	12.03	11.75	14.78	11.22	13.99	11.86	14.04		16.26
<b>Petroquímicos selectos</b>										
Amoniaco <sup>(5)</sup> .....	272.48	250.68	324.26	288.87	305.53	282.17	310.76	301.95	521.23	517.67
Polietileno L.D. <sup>(6)</sup> .....	1,221.15	1,504.20	1,542.74	1,721.57	1,504.40	1,509.98	1,593.26	1,345.93	171.89	1,512.66
Polietileno H.D. <sup>(7)</sup> .....	978.44	1,364.33	1,352.18	1,552.94	1,504.53	1,463.60	1,485.02	1,270.69	1,658.72	1,357.51
Estireno <sup>(8)</sup> .....	1,297.79	1,231.44	1,419.03	1,360.49	1,475.00	1,358.50	1,575.75	1,426.84	1,698.05	1,529.92

(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.

Precios de gas natural industrial en la ciudad de México y alrededores, con compromiso mensual para volúmenes adicionales con notificación (puede ser un día antes). Los precios para gas natural residencial precios promedio ponderado nacional 2007 y 2008. Precios para México D.F. para 2004 a 2006. Los precios incluyen los costos de transporte y distribución para cada área. El precio promedio nacional en Estados Unidos para gas industrial, para uso residencial promedio en Texas.

Fuentes: 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 base de la Planta Petroquímica de Cosoleacaque. Para Estados Unidos precios Spot en el Caribe.

Fuentes: 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 de exportación a E.U.A a partir de junio de 2006.

Fuentes: PPQ e ICIS-Pricing.

(7) En dólares por tonelada. Grado PADMEX 55010. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precios de exportación a E.U.A a partir de junio de 2006.

Fuentes: PPQ e ICIS-Pricing.

(8) En dólares por tonelada. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precios promedio contratados y spot para E.U.A.

Fuentes: PPQ e ICIS-Pricing.

### IEPS, derechos sobre la extracción de petróleo y otros impuestos

La siguiente tabla muestra los impuestos y derechos que PEMEX registró en los tres últimos años:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre <sup>(1)</sup>		
	2006	2007	2008
	(en millones de pesos)		
Derechos sobre la extracción de hidrocarburos y otros impuestos .....	\$587,021	\$667,999	\$767,528
Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes .....	8,224	—	—
Impuesto a los rendimientos petroleros .....	4,915	6,031	1,582
Impuesto sobre la Renta.....	4,605	3,226	2,562
IEPS <sup>(2)</sup> .....	—	—	—
<b>Total.....</b>	<b>\$604,765</b>	<b>\$677,256</b>	<b>\$771,672</b>

Nota: Para la descripción de estos impuestos y derechos, véase – *Situación Tributaria en el punto II 2.F.*

(1) Las cantidades están expresadas en millones de pesos constantes del 31 de diciembre de 2007 y no representan la cantidad, en términos nominales, efectivamente pagada a las autoridades fiscales correspondientes.

(2) Durante 2006 y 2007 no se generó IEPS debido a que se generó una tasa negativa del IEPS.

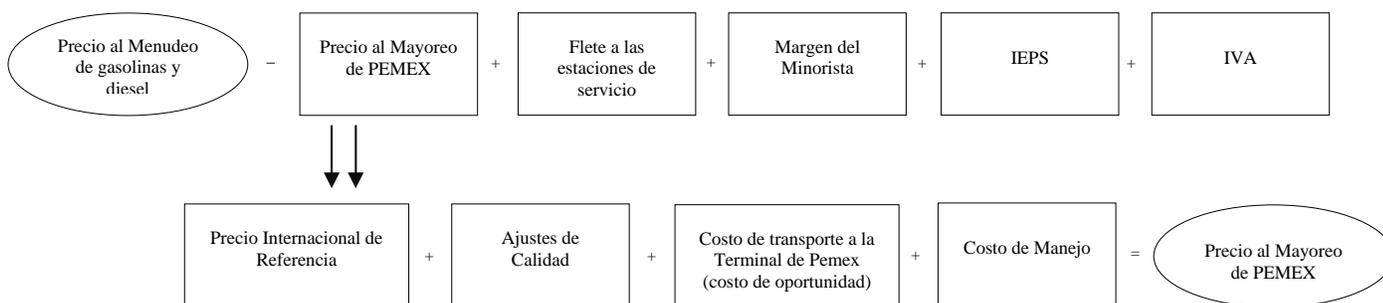
Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX.

El IEPS asegura que PR 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.

Los precios al menudeo de la gasolina y del diesel reflejan la adición del IEPS, como se describe abajo, así como del IVA. Se cobra el IEPS sólo en la gasolina y en el diesel. (Ver 3)b)E.—“*Legislación aplicable y situación tributaria*”).

Con respecto a los estados financieros, el IEPS, cuando se le debe al Gobierno Federal, se presenta como parte de las ventas domésticas netas y luego se deduce después de la “Rendimiento antes de los derechos sobre extracción de petróleo”. Desde finales de 2005 y hasta finales de 2007, la tasa del IEPS fue negativa y, por lo tanto, no se reflejó como parte de las ventas domésticas netas. Tanto en 2007 como en 2006 (pero no en 2005), se recibió un crédito al impuesto equivalente a la cantidad del IEPS negativo, el cual se refleja en el estado de resultados bajo “Otros Ingresos”.

La SHCP determina los precios al menudeo de la gasolina y del diesel antes del principio de cada año fiscal, conjuntamente con la preparación del presupuesto del gobierno para dicho año.



Para los combustibles usados en vehículos automotores, el IEPS es igual (a) al precio de menudeo al cual PR vende la gasolina y diesel a los minoristas menos (b) el IVA, menos (c) el precio de mayoreo de PR, menos (d) el flete a las estaciones de servicio y menos (e) el margen del minorista.

Cuando aumentan los precios internacionales, el precio al mayoreo se incrementa y como resultado, el IEPS que se le cobra a los consumidores y se le transfiere al Gobierno Federal disminuye, ya que el precio al menudeo de la gasolina y el diesel es fijo.

Desde mediados del año 2005, el precio al menudeo de la gasolina y diesel ha sido menor a la suma del precio al mayoreo de PR, el impuesto al valor agregado y el margen del distribuidor, lo que ha generado una tasa "negativa" del IEPS. En 2005, PEMEX no recibió ningún beneficio de la tasa negativa del IEPS. En 2006, sin embargo, la Ley de Ingresos de la Federación estableció que los montos que resulten de las tasas del IEPS negativo en PEMEX, pueden acreditarse contra el IEPS a cargo y, si hubiera remanente, se podrá acreditar contra el IVA y, si existiese todavía excedente, contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. La devolución del IEPS está registrada en el estado de resultados bajo "Otros Ingresos". En 2007 a PEMEX le fue permitido acreditar \$72.1 mil millones del IEPS negativo, de los cuales PEMEX acreditó \$57.3 mil millones contra el IEPS y contra el IVA. El excedente fue acreditado contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.

El 7 de enero de 2009, el Presidente de la República anunció el "Acuerdo Nacional en favor de la Economía Familiar y el Empleo para Vivir Mejor" para mitigar en México los efectos de la crisis económica internacional. Los principales puntos de este Acuerdo relacionados con PEMEX son los siguientes:

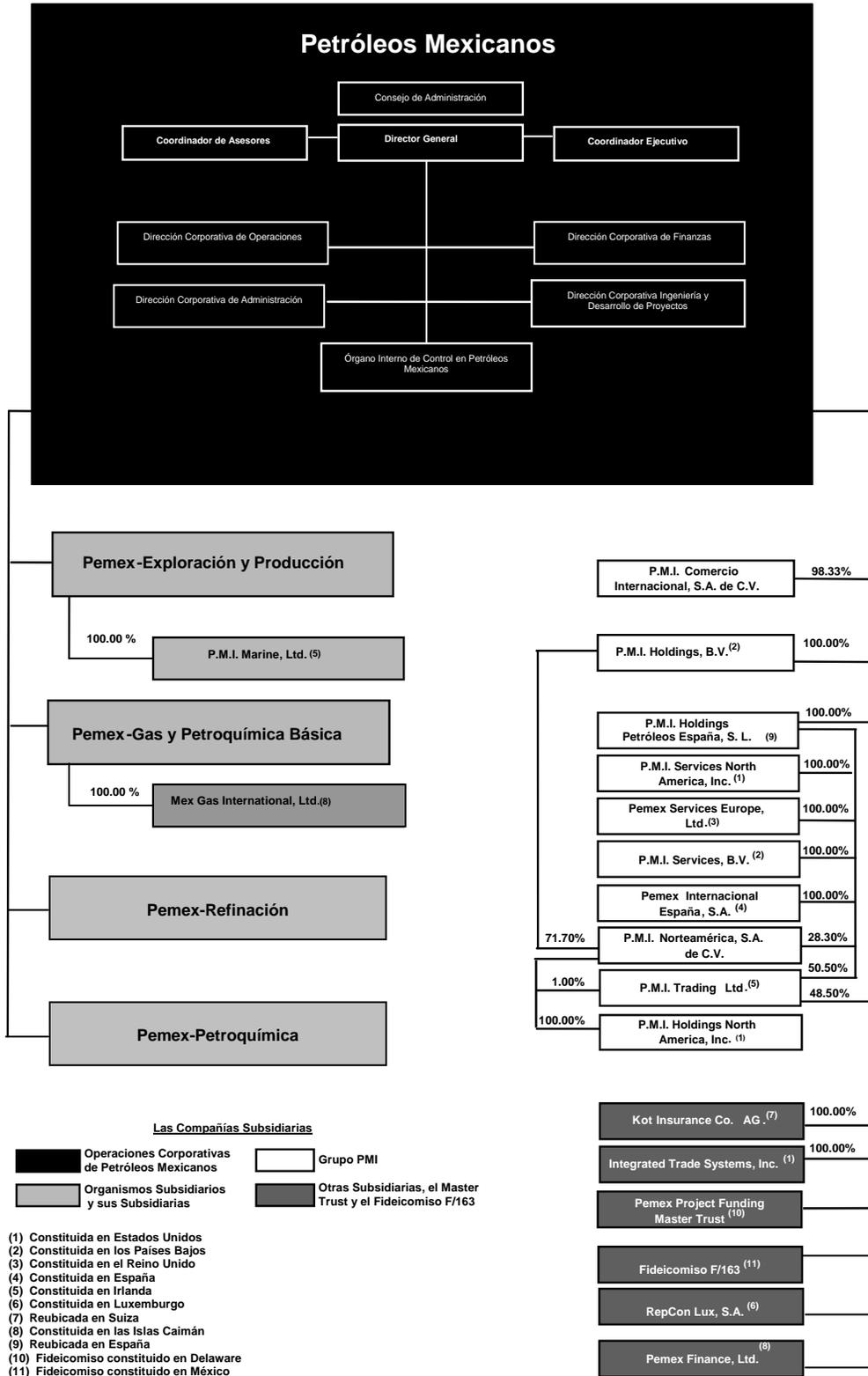
- La suspensión de los incrementos periódicos en los precios de las gasolinas en las estaciones de servicio durante 2009.
- El establecimiento de techos en los precios de usuarios finales de gas licuado de petróleo.
- La asesoría técnica a pequeñas y medianas empresas para que se conviertan en proveedores de la industria petrolera; y
- El ejercicio transparente, ágil y oportuno del presupuesto federal a fin de que se lleven a cabo nuevos proyectos de inversión.

También el 7 de enero de 2009, el Gobierno Federal anunció medidas adicionales incluyendo una reducción del 10% del precio del gas natural en ventas domésticas.

El 8 de enero de 2009 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, una resolución que establece los términos y condiciones de las ventas de primera mano de combustóleo y petroquímicos básicos, así como las metodologías para determinar sus precios. Esta resolución también incluye los términos y condiciones para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de petroquímicos básicos y productos refinados, así como las metodologías para determinar sus precios. Asimismo, se publicó en esa misma fecha una resolución estableciendo el precio máximo de venta de primera mano de gas licuado de petróleo que aplicará para todo 2009.

I. Estructura corporativa

**ESTRUCTURA CONSOLIDADA DE PEMEX**



## **J. Descripción de los principales activos**

### **Propiedades, plantas y equipo**

#### ***General***

Las principales propiedades de PEMEX, que consisten en refinерías, 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 3)b)C. —“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. La Emisora y los Garantes tienen el derecho exclusivo de producir y vender la producción de 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 3)b).A. (i) —“Reservas”.

## **K. Procesos judiciales, administrativos o arbitrales**

Dentro del curso normal de sus negocios, PEMEX es parte en numerosos procesos 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.

#### ***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 tengan o puedan tener un efecto relevante adverso sobre los resultados de operación y la posición financiera de PEMEX.

Para conocer más información sobre las negociaciones con el Sindicato y el Contrato Colectivo (Ver 3)b)F.— “Recursos Humanos”).

#### **Auditorías del Gobierno Federal y otras investigaciones**

La Emisora 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 la Emisora 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 la Emisora y los 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 la Emisora 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 participan en la elaboración, manejo y difusión de la información contable y financiera en la Emisora, así como los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias. PEMEX espera que estos esfuerzos den como resultado un sistema más efectivo de controles internos.

En julio de 2007, la SFP anunció que sancionó al Ing. Raúl Muñoz Leos, ex-Director General de la Emisora y al Lic. Juan Carlos Soriano Rosas, ex-Abogado General de la Emisora, cada uno con una multa de \$862.2 millones e inhabilitación para ocupar algún cargo público por 10 años por violación a las leyes y a la normatividad presupuestal en relación con un convenio laboral (No. 10275/04) de fecha 1 de agosto de 2004 celebrado entre la Emisora y el Sindicato. Con fecha 25 de agosto de 2005, la Emisora y el Sindicato modificaron este convenio laboral para realizar ciertos ajustes requeridos por la regulación aplicable. Estas sanciones han sido apeladas por los ex-funcionarios mencionados y la resolución final de este asunto se encuentra pendiente.

El 12 de diciembre de 2008, la SEC informó sobre una acción contra Siemens AG por violaciones a la ley anti-corrupción de los Estados Unidos, donde, entre otros puntos, alega que dos subsidiarias de Siemens AG hicieron tres pagos ilícitos por un monto total aproximado por EUA\$2.6 millones a un consultor para solucionar reclamos sobre costos adicionales relacionados con la reconfiguración de tres refinерías y que cierto porcentaje de esos pagos fueron para un funcionario de PEMEX.

El 22 de diciembre de 2008, PEMEX solicitó una investigación sobre los supuestos hechos y el 23 de diciembre de 2008, el Órgano Interno de Control de la Emisora inició una investigación formal al respecto. Dicho Órgano Interno de Control es independiente a la Administración de PEMEX y reporta directamente a la SFP. Esta investigación busca determinar si existieron actos inapropiados relacionados con las declaraciones realizadas por la SEC. Los servidores públicos que no cumplan el servicio que les sea encomendado u omitan actos de conformidad con la regulación aplicable y el Código de Ética de los Servidores Públicos de la Administración Pública Federal estarán sujetos a las sanciones administrativas y penales que determinen las leyes de México.

#### **Acciones contra el mercado ilícito de combustibles**

PEMEX junto con la SHCP, la Policía Federal Preventiva y la Secretaría de Energía han implementado varias medidas para combatir el mercado ilícito de combustibles. Este mercado ilícito implica, principalmente, el robo de productos de la red de ductos y de las instalaciones de PEMEX y el contrabando de productos para adulterar combustibles. Como resultado de la modificación al Código Penal Federal el 29 de abril de 2004 se estableció, como delito grave, la sustracción o aprovechamiento de hidrocarburos o sus derivados, sin derecho o sin consentimiento de la persona que legalmente pueda autorizarlo. PEMEX vigila su sistema nacional de ductos y reporta cualquier actividad ilícita a las autoridades locales y federales competentes.

PR continúa implementando diversas medidas para prevenir y combatir el mercado ilícito de combustibles, entre las que destacan:

- Una iniciativa para modificar el Código Penal Federal, el Código Federal de Procedimientos Penales, el Código Fiscal de la Federación y la Ley Federal contra la Delincuencia Organizada, a fin de facilitar la identificación de los responsables de estas actividades ilícitas. Esta iniciativa está siendo analizada por el Congreso de la Unión.
- Las mejoras en el manejo de combustibles dentro de las instalaciones de PEMEX y la supervisión de los controles en la operación de dichos combustibles, tales como:
  - El uso de un sistema electrónico especializado que se inserta en los ductos, el cual percibe, registra y localiza irregularidades, lo mismo que algunas corrosiones y permite localizar perforaciones desde donde los combustibles pudiesen ser sustraídos en forma ilegal.
  - La creación de “mapas de vulnerabilidad” de las instalaciones de PEMEX, lo cual permite identificar aquellas áreas más vulnerables de ser violentadas en su seguridad, y donde las medidas de seguridad adicionales son recomendables.
  - La implementación de un monitoreo satelital de las pipas, a fin de hacerlas localizables en todo momento.

- La implementación de un sistema de monitoreo por video, el cual ha sido instalado en 66 de 77 de las terminales de almacenamiento y distribución, el cual opera con un sistema de 24 laboratorios móviles para analizar la calidad de los combustibles en más de 8,000 estaciones de servicio en México.

En 2007, se detectaron 296 tomas ilícitas en comparación con las 204 tomas ilícitas que fueron detectadas en 2006. PR ha instalado instrumentos de medición más precisos en las principales instalaciones de transferencia entre refinerías, terminales marítimas, almacenes, distribuidores, proveedores y clientes a fin de medir los volúmenes y generar reportes de balance de productos. Un Sistema de Monitoreo y Control ha sido instalado en 11 de las 77 terminales de almacenamiento y distribución. El mercado ilícito de combustibles impacta en los resultados de operaciones de PEMEX en virtud de la pérdida de las ganancias que PEMEX hubiera obtenido por la venta de dichos productos, ya que el costo de producción viene incluido en el costo de ventas. Las acciones preventivas descritas anteriormente han dado como resultado la reducción del mercado ilícito y han incrementado los volúmenes de ventas. PR aplica el principio de Bernoulli para estimar los volúmenes de producto faltante en el sistema de ductos y tales estimaciones están basadas en el monitoreo de la salida de los fluidos y en el uso de reportes en las caídas de la presión. La aplicación de este principio durante 2006 y 2007 ha permitido determinar que, a pesar de que se ha incrementado el número de entradas ilícitas, el total del volumen faltante ha disminuido.

### **Procesos judiciales, administrativos o arbitrales**

Al 31 de diciembre de 2008, PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, agrarios, administrativos, ambientales, laborales, mercantiles y de arbitraje cuya resolución final se desconoce a la fecha de este reporte; no obstante, se tiene registrada una provisión para cubrir estas contingencias por \$11.0 mil millones al 31 de diciembre de 2008. El monto aproximado de estas contingencias asciende a \$41.3 mil millones al 31 de diciembre de 2008. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos al 11 de febrero de 2009:

En septiembre de 2001, CONPROCA, prestó 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 de Comercio Internacional (juicio arbitral 11760/KGA), en contra de PR y la Emisora exigiendo el pago de los gastos incurridos por CONPROCA en la prestación de esos servicios. CONPROCA pretende el pago de la cantidad de EUA\$633.1 millones. Por su parte, la Emisora y PR pretenden el pago de la cantidad de EUA\$907.7 millones (incluyendo IVA). El 17 de diciembre de 2008 el Tribunal Arbitral emitió el laudo sobre responsabilidad, el cual fue notificado el 22 de diciembre de 2008. El Tribunal Arbitral se pronunció sobre la procedencia genérica de los reclamos; es decir, no se determinó una cantidad específica a cargo de PR y la Emisora. Se encuentra pendiente la fase de cuantificación de los reclamos procedentes.

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 de Comercio Internacional (arbitraje con relación al proyecto IPC-01) por presuntos incumplimientos de un contrato de obra de dos plataformas en Cantarell. Las prestaciones que reclama COMMISA ascienden a EUA\$292.0 millones y EUA\$37.5 millones. PEP reconvino el pago por la cantidad de EUA\$125.9 millones y EUA\$41.5 millones. Con fecha 13 de febrero de 2009 se recibió comunicación del Tribunal Arbitral mediante la cual informa que la Corte Internacional de Arbitraje prorrogó la emisión del laudo final para el 31 de mayo de 2009.

En febrero de 2005, COMMISA demandó a PEP ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (arbitraje relativo al proyecto IPC-28), el pago de una compensación calculada en aproximadamente EUA\$142.4 millones y \$40.2 millones por supuestos incumplimientos imputables a PEP relativos a los barcos Bar Protector y Castoro 10 en la zona de Cantarell y trabajos extraordinarios realizados. Con fecha 3 de diciembre de 2008, PEP y COMMISA celebraron convenio de transacción con el objeto de finiquitar y dar por terminada cualquier controversia presente o futura relacionada con los reclamos que deriven del contrato PEP-O-IT-136/98 (IPC-28). PEP pagó la cantidad de \$1,214 millones, con lo cual se dio por terminado este asunto.

El 7 de diciembre de 2005, PR fue emplazado con relación a la demanda interpuesta ante el Juzgado Quinto de Distrito en Materia Civil por Asociación de Transportistas al Servicio de Petróleos Mexicanos, Clientes o Empresas Sustitutos, A.C. (expediente 262/2005-II) por, entre otros, daños y

perjuicios por un monto de \$1,648 millones derivado del incumplimiento de un convenio de prestación de servicios de transporte terrestre por auto tanque. El 7 de marzo de 2008 se celebró una audiencia final en la cual las partes presentaron sus correspondientes alegatos. El 6 de junio de 2008 el Juzgado Quinto de Distrito emitió sentencia en el juicio principal resolviendo declarar improcedente la acción de pago de daños y perjuicios. Las partes interpusieron recurso de apelación ante el Tercer Tribunal Unitario en Materia Civil y Administrativa del Distrito Federal Primer Circuito. El 22 de diciembre de 2008 se resolvió la apelación confirmando la sentencia de primera instancia. Ambas partes interpusieron amparos contra esta resolución. En el caso de PR, el amparo fue interpuesto debido a que la parte actora no fue condenada al pago de los gastos y costas de la primera instancia del juicio. A esta fecha, se encuentra pendiente que se dicte una resolución.

El 15 de diciembre de 2005, Asociación de Transportistas al Servicio de Petróleos Mexicanos, Clientes o Empresas Sustitutos, A.C. presentó otra demanda en contra de PR que se radicó ante el Juzgado Quinto de Distrito en Materia Civil (expediente 271/2005-I) por supuesto incumplimiento del contrato de prestación de servicios de fecha 26 de marzo de 1993, a fin de que PR autorice el cambio de unidades que han rebasado los años de antigüedad pactados. El 29 de abril de 2008 se dictó sentencia condenando a PR a las prestaciones reclamadas en cuanto al reemplazo de vehículos. La prestación reclamada relativa a daños y perjuicios se declaró procedente en forma genérica. Una vez que se inicie la ejecución de la sentencia se cuantificará el monto específico. El 20 de mayo de 2008 PR hizo valer recurso de apelación en contra de esa sentencia definitiva que fue turnado al Primer Tribunal Unitario en Materia Civil y Administrativa del Distrito Federal (Toca 425/2008). Este recurso se encuentra suspendido, en virtud de que la parte actora promovió incidente de nulidad argumentando irregularidades en la firma del representante legal de PR. El 10 de septiembre de 2008 PR promovió Juicio de Garantías, mismo que se resolvió a favor de PR, declarándose que el Primer Tribunal Unitario es incompetente para conocer del incidente de falsedad de firma.

Con fecha 31 de octubre de 2007, Asociación de Transportistas al Servicio de Petróleos Mexicanos, Clientes o Empresas Sustitutos, A.C. promovió una demanda civil en contra de PR (expediente 295/2007) mismo que se tramita ante el Juzgado Quinto de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal, en el cual reclama, entre otros, la declaración judicial de incumplimiento del convenio de prestación de servicios de fecha 26 de marzo de 1993 y los correspondientes daños y perjuicios. El 27 de mayo de 2008 PR presentó contestación de la demanda. El 22 de septiembre del 2008 se celebró la audiencia final del juicio procediendo la cita a las partes para oír sentencia, misma que a la fecha no se ha dictado. En caso de que se declare procedente el pago de los daños y perjuicios, será durante la etapa de ejecución de la sentencia que se cuantificará el monto correspondiente.

El 20 de agosto de 2007 fueron emplazados la Emisora y PR ante el Juzgado Decimocuarto de Distrito del Décimo Circuito en Coatzacoalcos, Veracruz (expediente 12/2007) por Leoba Rueda Nava demandando, entre otros, la responsabilidad civil objetiva y el pago de daños y perjuicios derivado de una afectación en materia ambiental a una extensión que conforma el área de desechos aceitosos (contaminación con hidrocarburos y otras sustancias tóxicas) por un monto aproximado de \$1,200 millones, equivalentes al costo aproximado de remediación ambiental. Se han desahogado las pruebas documentales y las periciales, quedando pendiente el dictamen del perito por parte del tercero en discordia en materia de evaluación de daños ambientales. Una vez que sea rendido dicho dictamen, se cerrará el periodo probatorio para posteriormente citar a la audiencia final de alegatos y dictar la sentencia correspondiente.

En enero de 2006 Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V. promovió un arbitraje internacional ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de PGPB y Gas Natural México, S.A. de C.V. ("GNM"), en el que se reclama, entre otras prestaciones, el cumplimiento por parte de PGPB y GNM de un contrato de transporte y de sus modificaciones mediante los acuerdos de febrero y noviembre de 2001. Dicho contrato tiene por objeto reservar el 100% de la capacidad del Gasoducto Palmillas-Toluca. El 12 de febrero de 2009 el Tribunal Arbitral ordenó: 1) establecer como fecha final el día 9 de marzo de 2009 para que las partes informen del resultado de las negociaciones con las cuales pretenden poner fin a la controversia y 2) llegada esa fecha si no existe acuerdo entre las partes que ponga fin a la controversia, establecerá las fechas para la celebración de las audiencias para escuchar a los testigos nombrados por las partes.

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 \$393.1 millones ante el Juzgado Tercero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal (exp. 202/2003). PR dio contestación a la demanda en octubre de 2004. El 18 de noviembre de 2008 se celebró la audiencia final del juicio, procediendo la cita a las partes para oír sentencia, misma que se encuentra pendiente.

En julio de 2000 Petroquímica Cosoleacaque, S.A. de C.V. ("PECOSA"), (quien desde el 1° de mayo de 2006 se fusionó con PPQ) demandó a Afianzadora Insurgentes, S.A. de C.V. y a Fianzas México Bital, S.A., Grupo Financiero Bital por un monto aproximado de \$218.8 millones por diversos adeudos derivados del suministro de productos garantizados mediante pólizas de fianza otorgadas en favor de Agronitrogenados, S.A. de C.V., ante el Juzgado Décimo de Distrito en Coahuila de Zaragoza, Veracruz (expediente 18/2000). En junio de 2004 se dictó sentencia a favor de PECOSA. En octubre de 2004, la parte demandada apeló esta decisión. El Segundo Tribunal Unitario del Décimo Circuito en Villahermosa, Tabasco pronunció una nueva sentencia condenando a Afianzadora Insurgentes, S.A. de C.V. al pago de \$141.3 millones por concepto de capital; \$6.9 millones por concepto de intereses generados y \$50.7 millones por concepto de intereses moratorios causados hasta el 31 de mayo 2000, más los que se sigan acumulando hasta la fecha efectiva de pago. Y condenó a Fianzas México Bital, S.A., Grupo Financiero Bital al pago de \$13.9 millones por concepto de capital, \$278.3 miles por intereses normales y \$5.8 millones por concepto de intereses moratorios causados hasta el 31 de mayo 2000, más los que se sigan acumulando hasta la fecha efectiva de pago. Adicionalmente se condenó a las demandadas al pago del IVA correspondiente y a los gastos y costas respectivos. El 3 de julio de 2008 PPQ interpuso un amparo directo al igual que las demandadas, porque consideraron que la nueva sentencia no se ajustaba a los términos resueltos previamente por la autoridad. El 22 de agosto de 2008, el Primer Tribunal Colegiado del Décimo Circuito en el Estado de Tabasco se reservó la admisión de dichas demandas, ya que no se ha logrado el emplazamiento de Agronitrogenados, S.A. de C.V. como tercero perjudicado.

Con fecha 16 de agosto de 2006 fueron promovidos juicios de amparo por Minera Carbonífera Río Escondido, S.A. de C.V. y Minerales Monclova, S.A. de C.V. (expedientes 723/2006 y 724/2006) contra PEP reclamando la violación constitucional a su garantía de audiencia, con motivo de la modificación a la Ley Reglamentaria y por la ejecución de obras, desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de la explotación de gas no asociado bajo el contrato de obra pública número 414105826, que tiene por objeto explotar el gas no asociado en los mismos campos donde se localizan sus concesiones mineras. La parte actora reclama el derecho de explotación del gas derivado de su concesión minera. Se encuentra pendiente que el perito en materia de geología emita su dictamen. Una vez que se rinda dicho dictamen, se celebrará la audiencia constitucional.

De las demandas que fueron presentadas por un grupo de Diputados y Senadores de la Quincuagésima Novena Legislatura del Congreso de la Unión en contra de PEP en relación con los COPF. (Ver II.2.A. (i)—"Contratos de Obra Pública Financiada"), a esta fecha únicamente queda un proceso por resolverse, ya que en los otros procesos similares se obtuvo una resolución favorable para PEP. El juicio pendiente se refiere al COPF celebrado entre PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V. y PEP por el bloque Cuervito, el cual se sigue ante el Juzgado Noveno de Distrito en Materia Civil del Distrito Federal (expediente 226/2004-IV). La parte actora solicita la declaración judicial de nulidad del COPF, por considerarlo violatorio al artículo 27 de la Constitución. Con fecha 13 de diciembre de 2007 PEP hizo valer la falta de personalidad de los actores por conclusión de su encargo. Mediante resolución de fecha 15 de mayo de 2008 se declaró infundada la resolución de falta de personalidad, por lo que PEP presentó un recurso de apelación. Con fecha 2 de junio de 2008, PEP presentó la contestación de demanda, misma que se encuentra pendiente hasta que no se resuelva en definitiva la cuestión de falta de personalidad.

En enero de 1993, PR celebró un contrato de coinversión con Impulsora Jalisciense, S.A. de C.V. ("Impulsora") para establecer una nueva sociedad denominada Mexicana de Lubricantes, S.A. de C.V. ("Mexicana de Lubricantes"), que formula, envasa, transporta y comercializa toda clase de aceites y grasas lubricantes. Actualmente, PR es parte de diversos procesos judiciales y administrativos en relación con esta asociación, los cuales se encuentran en proceso deliberativo por parte de las autoridades competentes, que incluyen los siguientes:

- El 5 de diciembre de 2005 Impulsora promovió un amparo (expediente 1519/2005) ante el Juzgado Quinto de Distrito en Materia Administrativa en el Estado de Jalisco reclamando la inconstitucionalidad del nuevo modelo del contrato de franquicia que debe celebrar PR con las estaciones de servicio. Este amparo ha sido acumulado al juicio de amparo promovido por

Bardahl de México, S.A. de C.V. ("Bardahl"), un competidor en el mercado de lubricantes que argumenta que es dueño de la marca MexLub y que está solicitando que se le permita competir con sus marcas en las estaciones de servicio en México, evitando que se comercialice, en forma exclusiva, los lubricantes de la empresa Mexicana de Lubricantes. El 9 de diciembre de 2008 se publicó un acuerdo por el cual se informa a las partes, que se celebró la audiencia constitucional. A la fecha está pendiente que se dicte la resolución.

- El 26 de diciembre de 2005 PR promovió en la vía ordinaria mercantil demanda contra Mexicana de Lubricantes, tramitada ante el Juzgado Segundo de Distrito en Materia Civil en el Estado de Jalisco, bajo el número 127/2005, requiriendo la emisión y publicación de una convocatoria para la celebración de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas para aprobar la información financiera de Mexicana de Lubricantes, así como para el nombramiento de nuevos consejeros y comisario. Con fecha 29 de junio de 2007 se dictó sentencia favorable a los intereses del PR condenando a Mexicana de Lubricantes a la emisión de la convocatoria, pero absolviéndola del pago de daños y perjuicios que le fueron reclamados. Ambas partes apelaron ante el Primer Tribunal Unitario del Tercer Circuito y esa resolución fue revocada. Se concedió un amparo presentado por PR, confirmándose la sentencia de primera instancia. Mexicana de Lubricantes interpuso amparo en contra de dicha resolución, misma que se encuentra pendiente de resolver. Asimismo, está pendiente el amparo indirecto en contra de la resolución del recurso de reclamación hecho valer por Mexicana de Lubricantes ante el Tribunal Unitario.
- El 7 de junio de 2006, PR presentó una denuncia penal ante la Procuraduría General de la República por irregularidades cometidas por los miembros del Consejo de Administración de Mexicana de Lubricantes. A esta fecha, la averiguación se encuentra en proceso de integración. Se está en espera de que los peritos contratados por PR culminen con el dictamen contable solicitado por el Ministerio Público Federal.
- El 17 de octubre de 2006, PR promovió un juicio ordinario mercantil en contra de Impulsora ante el Juzgado Octavo de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal, (expediente 222/2006), donde reclama el ejercicio de la opción de compra de las acciones de Mexicana de Lubricantes, que son propiedad de Impulsora. El juicio se encuentra en etapa de pruebas. El 23 de septiembre de 2008 el perito de PR rindió su dictamen en materia de contabilidad, actualmente se encuentra pendiente el dictamen que debe rendir el perito de la parte demandada.
- El 28 de marzo de 2008, Mexicana de Lubricantes interpuso una demanda mercantil radicada con el número de expediente 28/2007 en el Juzgado Primero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal en contra de PR, en la que se reclama, entre otras prestaciones, la nulidad de la rescisión y terminación anticipada de los siguientes contratos celebrados entre Mexicana de Lubricantes y PR: (i) un contrato de licencia y de marcas, (ii) un contrato de suministro de aceites básicos y (iii) un contrato de maquila de aceites y grasas lubricantes para la Emisora y los Organismos Subsidiarios. Ante esa misma autoridad, Mexicana de Lubricantes promovió incidente de falta de personalidad y el 4 de julio de 2008 se dictó resolución que indicó que el poder con el que PR acreditó su personalidad presentó algunas irregularidades. En julio de 2008 PR hizo valer un recurso de apelación en contra de esta resolución misma que fue radicada ante el Primer Tribunal Unitario en Materia Civil y Administrativa (Toca No. 504/2008). El 24 de noviembre de 2008 se publicó la resolución del Tribunal Unitario en la que se confirmó la sentencia de primera instancia. Se presentó juicio de amparo ante el Tercer Tribunal Unitario en Materia Civil (expediente 130/2008), quien emitió sentencia el 24 de diciembre de 2008 declarando improcedente la falta de personalidad, otorgando la suspensión definitiva a PR. Ante la misma autoridad PR promovió un amparo (No. 133/2008) contra la resolución de segunda instancia. Ambos amparos se resolvieron a favor de PR. Mexicana de Lubricantes interpuso recurso de queja contra la resolución dictada en el amparo 130/2008, mismo que está pendiente de resolverse.

En forma adicional existe un procedimiento administrativo iniciado por la CFC del cual se han derivado diversos juicios. El 10 de julio de 2003, la CFC emitió resolución en un procedimiento administrativo (expediente 10-62-97) ordenando a PR no imponer cláusulas de exclusividad en los contratos de franquicia y suministro y en el contrato de licencia de uso de marcas, entre otros, y requirió la modificación de los mismos para eliminar la obligación de las estaciones de servicio de comercializar y distribuir únicamente aceites y grasas lubricantes de la marca PEMEX. Esta resolución establece un plazo de 6 meses para llevar a cabo dichas modificaciones y una multa de 1,500 veces el salario mínimo vigente para el Distrito Federal por cada día que transcurra sin su cumplimiento.

Por auto de fecha 15 de enero del 2008 la CFC requirió a PR que acreditara el cumplimiento de dicha resolución. El 12 de febrero de 2008 PR manifestó a la CFC la imposibilidad legal de dar cumplimiento a dicha resolución en virtud de la suspensión otorgada a Bardahl en diversos juicios de amparo, en tanto no se resuelva el fondo de esos asuntos.

Mediante auto del 10 de abril de 2008, la CFC determinó que de los argumentos vertidos en el escrito del 12 de febrero de 2008 no se aprecia que exista obstáculo legal para que PR cumpla con una resolución dictada el 7 de diciembre de 2007, otorgando un plazo de quince días para dar cumplimiento a la misma. Inconforme con la resolución del 7 de diciembre de 2007, PR promovió juicio de amparo indirecto el 10 de enero de 2008 ante el Juzgado Sexto de Distrito en Materia Administrativa en el Distrito Federal (expediente 46/2008 VI). PR promovió incidente de suspensión ante esa misma autoridad, quien mediante auto del 22 de abril de 2008 concedió la suspensión provisional y el 6 de mayo de 2008 concedió la suspensión definitiva. La suspensión tiene por objeto impedir la ejecución de la resolución de CFC. El 20 de mayo de 2008 Impulsora y Mexicana de Lubricantes se presentaron en juicio como terceros perjudicados. El 27 de mayo de 2008 la CFC interpuso recurso de revisión contra el auto que concedió la suspensión definitiva. Con fecha 30 de abril de 2008 se otorgó el amparo a PR y se consideró inconstitucional la resolución del 7 de diciembre de 2007 dictada por la CFC. La CFC interpuso recurso de revisión contra dicha resolución en el Décimo Tribunal Colegiado del Primer Circuito (expediente R.A. 246/2008), quien revocó la resolución emitida por el Juez de Distrito el 15 de octubre de 2008. El 23 de diciembre de 2008 se concedió el amparo a PR. La CFC y los terceros perjudicados promovieron recurso de revisión en contra de esta resolución, la cual se encuentra pendiente de resolver.

Los juicios incluidos en este apartado son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes.

#### 4) INFORMACIÓN FINANCIERA

##### a) Información financiera seleccionada

La información financiera seleccionada que se presenta más adelante debe leerse junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados y los Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados, incluidos en los anexos del presente Prospecto 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 2005 y 2006 fueron auditados por PricewaterhouseCoopers, S.C., mientras que los de 2007 fueron auditados por KPMG Cárdenas Dosal, S.C. Los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2005 se prepararon según los PCGA y los de 2006 y 2007 se prepararon según las NIFs que remplazaron a los PCGA. Este cambio no tuvo implicaciones contables para PEMEX ni en 2006 ni en 2007. En este Prospecto, a menos que se indique lo contrario, el término NIFs significa: (i) PCGA para los periodos terminados antes del 1 de enero de 2006 y (ii) NIFs para los periodos terminados en o después del 1 de enero de 2006 (*Ver 4)e*)— *“Pronunciamientos contables recientemente emitidos”*).

A partir del 1 de enero de 2003, PEMEX reconoce los efectos de la inflación de conformidad con la Norma Gubernamental NG-06 BIS “A” Sección C, que requiere la adopción del Boletín B-10. Como resultado de los lineamientos del Boletín B-10, PEMEX ha re-expresado sus estados financieros consolidados de los años que terminaron el 31 de diciembre de 2005 y 2006, con el objeto de presentar los resultados de cada uno de estos años sobre la misma base y poder adquisitivo que los resultados del año que terminó el 31 de diciembre de 2007, con respecto al reconocimiento de los efectos de la inflación.

Consecuentemente, los montos que se muestran en los Estados Financieros de 2007 están expresados en miles de pesos constantes al 31 de diciembre de 2007. Los factores de re-expresión al 31 de diciembre de 2007, aplicados a los estados financieros al 31 de diciembre de 2005 y 2006 fueron 1.0796 y 1.0376, respectivamente, los cuales corresponden a la inflación del 1 de enero 2006 y 2007 hasta el 31 de diciembre de 2007, respectivamente, basado en el INPC. Véase la Nota 3a. a los Estados Financieros de 2007 para encontrar los índices de inflación anuales y las Notas 3i., 3o., 3q., y 3v. de los Estados Financieros de 2007 para encontrar una disertación sobre las normas contables de la inflación que se aplican como resultado de la adopción del Boletín B-10. Por otra parte, como resultado de la adopción de la NIF B-10, a partir del 1 de enero de 2008, PEMEX ya no usará la contabilidad inflacionaria, a menos de que el entorno económico en el que opere califique como “inflacionario”, según la definición de las NIFs.

La siguiente tabla presenta un resumen de 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 2006 y 2007 e incluye información preliminar al 31 de diciembre de 2008, sujeta a cambio. 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 y los Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados. 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 <sup>(1)(2)</sup>

	2006	2007	2008
(en millones de pesos nominales)			
<b>Datos del Estado de Resultados</b>			
Ventas Netas	\$1,103,510	\$1,139,257	\$1,328,950
Rendimiento de Operación.....	604,277	593,652	571,027
Resultado integral de financiamiento.....	23,847	20,047	(104,673)
Rendimiento (pérdida) del periodo.....	46,953	(18,308)	(109,362)
<b>Datos del Balance General (fin del periodo)</b>			
Efectivo y valores de inmediata realización.....	195,777	170,997	114,224
Total activo.....	1,250,020	1,330,281	1,226,892
Deuda a largo plazo.....	524,475	424,828	495,487
Total pasivo a largo plazo.....	1,032,251	990,909	1,033,307
Patrimonio.....	41,456	49,908	26,780
<b>Otros Datos Financieros</b>			
Depreciación y amortización.....	65,672	72,592	89,841
Inversiones en activos <sup>(3)</sup> fijos al costo <sup>(3)</sup> .....	104,647	155,121	141,527

(1) Incluye a la Emisora, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias.

(2) Cada uno de los Estados Financieros Consolidados Auditados de los dos ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, fueron preparados conforme a las NIFs, reconociendo el efecto de la inflación de acuerdo con el Boletín B-10.

(3) Incluye inversiones en activos fijos e intereses capitalizados hasta 2007 y a partir de 2007 el resultado integral de financiamiento capitalizado.

Fuente:..Estados Financieros Consolidados Auditados y Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados de PEMEX.

### Información financiera seleccionada de los Garantes

A continuación se muestra información financiera seleccionada de los Garantes, por los últimos 3 ejercicios fiscales, cuyas cifras están expresadas en millones de pesos (Ver 7) Anexos — 1. “Estados Financieros Consolidados 31 de diciembre de 2007”- Nota 18 y 7) Anexos – 3. “Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados al 31 de diciembre de 2008 y 2007”.- Reporte Trimestral de PEMEX correspondiente al cuarto trimestre de 2008 con carácter preliminar):

	PEP	PR	PGPB
<u>Año que terminó el 31 de diciembre de 2008 <sup>(1)</sup>:</u>			
Activo total	1,376,150	380,061	143,581
Patrimonio	244,815	(15,653)	47,545
Ventas netas totales	1,137,807	547,548	271,136
Rendimiento (pérdida) de operación	871,180	(280,318)	(260)
Rendimiento (pérdida) neto	23,473	(119,475)	2,264
<u>Año que terminó el 31 de diciembre de 2007:</u>			
Activo total	1,237,968	417,393	133,971
Patrimonio	239,255	40,085	48,518
Ventas netas totales	912,295	472,612	222,904
Rendimiento (pérdida) de operación	707,402	(114,307)	7,336
Rendimiento (pérdida) neto	19,966	(45,654)	4,958
<u>Año que terminó el 31 de diciembre de 2006:</u>			
Activo total	1,096,350	356,909	133,753
Patrimonio	290,787	34,705	49,308
Ventas netas totales	890,012	453,206	221,746
Rendimiento (pérdida) de operación	690,607	(82,910)	10,721
Rendimiento (pérdida) neto	75,888	(35,325)	6,312

(1) Información no auditada.

## Tipo de cambio

Los flujos de ingreso y egreso de PEMEX son en pesos y dólares. 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 México para los periodos indicados.

Periodo Ejercicio que terminó el 31 de diciembre	Tipo de Cambio			Fin del Periodo
	Alto	Bajo	Promedio <sup>(1)</sup>	
2003 .....	11.398	10.106	10.783	11.236
2004 .....	11.632	10.817	11.289	11.264
2005 .....	11.401	10.409	10.896	10.710
2006 .....	11.480	10.430	10.901	10.875
2007 .....	11.268	10.664	10.927	10.866
2008 .....	13.918	9.918	11.143	13.538
2009:				
Enero .....	14.219	13.346	13.864	14.197
Febrero .....	14.932	14.139	14.502	14.932

(1) Promedio de los tipos de cambio a fin de mes excepto para el tipo de cambio mensual para 2009.

Fuente: Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en México 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 México publicado el 24 de marzo de 2009 por el Banco de México fue de \$14.148 por EUA\$1.00.

**b) 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 2008, 2007 y 2006, así como el cambio porcentual en los ingresos por ventas de los años 2006 al 2008.

	<u>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de</u>			<b>2007</b>	<b>2008</b>
	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>vs.</b> <b>2006</b> <b>+</b>	<b>vs.</b> <b>2007</b>
	<b>(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2007 y para 2008 en millones de pesos nominales)</b>			<b>(%)</b>	<b>(%)</b>
<b>Exploración y producción</b>					
Ventas a terceros <sup>(1)</sup> .....	-	-	-	-	-
Ventas interorganismos ....	<u>\$890,012</u>	<u>\$ 912,295</u>	<u>\$1,137,808</u>	2.5	24.7
Total de ventas netas ....	890,012	912,295	1,137,808	2.5	24.7
<b>Refinación</b>					
Ventas a terceros <sup>(1)(2)</sup> .....	406,963	430,383	487,070	5.8	13.2
Ventas interorganismos ....	<u>46,242</u>	<u>42,229</u>	<u>56,992</u>	(8.7)	34.9
Total de ventas netas ....	453,206	472,612	544,062	4.3	15.1
<b>Gas y petroquímica básica</b>					
Ventas a terceros <sup>(1)</sup> .....	138,688	139,963	167,108	0.9	19.4
Ventas interorganismos ....	<u>83,058</u>	<u>82,941</u>	<u>104,028</u>	(0.1)	25.4
Total de ventas netas ....	221,746	222,904	271,136	0.5	21.6
<b>Petroquímica</b>					
Ventas a terceros <sup>(1)</sup> .....	21,639	21,702	25,576	0.3	17.9
Ventas interorganismos ....	<u>9,654</u>	<u>35,942</u>	<u>54,481</u>	272.3	51.6
Total de ventas netas .....	31,293	57,644	80,057	84.2	38.9
<b>Emisora, Compañías Subsidiarias y otras</b>					
Ventas a terceros <sup>(1)(3)</sup> .....	536,220	543,988	644,418	1.4	18.5
Ventas y eliminación interorganismos .....	<u>(1,028,969)</u>	<u>(1,073,408)</u>	<u>(1,353,309)</u>	4.3	26.1
Total de ventas netas ....	<u>(492,749)</u>	<u>(529,420)</u>	<u>(708,891)</u>	7.4	33.9
Total de ventas netas .....	<u>\$1,103,510</u>	<u>\$1,136,035</u>	<u>\$ 1,324,172</u>	2.9	16.6

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

(1) Ventas a clientes externos

(2) Incluye IEPS, excepto en 2006 y 2007, donde el IEPS fue negativo.

(3) Incluye ingresos por servicios

Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados y Estados Financieros Consolidados Preliminares no 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 2006, 2007 y 2008, así como el cambio porcentual en el rendimiento para los años 2006 al 2008.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de			2007	2008
	2006	2007	2008	vs. 2006	vs. 2007
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2007 y para 2008 en millones de pesos nominales)			(%)	(%)
<b>Segmento de negocios</b>					
Exploración y producción .....	\$75,888	\$19,966	\$23,473	(73.7)	17.6
Refinación .....	(35,326)	(45,654)	(119,474)	(29.2)	(161.7)
Gas y petroquímica básica .....	6,312	4,958	2,264	(21.5)	(54.3)
Petroquímica .....	(18,029)	(16,086)	(18,671)	(10.8)	16.1
Emisora y Compañías Subsidiarias <sup>(1)</sup> .....	<u>18,108</u>	<u>18,508</u>	<u>3,046</u>	2.2	(83.5)
Rendimiento/ (Pérdida).	<u>\$46,953</u>	<u>\$(18,308)</u>	<u>\$(109,362)</u>	-	(497.3)

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

(1) Incluye eliminaciones intersegmento.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados y Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados de PEMEX.

c) Información de créditos relevantes

Compromisos para desembolsos de capital y fuentes de financiamiento

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

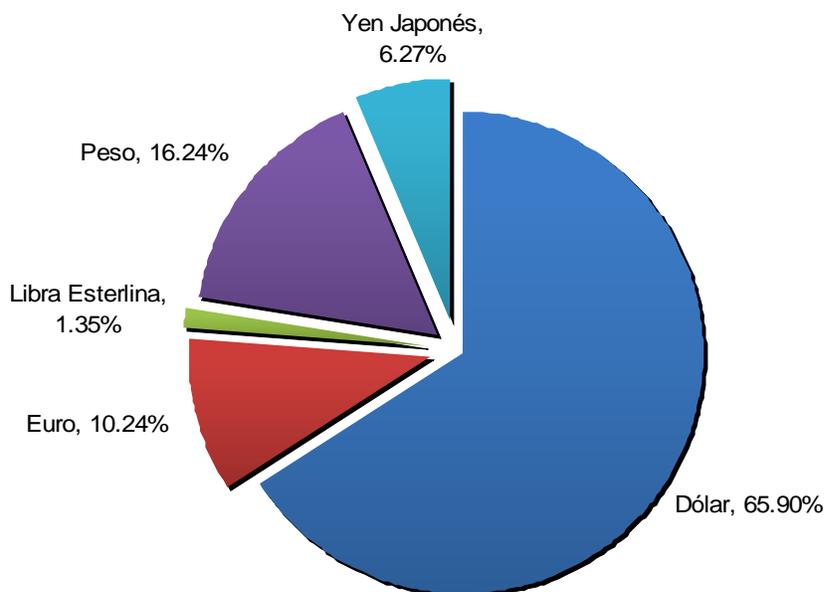
	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de <sup>(1)</sup>				
	2004	2005	2006	2007	2008
	(en millones de dólares) <sup>(3)</sup>				
<b>Deuda nacional en varias monedas</b> <sup>(3)</sup> .....	EUA\$ 6,530	EUA\$10,416	EUA\$10,885	EUA\$ 9, 227	EUA\$ 7,204
<b>Deuda externa</b> <sup>(4)</sup>					
MYRA <sup>(5)</sup> .....	EUA\$ 77	EUA\$ 38	-	-	-
Otros créditos bancarios directos <sup>(6)</sup> .....	1,789	1,186	686	3,013	2,231
Valores					
Bonos <sup>(7)</sup> .....	22,133	25,931	27,583	20,766	19,114
Papel comercial .....	-	-	-	-	-
Valores totales .....	22,133	25,931	27,583	20,766	19,114
Financiamiento comercial <sup>(8)</sup>					
Líneas de aceptaciones .....	-	-	-	-	-
Créditos al comercio exterior <sup>(9)</sup> .....	2,409	4,370	4,310	4,250	4,250
Financiamiento comercial total...	2,409	4,370	4,310	4,250	4,250
Créditos de compra <sup>(10)</sup> .....	366	309	257	171	101
Arrendamientos financieros .....	197	153	70	-	435
Préstamos de Agencias de Crédito a la Exportación (Financiamiento de proyectos) <sup>(11)</sup> ...	5,471	6,322	7,439	7,434	7,921
Cuentas por pagar a contratistas .....	1,186	1,068	952	1,227	1,557
Total de deuda externa .....	<u>EUA\$33,628</u>	<u>EUA\$39,377</u>	<u>EUA\$ 41,297</u>	<u>EUA\$ 36,861</u>	<u>EUA\$ 35,609</u>
Total de la deuda <sup>(2)</sup> .....	<u>EUA\$40,158</u>	<u>EUA\$49,793</u>	<u>EUA\$ 52,183</u>	<u>EUA\$ 46,087</u>	<u>EUA\$ 42,815</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 por pagar fueron de EUA\$231 millones, EUA\$95 millones, EUA\$139 millones, EUA\$5.4 millones y EUA\$522.4 millones al 31 de diciembre de 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008 respectivamente.
- (2) Incluye EUA\$26.0 mil millones, EUA\$32.9 mil millones, EUA\$35.5 mil millones y EUA\$32.1 mil millones y EUA\$32.2 mil millones de deuda del Master Trust al 31 de diciembre de 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008 respectivamente y EUA\$5.5 mil millones, EUA\$9.9 mil millones, EUA\$10.6 mil millones, EUA\$9.0 mil millones y EUA\$7.7 mil millones de deuda del Fideicomiso No. F/163 al 31 de diciembre de 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008, 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: \$11.2648= EUA\$1.00 para 2004, \$10.7777= EUA\$1.00 para 2005, \$10.8810= EUA\$1.00 para 2006, \$10.8662=EUA\$1.00 para 2007 y \$13.5383=EUA\$1.00 para 2008. (Ver las Notas 4 y 10 de los Estados Financieros Consolidados de 2008).
- (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 EUA\$2.5 mil millones bajo una línea de crédito sindicado revolvente en 2007.
- (7) Incluye emisión de RepCon Lux S.A. de EUA\$1.37 mil millones al 4.5%, bonos intercambiables garantizados con vencimiento en 2011(se prepagó en 2008) y en 2005, 2006, 2007 y 2008, EUA\$2.3 mil millones, EUA\$1.9 mil millones, EUA\$ 1.5 mil millones y EUA\$ 1.2 mil millones respectivamente, de emisión de bonos de Pemex Finance.
- (8) Para financiar el comercio exterior del petróleo crudo y derivados.
- (9) Incluye la deuda del Master Trust por EUA\$2.4 mil millones de créditos al comercio exterior al 31 de diciembre de 2004, EUA\$4.4 mil millones, EUA\$4.3 mil millones, EUA\$4.25 mil millones y EUA\$4.25 mil millones al 31 de diciembre de 2005, 2006, 2007 y 2008, respectivamente.
- (10) Para financiar las importaciones de equipo y refacciones.
- (11) Incluye, EUA\$5,428 millones, EUA\$6,285 millones, EUA\$7,409 millones, EUA\$7,411 millones y EUA\$7,904 millones de deuda del Master Trust al 31 de diciembre de 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008, respectivamente.

Fuente: PEMEX.

A continuación se puede apreciar, de manera gráfica, la distribución de la deuda de PEMEX de 2008 por tipo de moneda:



#### Compromisos para gastos de inversión y fuentes de financiamiento

El compromiso total actual para gastos de inversión asciende aproximadamente a \$11.4 mil millones para 2009.

Para el 2009, PEP tiene un presupuesto para gastos de inversión de \$153.2 mil millones. (Ver 3)b)A. —“Exploración y producción —Inversiones”).

En el 2009, PR invertirá \$22.5 mil millones en gastos de inversión. (Ver 3)b)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 2009, PGPB invertirá \$4.1 mil millones en gastos de inversión. (Ver 3)b)A.—“Gas y petroquímica básica —Inversiones”).

En 2009, PPQ invertirá \$2.4 mil millones en gastos de inversión. (Ver 3)b)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, 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. Los valores que PEMEX emita 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 uno o más 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 siete años. Los créditos bilaterales varían en clase y rango y van desde doce meses en adelante. (Ver 4)c)— “Actividades de financiamiento”).

Desde junio de 2006, no se han realizado emisiones públicas de valores de deuda denominados en pesos o certificados bursátiles en el mercado nacional a través del Fideicomiso No. F/163. De conformidad con lo anterior, durante 2008 no se realizaron emisiones en mercado nacional a través del Fideicomiso No. F/163. Antes de 2003, la Emisora no había emitido nunca valores de deuda en el mercado nacional. Debido a que el mercado nacional ha demostrado un considerable crecimiento durante los últimos años, se piensa que este mercado representa una buena alternativa para financiar los gastos de inversión de PEMEX, ya que ofrece condiciones competitivas en términos de plazo, cantidad y tipo de tasas de interés, y como resultado de lo anterior, se piensa seguir emitiendo dichos valores en el mercado nacional. Adicionalmente, se podrían financiar algunos gastos de inversión de PEMEX, a través de créditos bancarios comerciales denominados en pesos.

Es importante destacar que como resultado de la reforma a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de noviembre de 2008, Petróleos Mexicanos ya no podrá realizar proyectos de infraestructura productiva de largo plazo (Pidiregas). Por tanto, desde esa fecha se realizan distintas acciones respecto a los financiamientos y vehículos financieros. A partir del 1º de enero de 2009, no se pueden utilizar los vehículos financieros Master Trust y Fideicomiso F/163 para financiar proyectos de inversión de PEMEX.

Como parte de la etapa de transición, Petróleos Mexicanos y los organismos subsidiarios participantes suscribieron convenios con el Master Trust y el Fideicomiso F/163 para que éstos continúen fungiendo como vehículos de pago (más no de contratación de financiamientos) de los contratos de adquisiciones, servicios y obra pública de proyectos PIDIREGAS, así como de los contratos de prestación de servicios relacionados con el cumplimiento del objeto de los vehículos existentes al 31 de diciembre 2008.

La emisora evaluará la conveniencia de extinguirlos de conformidad y bajo los supuestos previstos en los contratos constitutivos respectivos, cuando haya asumido la totalidad de los financiamientos contratados por los vehículos. No existe obligación de extinguir los vehículos financieros.

Algunos de los convenios de financiamiento contienen restricciones sobre (a) la capacidad de PEMEX de gravar sus activos para garantizar la deuda externa, sujeto a ciertas excepciones, (b) la capacidad de PEMEX de entrar en ventas a futuro de petróleo crudo o gas natural, financiamiento de cuentas por cobrar y arreglos de pagos por adelantado, sujetos a ciertas mezclas y (c) la capacidad de PEMEX para fusionarse o consolidarse con otras entidades o vender todos o prácticamente todos sus activos. Adicionalmente, algunos de los convenios de financiamiento contienen causales de incumplimiento, incluyendo una causa de incumplimiento si el Gobierno Federal deja de controlar a la Emisora, o bien, si la Emisora, PEP, PR o PGPB deja de tener el derecho exclusivo y la autoridad para dirigir la industria petrolera de México. A la fecha de este reporte, PEMEX no ha incumplido ninguno de sus convenios financieros.

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. *(Ver 1)c) —“Factores de riesgo relacionados con las operaciones de PEMEX— El monto de la deuda de PEMEX es considerable, lo cual podría afectar la estabilidad financiera de la Entidad y sus resultados de operación”.*

### **Actividades de financiamiento**

*Actividades de Financiamiento Recientes.* PEMEX ha participado en las siguientes actividades de financiamiento a partir del 1 de enero de 2009:

- El 21 de enero de 2009 se desembolsaron EUA\$984,000,000 dólares de la línea de crédito revolviente contratada en 2007.
- El 3 de febrero de 2009, la Emisora emitió EUA\$2,000,000,000 de sus Notas a una tasa del 8.00% con vencimiento en 2019 bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C. Las notas están garantizadas por los Garantes.

*Actividades de financiamiento de 2008.* Durante el periodo del 1° de enero al 31 de diciembre de 2008, el Master Trust obtuvo EUA\$1,471.1 millones nominales de créditos al comercio exterior para financiamiento de PIDREGAS. Adicionalmente, se realizaron las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 16 de enero de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, EUA\$2,000,000,000 de sus Notas a tasa flotante con vencimiento en 2015. Las notas se emitieron bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo del Master Trust, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora.
- El 28 de enero de 2008, el Master Trust pagó EUA\$500,000,000 de los EUA\$2,500,000,000, que recibió a través de una línea de crédito sindicado revolving el 25 de octubre de 2007.
- El 7 de febrero de 2008, el Fideicomiso No. F/163 renegoció la fecha de vencimiento de la colocación privada intercompañías por \$22,000,000,000, emitida en diciembre de 2006, extendiendo su vencimiento al 16 de diciembre de 2013.
- El 7 de febrero de 2008, el Fideicomiso No. F/163 emitió, a través de una colocación privada intercompañías en México, \$10,000,000,000 de sus valores de deuda a tasa flotante con vencimiento en 2013. Las notas están garantizadas por la Emisora y los Garantes.
- El 15 de febrero de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, EUA\$1,500,000,000 de sus Notas a tasa flotante con vencimiento en 2017 bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora.
- El 27 de febrero de 2008, el Master Trust liquidó EUA\$500,000,000 de los EUA\$2,500,000,000, que recibió a través de una línea de crédito sindicado revolving el 25 de octubre de 2007.
- El 29 de febrero de 2008, la Emisora captó EUA\$1,000,000,000 del crédito sindicado revolving al que se hace referencia anteriormente. Bajo esta línea de crédito, los préstamos los puede adquirir tanto el Master Trust como la Emisora. Los préstamos adquiridos por el Master Trust están garantizados por la Emisora y los Garantes.
- El 28 de marzo de 2008, la Emisora adquirió, en el mercado nacional, un préstamo bancario por un total de \$10,000,000,000 a tasa flotante. El crédito vence en diciembre de 2008 y está garantizado por los Garantes.
- El 28 de marzo de 2008, la Emisora adquirió, en el mercado nacional, un préstamo bancario por un total de \$4,000,000,000 a tasa flotante; con vencimiento en diciembre de 2008. El crédito está garantizado por los Garantes.
- El 28 de marzo de 2008, la Emisora adquirió, en el mercado nacional, un préstamo bancario por un total de \$3,500,000,000 a tasa flotante; el crédito vence en diciembre de 2008. El crédito está garantizado por los Garantes.
- El 13 de mayo de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, EUA\$500,000,000 de sus Notas a tasa flotante con vencimiento en 2021, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora.
- El 19 de mayo de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, EUA\$500,000,000 de sus Notas a tasa flotante con vencimiento en 2021, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora.

- El 2 de junio de 2008, el Master Trust celebró un contrato de crédito con un banco comercial, por la cantidad de ¥ 41,900 millones (equivalente a EUA\$400 millones), en dos tramos de ¥ 20,950 millones cada uno, con vencimiento en 2011 y 2014 respectivamente. Este convenio está garantizado por la Emisora y los Garantes.
- El 3 de junio de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, EUA\$1,000,000,000 de sus Notas a tasa flotante con vencimiento en 2021, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora.
- El 4 de junio de 2008, el Master Trust emitió EUA\$1,000,000,000 de sus notas a una tasa del 5.75% con vencimiento en 2018 y EUA\$500,000,000 de sus bonos a una tasa del 6.625% con vencimiento en 2038 bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie A. Las notas y los bonos están garantizados por la Emisora y los Garantes.
- El 21 de julio de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, bonos por un total de EUA\$1,000,000 bajo el Programa de Pagarés a Mediano Plazo, Serie A. Estos bonos tienen vencimiento en 2022 y fueron comprados en su totalidad por la Emisora.
- El 10 de septiembre de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, bonos por un total de EUA\$1,000,000 bajo el Programa de Pagarés a Mediano Plazo, Serie A. Estos bonos tienen vencimiento en 2014 y fueron comprados en su totalidad por la Emisora.
- El 29 de septiembre de 2008, el Master Trust emitió bonos por la cantidad de ¥64,000,000,000 con vencimiento en 2020, mismos que fue adquiridos en colocación privada por inversionistas institucionales japoneses.
- El 17 de octubre de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, EUA\$1,000,000,000 de sus Notas a tasa flotante con vencimiento en 2019. Las notas se emitieron bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo del Master Trust, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora.
- El 14 de noviembre de 2008, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, EUA\$1,000,000,000 de sus Notas a tasa flotante con vencimiento el 15 de marzo de 2019, junio 17 de 2019, septiembre 16 de 2019 y diciembre 16 de 2019. Las notas se emitieron bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo del Master Trust, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora.

Las colocaciones privadas intercompañías descritas anteriormente no incrementaron la deuda neta consolidada de PEMEX.

*Actividades de financiamiento de 2007.* Durante el periodo del 1° de enero al 31 de diciembre de 2007, la Emisora obtuvo EUA\$7.3 millones nominales de créditos al comercio exterior y el Master Trust obtuvo EUA\$1,002.6 millones en créditos de instituciones financieras para financiamiento de PIDIREGAS. Adicionalmente, se realizaron las siguientes operaciones de financiamiento:

- El Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, nueve series de sus Notas a tasa flotante, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie A. Todas las notas fueron adquiridas por la Emisora. Los detalles de cada transacción se detallan a continuación:

<b>Fecha de emisión</b>	<b>Monto</b>	<b>Fecha de vencimiento</b>
2 de febrero de 2007	EUA\$2,000,000,000	17 de diciembre de 2012
16 de marzo de 2007	EUA\$2,500,000,000	16 de diciembre de 2016
4 de mayo de 2007	EUA\$1,500,000,000	15 de diciembre de 2014
22 de junio de 2007	EUA\$2,000,000,000	15 de diciembre de 2020
27 de julio de 2007	EUA\$1,000,000,000	15 de diciembre de 2023

24 de agosto de 2007	EUA\$1,000,000,000	15 de diciembre de 2023
12 de octubre de 2007	EUA\$1,000,000,000	15 de diciembre de 2017
26 de octubre de 2007	EUA\$1,000,000,000	15 de diciembre de 2017
26 de noviembre de 2007	EUA\$1,697,000,000	15 de diciembre de 2015

- El 13 de diciembre de 2007, el Fideicomiso No. F/163 emitió, a través de una colocación privada intercompañías \$10,000,000,000 de sus valores de deuda a tasa flotante con vencimiento en 2013, las cuales fueron adquiridas por la Emisora.

Las colocaciones privadas intercompañías descritas anteriormente no incrementaron la deuda neta consolidada de PEMEX.

- El 18 de octubre de 2007, el Master Trust utilizó todo el monto de la línea de crédito sindicado revolvente por EUA\$2,500,000,000 celebrado el 7 de septiembre de 2007. Bajo este convenio los préstamos los puede obtener tanto el Master Trust como la Emisora; la línea de crédito tiene una tasa flotante ligada a la tasa London Interbank Offered Rate (LIBOR). La línea de crédito vence en 2010 y 2012 y cada uno de los tramos se puede extender dos veces por periodo de un año. Esta línea de crédito reemplaza a las dos líneas anteriores de crédito sindicadas revolventes, cada una por la cantidad de EUA\$1,250,000,000. Los préstamos obtenidos por el Master Trust bajo esta línea de crédito están garantizados por la Emisora y los Garantes.
- El 22 de octubre de 2007, el Master Trust emitió EUA\$1,500,000,000 de sus Notas a una tasa del 5.75% con vencimiento en 2018 y EUA\$500,000,000 de sus Bonos a una Tasa del 6.625% con vencimiento en 2035, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie A. Las notas y los bonos están garantizados por la Emisora y los Garantes.

Durante la segunda mitad de 2007 el Master Trust recompró en el mercado abierto cierta cantidad de sus valores de deuda denominados en dólares que tenían vencimientos entre 2008 y 2027, así como cierta cantidad de sus notas perpetuas denominadas en dólares. La cantidad acumulada del capital total que se recompró en este programa ascendió a EUA\$1,139.7 millones. La tabla siguiente muestra los resultados de las transacciones en el mercado abierto:

<u>Título de los Valores Comprados</u>	<u>ISIN</u>	<u>Cantidad del Capital Acumulado sin Liquidar antes de las Recompras</u>	<u>Cantidad del Capital Acumulado Recomprado en Transacciones del Mercado Abierto</u>	<u>Cantidad del Capital Acumulado sin Liquidar después de las Recompras</u>
Notas al 8.500% con vencimiento en 2008	US706451AA95	EUA\$ 984,674,000	EUA\$ 54,595,000	EUA\$ 930,079,000
Notas al 6.125% con vencimiento en 2008	US70645KAK51	33,742,000	9,911,000	23,831,000
Notas al 6.125% con vencimiento en 2008	US706451AM34	716,258,000	6,414,000	709,844,000
Notas al 9.375% con vencimiento en 2008	US706451BA86	487,600,000	18,999,000	468,601,000
Notas al 7.875% con vencimiento en 2009	US706451AE18	995,449,000	87,846,000	907,603,000
Notas a tasa flotante con vencimiento en 2009	USU70577AG35	424,550,000	40,000,000	384,550,000
Notas a tasa flotante con vencimiento en 2010	USU70577AJ73	847,676,000	95,505,000	752,171,000
Notas a tasa flotante con vencimiento en 2010	US706451AP64	652,324,000	8,000,000	644,324,000
Notas al 9.125% con vencimiento en 2010	US706451AB78	998,206,000	70,382,000	927,824,000
Notas al 8.000% con vencimiento en 2011	US706451AF82	743,614,000	12,566,000	731,048,000
Notas a tasa flotante con vencimiento en 2012	US70645KAR05	496,410,000	62,859,000	433,551,000
Notas al 7.375% con vencimiento en 2014	US706451AH49	1,747,650,000	196,591,000	1,551,059,000
Notas al 5.750% con vencimiento en 2015	US706451BF73	1,749,457,000	28,510,000	1,720,947,000
Notas al 9.250% con vencimiento en 2018	US706451BB69	339,915,000	5,000,000	334,915,000
Notas al 8.625% con vencimiento en 2022	US706451AG65	969,990,000	215,756,000	754,234,000
Notas al 9.500% con vencimiento en 2027	US706451BD26	790,497,000	217,164,000	573,333,000
Notas Perpetuas al 7.750%	XS0201926663	1,750,000,000	9,598,000	1,740,402,000

El 10 de octubre de 2007, el Master Trust lanzó dos series de oferta de recompra. En la primera, el Master Trust ofreció comprar en efectivo todos y cada uno de los montos de capital sin liquidar de ciertos valores de deuda emitidos por el Master Trust (en adelante "Todas y Cada una las Ofertas de Recompra"). El Master Trust adquirió los siguientes valores en "Todas y Cada una de las Ofertas de Recompra", que cerraron en octubre de 2007.

<b>Serie de Valores</b>	<b>ISIN</b>	<b>Cantidad del Capital sin Liquidar antes de la Oferta Pública de Recompra</b>	<b>Cantidad del Capital Acumulado Retirado a través de la Oferta Pública de Recompra</b>	<b>Cantidad del Capital Acumulado sin Liquidar después de la Oferta Pública de Recompra</b>
Notas al 5.750% con vencimiento en 2015	US706451BF73	EUA\$ 1,720,947,000	EUA\$ 1,486,575,000	EUA\$ 234,372,000
Notas al 7.375% con vencimiento en 2014	US706451AH49	1,551,059,000	1,188,064,000	362,995,000
Notas al 7.375% con vencimiento en 2014	US70645KAM18	210,000	210,000	—
Notas al 8.000% con vencimiento en 2011	US706451AF82	731,048,000	548,874,000	182,174,000
Notas al 8.000% con vencimiento en 2011	US70645KAE91	6,386,000	820,000	5,566,000
Bonos al 8.625% con vencimiento en 2022	US706451AG65	754,234,000	593,989,000	160,245,000
Bonos al 8.625% con vencimiento en 2022	US70645JAH59	20,000,000	20,000,000	—
Bonos al 8.625% con vencimiento en 2022	US70645KAH23	10,010,000	10,010,000	—
Bonos Garantizados al 8.625% con vencimiento en 2023.....	US706451BC43	225,395,000	118,888,000	106,507,000
Bonos Garantizados al 8.625% con vencimiento en 2023.....	US70577AR99	109,000	109,000	—
Bonos Garantizados al 9¼% con vencimiento en 2018.....	US706451BB69	334,915,000	227,806,000	107,109,000
Bonos Garantizados al 9¼% con vencimiento en 2018.....	USU70577AQ17	457,000	350,000	107,000
Bonos Garantizados al 9.50% con vencimiento en 2027.....	US706451BD26	573,333,000	354,116,000	219,217,000
Bonos Garantizados al 9.50% con vencimiento en 2027.....	US706451AW16	385,000	100,000	285,000
Bonos Garantizados al 9.50% con vencimiento en 2027.....	USU70577A572	6,440,000	150,000	6,290,000

En una segunda oferta de recompra, el Master Trust ofreció comprar en efectivo una porción de los montos de capital sin liquidar de ciertos valores de deuda emitidos por el Master Trust (a los cuales se hace referencia como Ofertas Parciales de Recompra), bajo los términos y sujeto a las condiciones expuestas en su oferta de compra de fecha 10 de octubre de 2007 y en la carta de transmisión adjunta a la misma. El Master Trust compró los siguientes valores en sus Ofertas Parciales de Recompra en noviembre de 2007.

<b>Serie de Valores</b>	<b>ISIN</b>	<b>Cantidad del Capital sin Liquidar Antes de la Oferta de Recompra</b>	<b>Cantidad del Capital Acumulado Retirado a través de la Oferta Pública de Recompra</b>	<b>Cantidad Final del Capital de la Compra</b>	<b>Factor Final</b>	<b>Cantidad del Capital Acumulado sin Liquidar después de la Oferta de Recompra</b>
Notas al 8.50% con vencimiento en 2008 .....	US706451AA95	EUA\$930,079,000	EUA\$ 585,957,000	EUA\$113,084,000	19.4226%	EUA\$ 816,995,000
	US70645JAC62	30,000	30,000	10,000		20,000
	US70645KAC36	15,296,000	958,000	180,000		15,116,000
Notas al 6.125% con vencimiento en 2008 .....	US706541AM34	709,933,000	438,750,000	423,533,000	96.5586%	281,400,000
	US70645KAK51	23,742,000	16,932,000	16,342,000		12,401,000
Notas Garantizadas al 9.375% con vencimiento en 2008.....	US706541BA86	468,601,000	350,928,000	173,826,000	49.5679%	294,775,000
	USU70577AP34	5,267,000	2,123,000	1,049,000		4,218,000
Notas al 7.875% con vencimiento en 2009 .....	US70645JAK88	907,603,000	578,202,000	109,876,000	18.9736%	797,727,000
	US70645KAG40	4,451,000	1,550,000	293,000		4,158,000
Notas al 9.125% con vencimiento en 2010 .....	US706451AB78	927,824,000	477,445,000	374,969,000	78.7345%	552,855,000
	US70645KAB52	1,594,000	140,000	110,000		1,484,000

Las compras en el mercado abierto y las ofertas de recompra que se describen anteriormente fueron parte de los esfuerzos continuos de PEMEX para administrar su pasivo externo.

*Actividades de financiamiento de 2006.* Durante el periodo del 1° de enero al 31 de diciembre de 2006, la Emisora obtuvo EUA\$56.2 millones nominales de créditos al comercio exterior y el Master Trust obtuvo EUA\$1,914.2 millones en créditos de instituciones financieras para financiamiento de PIDIREGAS. Adicionalmente, se realizaron las siguientes operaciones de financiamiento:

- el 4 de enero de 2006, la Emisora obtuvo EUA\$800 millones bajo su crédito revolvente sindicado por EUA\$1.25 mil millones, con un grupo de instituciones financieras internacionales. Bajo este convenio, los préstamos los puede adquirir tanto el Master Trust como la Emisora. Con un vencimiento en 2010, este crédito se hizo en dos tramos, A y B, por la cantidad de EUA\$400 millones cada uno. Ambos tramos se pagaron el 3 de febrero de 2006;
- el 2 de febrero de 2006, el Master Trust emitió EUA\$750 millones de sus notas a una tasa de 5.75% con vencimiento en 2015 y EUA\$750 millones de sus bonos a una tasa de 6.625% con vencimiento en 2035. Las notas y los bonos se emitieron bajo el programa de Pagarés a Mediano Plazo del Master Trust, Serie A y están garantizados por la Emisora y los Garantes y fueron reaperturas de emisiones anteriores;
- el 13 de febrero de 2006, el Master Trust completó un segundo intercambio de valores de deuda pendientes de pago de la Emisora por nuevos valores emitidos por el Master Trust, después de lo cual el Master Trust emitió EUA\$29.33 millones de sus Notas Garantizadas a una tasa del 9.00% con vencimiento en 2007, EUA\$34.28 millones de sus Notas Garantizadas a una tasa del 8.85% con vencimiento en 2007, EUA\$54.01 millones de sus Notas Garantizadas a una tasa del 9<sup>3/8</sup>% con vencimiento en 2008, EUA\$16.20 millones de sus Bonos Garantizados a una tasa de 9<sup>1/4</sup>% con vencimiento en 2018, EUA\$11.92 millones de sus Bonos Garantizados a una tasa de 8.625% con vencimiento en 2023, EUA\$21.77 millones de sus Bonos Garantizados a una tasa de 9.50% con vencimiento en 2027 y EUA\$17.77 millones de sus Valores Intercambiables Garantizados "Puttable" o Mandatorios (POMES) con vencimiento en 2027, como intercambio por una cantidad de capital igual al de las correspondientes Notas Garantizadas a una tasa de 9.00% con vencimiento en 2007, Notas Globales Garantizadas a una tasa de 8.85% con vencimiento en 2007, Notas Globales Garantizadas a una tasa de 9<sup>3/8</sup>% con vencimiento en 2008, Bonos Globales Garantizados a una tasa de 9<sup>1/4</sup>% con vencimiento en 2018, Bonos a una tasa de 8.625% con vencimiento en 2023, Bonos Globales Garantizados a una tasa de 9.50% con vencimiento en 2027 y POMES a una tasa de 9.50% con vencimiento en 2027 (denominados conjuntamente los "Valores Originales") emitidos por la Emisora. Los Valores Originales los adquirió la Emisora del Master Trust subsecuentemente;
- el 23 de mayo de 2006, el Master Trust celebró un convenio de un crédito por la cantidad de EUA\$4.25 mil millones con un grupo de instituciones financieras internacionales, a fin de refinanciar el crédito sindicado de fecha 22 de marzo de 2005 bajo mejores condiciones. Este convenio está garantizado por la Emisora y consta de dos tramos separados de EUA\$1.50 mil millones y EUA\$2.75 mil millones, con vencimiento en 2011 y 2013, respectivamente;
- el 7 de junio y el 22 de junio de 2006, la Emisora obtuvo un crédito por EUA\$250.0 millones y EUA\$1.0 mil millones, respectivamente, bajo su crédito sindicado revolvente celebrado el 15 de julio de 2005, al que se hace referencia con anterioridad. Cada préstamo se hizo en dos tramos; los EUA\$1.0 mil millones que se pidieron el 22 de junio se repagaron el 24 de julio de 2006;
- el 7 de junio de 2006, la Emisora obtuvo un crédito por la cantidad total de su nuevo crédito sindicado revolvente por EUA\$1.25 mil millones celebrado con un grupo de instituciones financieras internacionales el 3 de mayo de 2006. Bajo este convenio, los préstamos los puede adquirir ya sea el Master Trust o la Emisora. Este préstamo se repagó el 6 de octubre de 2006;
- el 16 de junio de 2006, el Fideicomiso No. F/163 emitió un total de \$10 mil millones, en términos nominales, de sus certificados bursátiles en el mercado nacional, garantizados por la Emisora;

- el 22 de septiembre de 2006, el Master Trust obtuvo EUA\$1.0 mil millones bajo su crédito sindicado revolvente de EUA\$1,250,000,000 celebrado el 15 de julio de 2005. El crédito se repagó en su totalidad en diciembre de 2006;
- el 31 de octubre de 2006, el Master Trust reutilizó la cantidad total de su crédito sindicado revolvente por EUA\$1.25 mil millones celebrado con un grupo de instituciones financieras internacionales el 3 de mayo de 2006. El crédito se repagó en su totalidad en diciembre de 2006;
- el 28 de diciembre de 2006, el Master Trust emitió, a través de una colocación privada intercompañías, notas por EUA\$1,000,000,000 a tasa flotante con vencimiento en 2011 y EUA\$2,000,000,000 de notas a tasa flotante con vencimiento en 2012. Ambas notas se emitieron bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo del Master Trust, Serie A y fueron adquiridas por la Emisora; y
- el 29 de diciembre de 2006, el Fideicomiso No. F/163 emitió, a través de una colocación privada intercompañías, valores de deuda por \$22,000,000,000 a tasa flotante con vencimiento en 2008, las cuales fueron adquiridas por la Emisora.

Las colocaciones privadas intercompañías que se describen arriba, no incrementaron la deuda neta consolidada de PEMEX.

La porción de la deuda total de PEMEX al 31 de diciembre de 2008, correspondiente a los créditos del Master Trust y del Fideicomiso No. F/163 era de 91.4%, constituida de la siguiente forma:

Las siguientes tablas muestran el análisis de la deuda total de PEMEX al 31 de diciembre de 2008, basado en la deuda a corto plazo y a largo plazo y a tasas fijas o flotantes:

	<b>Cifras en millones de dólares</b>
<b>Deuda a Corto Plazo</b>	
Bonos de tasa flotante corto plazo	EUA\$ 460
Líneas de crédito con tasas de interés variables establecidas bajo créditos adquiridos con diversos bancos comerciales internacionales.....	2,458
Líneas de crédito con tasas de interés fijas .....	3,297
<b>Total de la Deuda a corto plazo</b> .....	<b><u>EUA\$ 6,215</u></b>
<b>Deuda a Largo Plazo</b>	
Instrumentos con tasa de interés anual fija que fluctúa entre 3.23% y 10.61% y vencimientos que fluctúan entre 2008 y 2035.....	EUA\$ 17,919
<b>Instrumentos a tasa variable</b>	
Disposiciones bajo líneas de crédito basadas en LIBOR y otras tasas variables con vencimientos que fluctúan entre 2008 y 2018. ....	EUA\$ 15,886
Notas a tasa flotante con vencimientos que fluctúan entre 2008 y 2014...	2,794
<b>Total de instrumentos a tasa variable</b> .....	<b><u>EUA\$ 18,680</u></b>
<b>Total de la deuda a largo plazo</b> .....	<b><u>EUA\$ 36,599</u></b>
<b>Total de la deuda</b> <sup>(1)</sup> .....	<b><u>EUA\$ 42,814</u></b>

<sup>(1)</sup> Excluye el interés acumulado e incluye las cuentas por pagar a los contratistas.

<sup>(2)</sup> Los totales pudieran diferir por redondeo.

La porción de la deuda total de PEMEX al 31 de diciembre de 2008, correspondiente a los créditos del Master Trust y del Fideicomiso No. F/163 era de 91.4%, constituida de la siguiente forma:

	<u>Cifras en millones de dólares</u>
<b>Master Trust</b>	
<b>Deuda a Largo Plazo</b>	
Instrumentos con tasa de interés anual fija que fluctúa entre 1.0% y 9.5% con vencimientos que fluctúan entre 2010 y 2035.....	EUA\$13,272
Disposiciones bajo líneas de crédito basadas en la tasa LIBOR y en otras tasas variables, con vencimientos que fluctúan entre 2008 y 2018 ..	11,685
Bonos con tasa flotante y vencimientos que fluctúan entre 2008 y 2020 ..	2,794
Obligación de PEP con respecto a los fondos asignados al Master Trust en relación a la venta de cuentas por cobrar por parte de PMI a Pemex Finance <sup>(1)</sup> .....	871
Colocaciones privadas intercompañías a tasa variable <sup>(2)</sup> .....	26,197
<b>Deuda a corto plazo,</b>	
Bonos tasa Flotante corto plazo.....	460
Líneas de crédito con tasa de interés variable establecidas bajo créditos adquiridos con diversos bancos comerciales internacionales .....	1,057
Líneas de crédito con tasa de interés fija .....	2,888
Obligación de PEP con respecto a los fondos asignados al Master Trust en relación con la venta de cuentas por cobrar por parte de PMI a Pemex Finance <sup>(1)</sup> .....	295
<b>Total del Master Trust</b> .....	<u>EUA\$ 59,519</u>
<b>Total de la deuda intercompañías del Master Trust</b> .....	<u>27,363</u>
<b>Total de los préstamos consolidados del Master Trust</b> .....	<u>EUA\$ 32,156</u>
<b>Fideicomiso No. F/163</b>	
<b>Deuda a Largo Plazo</b>	
Líneas de crédito tasa de interés variable L.P.	EUA\$ 3,508
Instrumentos con tasa de interés anual fija que fluctúan entre 8.38% y 11% y con vencimientos que fluctúan entre 2010 y 2019.....	2,415
Colocaciones privadas intercompañías a tasa flotante <sup>(2)</sup> .....	739
<b>Deuda a Corto Plazo</b>	
Líneas de crédito con tasa de interés variable establecidas bajo créditos adquiridos con diversos bancos comerciales internacionales .....	1,030
<b>Total del Fideicomiso No. F/163</b> .....	<u>EUA\$ 7,692</u>
<b>Total de la deuda intercompañías del Fideicomiso No. F/163</b> .....	<u>739</u>
<b>Total de los préstamos consolidados del Fideicomiso No. F/163</b> .....	<u>EUA\$ 6,953</u>
<b>Total de la deuda intercompañías</b> .....	<u>EUA\$ 28,102</u>
<b>Total de la deuda consolidada del Master Trust y del Fideicomiso No. F/163</b> <sup>(3)</sup> .....	<u>EUA\$ 39,109</u>

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

- (1) Esta cantidad no se refleja en los estados financieros consolidados debido a los efectos compensatorios de la consolidación de los resultados tanto de PEP como del Master Trust y Pemex Finance (por ejemplo, se eliminan los efectos de la deuda intercompañías).
- (2) Las colocaciones privadas intercompañías no incrementan la deuda total de PEMEX, ya que su saldo se elimina en la consolidación.
- (3) Excluye el interés acumulado y las cuentas por pagar a los contratistas.

### **Actividades de financiamiento de Pemex Finance**

Desde el 1° de diciembre de 1998, la Emisora, 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 de 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 utilizaron para los gastos de inversión de PIDIREGAS. Pemex Finance obtuvo recursos para la adquisición de esas cuentas por cobrar a través de la colocación de instrumentos de deuda en los mercados internacionales.

El 1 de julio de 2005, se celebró un contrato de opción de compra con BNP Paribas Private Bank y con Trust Cayman Limited del 100% de las acciones de Pemex Finance. Como consecuencia, los resultados financieros de Pemex Finance bajo las NIFs, se consolidan en los estados financieros de PEMEX. Las ventas de las cuentas por cobrar de Pemex Finance han sido reclasificadas como documentos de deuda. Esta opción de compra sólo puede ser ejercida una vez que el saldo de la deuda de Pemex Finance, que es aproximadamente de EUA\$1.2 mil millones al 31 de diciembre de 2008, sea amortizado.

Al 31 de diciembre de 2008 el saldo insoluto de la deuda de Pemex Finance estaba compuesto de EUA\$1.2 mil millones de capital total de los bonos con vencimientos entre el 2009 y el 2018 y tasas de interés entre el 8.875% y el 10.61%, así como dos series de bonos de tasa variable.

*Actividades de financiamiento de 2009.* En febrero de 2009, Pemex Finance realizó un pago por EUA\$83.3 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no ha incurrido en ninguna deuda adicional durante 2009.

*Actividades de financiamiento de 2008.* El 15 de febrero y el 15 de mayo de 2008, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$83.3 millones por el principal de sus bonos, respectivamente. Pemex Finance no incurrió en ninguna deuda adicional durante 2008.

*Actividades de financiamiento de 2007.* Durante 2007, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$387.0 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no incurrió en ninguna deuda adicional durante 2007.

### **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 2007 y 2008, de conformidad con lo señalado en las notas a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2007 y en los Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados al 31 de diciembre de 2008. Esta información es importante para entender la situación financiera de PEMEX.

**Obligaciones Contractuales al 31 de diciembre de 2008 y 2007<sup>(1)</sup>**  
(en millones de dólares)

	<u>2007</u>	<u>2008</u>
<b>Obligaciones contractuales que están consideradas en el balance general:</b>		
Deuda a largo plazo <sup>(2)</sup> .....	EUA\$44,863.1	EUA\$41,259.3
Arrendamiento financiero	0.0	435.2
Pagarés exigibles por los contratistas <sup>(2)</sup>	1,226.6	1,120.2
Otros pasivos de largo plazo:		
Obligaciones de taponamiento y desmantelamiento de pozos <sup>(3)</sup> .....	1,578.1	1,386.9
Pasivo laboral <sup>(4)</sup> .....	<u>48,609.6</u>	<u>36,569.1</u>
Total de obligaciones contractuales en el balance general .....	<u>96,277.4</u>	<u>80,770.7</u>
<b>Otras obligaciones contractuales no reconocidas en el pasivo:</b>		
Compromisos de PIDIREGAS <sup>(5)</sup> .....	28,168.5	35,695.5
COPF <sup>(6)</sup>	640.4	521.7
Contrato de suministro de nitrógeno <sup>(7)</sup> ..	<u>1,685.4</u>	<u>1,475.3</u>
<b>Total de obligaciones contractuales no reconocidas en el pasivo</b> .....	<u>30,494.4</u>	<u>37,692.4</u>
<b>Total de obligaciones contractuales</b> ..	<u><u>EUA\$126,771.9</u></u>	<u><u>EUA\$118,463.2</u></u>

Nota: Estos montos no incluyen intereses acumulados por pagar.

(1) Todas las cantidades se calcularon de acuerdo con NIFs.

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

(3) Véase las Notas 3e., 3i. y 9 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(4) Véase la Nota 12 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(5) Al 31 de diciembre de 2008 y 2007 PEMEX tiene contratos con varios contratistas por aproximadamente \$483,256.4 millones (EUA\$35,695.5 millones) y \$306,084.6 millones (EUA\$28,168.5 millones), respectivamente. Esos contratos son para el desarrollo de PIDIREGAS. Los montos en la tabla incluyen únicamente las cantidades correspondientes a los trabajos pendientes de ser efectuados por terceros (contratistas).

(6) Véase la Nota 15c. de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(7) Véase la Nota 15b. de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Fuente: PEMEX.

Los siguientes cuadros proporcionan información respecto al valor razonable de los contratos de instrumentos derivados firmados por PEMEX con relación a las actividades comerciales de gas natural al 31 de diciembre de 2008:

**Valor razonable de los contratos de derivados de gas natural**  
(en miles de dólares)

Valor razonable de los contratos vigentes al principio del año .....	EUA\$ 1,561
Contratos realizados o liquidados durante el periodo .....	(1,947)
Valor razonable de contratos nuevos celebrados durante el periodo .....	11,136
Otros cambios en el valor razonable.....	<u>600</u>
Valor razonable de los contratos vigentes al final del periodo .....	<u><b>EUA\$11,349</b></u>

**Valor razonable de los contratos de derivados de gas natural al final del periodo por vencimiento**

<b>Fuente de valor razonable</b>	<b>Vencimiento menor a 1 año</b>	<b>Vencimiento de 1 a 3 años</b>	<b>Vencimiento de 4 a 5 años</b>	<b>Vencimiento mayor a 5 años</b>	<b>Valor razonable total</b>
<b>(en miles de dólares)</b>					
Precios activamente cotizados.....	EUA\$ 213.74	EUA\$ 223.57	—	—	EUA\$473.31
Precios proporcionados por otras fuentes externas.....	EUA\$(4,006.97)	EUA\$14,876.51	EUA\$ 41.88	—	EUA\$10,911.43

**Administración de riesgos**

PEMEX (“la Entidad”) enfrenta riesgos de mercado originados por las fluctuaciones en los precios de los hidrocarburos que produce y comercializa, en el tipo de cambio de monedas extranjeras en las que están denominados algunos de sus pasivos y, en las tasas de interés de sus obligaciones de deuda. La administración de la exposición al riesgo es de prioridad para la Alta Dirección y el Comité Institucional de Administración de Riesgos (CIDAR), el cual se compone por representantes de Petróleos Mexicanos, los Organismos Subsidiarios, el 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 son: 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 la Entidad 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 CIDAR 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, la Entidad participa en los mercados internacionales, realizando operaciones con instrumentos financieros derivados listados, como futuros y opciones, y de mostrador como swaps, opciones y forwards.

***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 expuesto a las fluctuaciones en los mercados internacionales. Con el objetivo de reducir este riesgo, en el pasado el Gobierno Federal y la Entidad participaron activamente con los productores de petróleo más importantes del mundo para equilibrar los precios internacionales del petróleo por medio de la administración 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 por las exportaciones de petróleo crudo deberá exceder el costo esperado de los mecanismos de apoyo. Independientemente de lo anterior, desde diciembre de 2002, la Emisora 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 la Entidad, el presupuesto anual autorizado y el entorno internacional de los precios del petróleo. Durante los años 2006, 2007 y 2008 no se han llevado a cabo coberturas de la producción de petróleo crudo.

### **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.

### **Operaciones de cobertura de gas**

PGPB ofrece a sus clientes, como un servicio de valor agregado, instrumentos financieros derivados de precio de gas natural que permiten limitar las fluctuaciones en los precios internacionales a los que el suministro del gas natural está referenciado. A su vez, para que PGPB no incurra en riesgos provocados por el servicio financiero, ha celebrado y seguirá celebrando instrumentos financieros derivados con el mercado internacional transfiriendo el riesgo a través de la subsidiaria MGI Supply, Ltd.

### **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, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Además, 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 e inversiones, 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 la Entidad.

La mayor parte de la deuda de PEMEX está denominada en dólares y pesos. Sin embargo, la Entidad también solicita préstamos en divisas distintas al dólar y al peso. Por ello, las fluctuaciones en divisas distintas del dólar y del peso pueden incrementar los costos de financiamiento. Desde 1991, la Entidad 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 2006, 2007 y 2008 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 2008, el monto nocional total de los *swaps* realizados en los años 2006, 2007 y 2008 fue de EUA\$170.9 millones, EUA\$239.8 millones y EUA\$1,032.3 millones, respectivamente, para un nocional vigente en *swaps* de divisas al 31 de diciembre de 2008 equivalente a EUA\$6,742.6 millones, considerando las amortizaciones realizadas hasta esa fecha. Adicionalmente, en el 2007 el Fideicomiso No. F/163 contrató un *swap* de divisas para cubrir el riesgo originado por un financiamiento denominado en UDIs con un monto nocional total de \$11,901.7 millones.

En 2002, 2004 y 2005 el Master Trust contrató *swaps* de divisas para cubrir su exposición ante el yen y el euro con vencimientos 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 opcionalidad ligada a un conjunto predefinido de causales de crédito. En caso de que se presente alguna de estas causales, los *swaps* terminan sin ninguna obligación de pago para cualquiera de las partes. Estos *swaps* tienen un monto nocional de EUA\$241.4 millones, EUA\$1,028.5 millones y EUA\$1,322.8 millones, respectivamente.

PEMEX registró pérdidas netas por variación cambiaria en el rubro de resultado integral de financiamiento por \$2,471 millones, \$1,435 millones y \$68,214 millones en 2006, 2007 y 2008, respectivamente.

### ***Riesgo por tasa de interés***

La Entidad está expuesta a fluctuaciones en las tasas de interés de los instrumentos con tasa variable a corto y largo plazo, principalmente de tasas de interés LIBOR en dólares debido a que los préstamos están denominados o son convertidos mediante el uso de derivados financieros, en dólares. La Entidad utiliza instrumentos derivados, como se describe a continuación, para obtener una combinación deseada de instrumentos a tasa fija y variable dentro de la cartera de deuda. Para el 31 de diciembre de 2008, la proporción de deuda a tasa variable fue de aproximadamente el 51% 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 relacionados con la TIIE para *swaps* denominados en pesos mexicanos. Al 31 de diciembre de 2008, PEMEX tenía contratados *swaps* de tasas de interés con un monto nominal de EUA\$1,220.9 millones, a una tasa de interés fija promedio de aproximadamente el 4.94% en dólares y 11.09% en pesos mexicanos, y un plazo promedio ponderado de aproximadamente 2.9 años. En 2007 y 2008 no se han celebrado *swaps* de tasa de interés referenciados a tasas en pesos mexicanos.

El valor de mercado de las posiciones en instrumentos derivados de tasa de interés y de tipo de cambio de la Entidad fue negativo por \$3,082.1 millones al 31 de diciembre de 2007 y fue positivo por \$520.1 millones al 31 de diciembre de 2008.

Los resultados de realizar operaciones con instrumentos derivados designados de cobertura son registrados contablemente en el estado de resultados consolidado cuando se realizan. Y los resultados correspondientes a los instrumentos derivados no designados de cobertura, son reconocidos en el estado de resultados, de acuerdo con los cambios en su valor razonable. 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*).

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

### ***Swaps de activos***

Entre 1994 y 2004, la Entidad contrató diversos *swaps* de activos sobre las acciones de Repsol YPF, S.A. Entre septiembre y octubre de 2008 la Entidad contrató un estructura con instrumentos financieros derivados conformada por cuatro swap de activos y opciones asociadas sobre 58,679,799, acciones de Repsol YPF (Repsol) con vencimiento entre enero y abril de 2011.

### ***Instrumentos contratados para fines comerciales***

PEMEX únicamente utiliza instrumentos financieros derivados con el propósito de cubrir riesgos financieros asociados a sus operaciones, a sus activos o a sus pasivos. Sin embargo, algunos de estos instrumentos no cumplen con los requerimientos de las normas contables para ser designados como operaciones de cobertura por lo cual se presentan, para propósitos de revelación, como operaciones con fines de negociación, a pesar de que las ganancias o pérdidas generadas por estos instrumentos son compensadas por las ganancias o pérdidas de las posiciones a las cuales se encuentran asociados.

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 la Entidad es el precio de mercado; por lo tanto, se han realizado operaciones con instrumentos derivados con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los instrumentos derivados ofrecidos a los clientes. El Boletín C-10 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 2007. Debe hacerse notar que:

- para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo del capital 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 nominales 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 *forward* 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 razonable se calcula de manera interna, descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original;
- para todos los instrumentos, las tablas muestran los plazos del contrato para clasificar los flujos de efectivo futuros de acuerdo con las fechas de vencimiento esperadas;
- la información presenta valores en pesos que es la divisa en la que se elaboran los reportes; y
- los flujos de efectivo originales 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 2008<sup>(1)</sup>**

	Año de vencimiento esperado						Valor total en libros	Valor razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	2014 en adelante		
	(en miles de pesos nominales)							
<b>Pasivos</b>								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	40,823,716	17,890,343	5,758,994	2,394,421	2,372,561	97,654,848	166,894,883	(163,612,775)
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa fija (yen)	3,817,631	4,035,492	1,360,111	1,360,111	1,360,111	8,540,841	20,474,297	(22,574,104)
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa fija (libras)					7,812,156		7,812,156	(7,291,792)
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa fija (pesos)		6,172,000	1,999,991	1,999,992	—	22,527,763	32,699,746	(29,574,417)
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa fija (Euro)	1,013	14,358,413	1,013	1,013	9,572,613	35,415,523	59,349,588	(49,158,060)
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total de deuda a tasa fija</b>	<b>44,642,360</b>	<b>42,456,248</b>	<b>9,120,109</b>	<b>5,755,537</b>	<b>21,117,441</b>	<b>164,138,975</b>	<b>287,230,670</b>	<b>(272,211,148)</b>
Tasa variable (dólares)	25,564,717	48,582,693	35,408,821	52,364,716	31,394,794	21,747,600	215,063,341	(215,308,586)
Tasa variable (Yens)	—	—	3,145,410	—	—	12,761,521	15,906,931	(16,711,748)
Tasa variable (pesos)	13,944,434	13,912,582	8,299,998	2,800,000	12,487,400	9,992,780	61,437,194	(62,489,115)
<b>Total de deuda a tasa variable</b>	<b>39,509,151</b>	<b>62,495,275</b>	<b>46,854,229</b>	<b>55,164,716</b>	<b>43,882,194</b>	<b>44,501,901</b>	<b>292,407,466</b>	<b>(294,509,449)</b>
<b>Deuda total</b>	<b>84,151,511</b>	<b>104,951,523</b>	<b>55,974,338</b>	<b>60,920,253</b>	<b>64,999,635</b>	<b>208,640,876</b>	<b>579,638,136</b>	<b>(566,720,598)</b>

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 2008 de \$13.5383 = EU\$1.00; \$0.1501 = 1.00 Yen japonés; \$19.5304 = 1.00 Libra esterlina y \$19.1432 = 1.00 Euro.

Fuente: PEMEX.

**Desglose cuantitativo del riesgo comercial (riesgo en tasa de interés y tipo de cambio y activos) al 31 de diciembre de 2008<sup>(1)</sup>**

**Instrumentos financieros derivados retenidos o emitidos con propósitos distintos a los comerciales**

	Año de vencimiento esperado					Valor posterior	Monto nominal total	Valor razonable <sup>(2)</sup>
	2009	2010	2011	2012	2013			
	(en miles de pesos nominales)							
<b>Instrumentos de cobertura</b>								
Swaps de tasa de interés (Dólares)								
Variable a Fija.....	514,556	514,556	0	0	0	0	1,029,112	(34,390)
Tasa promedio pagada.....	4.94%	4.94%	0%	0%	0%	0%	4.94%	
Tasa promedio recibida.....	2.51%	1.67%	0%	0%	0%	0%	2.09%	
Swaps de tasa de interés (Pesos)								
Variable a Fija.....	5,000,000	600,000	1,200,000	1,200,000	7,500,000	0	15,500,000	(1,234,275)
Tasa promedio pagada.....	10.83%	10.95%	11.01%	11.19%	11.48%	0%	11.09%	
Tasa promedio recibida.....	8.42%	8.04%	8.36%	8.51%	8.16%	0%	8.30%	
Swaps cruzado de divisas.....								
Euros a dólares.....	0	13,240,457	0	0	8,786,357	31,832,605	53,859,419	(879,079)
Yen a dólares.....	2,859,918	1,830,686	3,822,269	1,114,609	1,114,609	17,440,562	28,182,654	3,996,620
Libras esterlinas a dólares.....	0	0	0	0	9,241,108	0	9,241,108	(1,901,494)
UDI a peso	0	0	0	0	0	11,901,650	11,901,650	572,670
Swaps de Activos	0	0	19,679,112	0	0	0	19,679,112	(2,761,533)
<b>Instrumentos que no son de cobertura<sup>(3)</sup></b>	0	0	19,679,112	0	0	0	19,679,112	(2,761,533)
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 2008 de \$13.5383 = EUA\$1.00.

(2) Los números positivos significan un valor razonable favorable a PEMEX.

(3) Al 31 de diciembre de 2008 todos los instrumentos financieros derivados que tiene PEMEX califican como instrumentos de cobertura.

Fuente: La Emisora

d) **Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad**

**General**

La Entidad recibe ingresos de:

- Ventas de exportación, que consisten en ventas de petróleo crudo y condensados, productos refinados y productos petroquímicos;
- Ventas en México, que consisten en ventas de gas natural, productos refinados (tales como gasolina, diesel y gas licuado de petróleo, entre otros) y productos petroquímicos; y
- Otras fuentes, incluyendo ingresos por primas de reaseguro.

Los costos y gastos de operación incluyen:

- Costo de ventas, incluyendo el costo de compra de productos refinados y otros productos, la depreciación y amortización, una porción del costo de la reserva laboral, la variación de inventarios, mantenimiento, gastos de exploración y gastos de perforación no exitosos;
- Gastos de distribución (incluyendo una porción del costo de la reserva laboral);
- Gastos de administración (incluyendo una porción del costo de la reserva laboral); y

El ingreso está afectado por varios factores, entre ellos:

- Cambios en los precios internacionales de petróleo crudo y productos refinados, que son denominados en dólares de los Estados Unidos, y precios en México de productos derivados del petróleo, que son denominados en pesos;
- El tipo y volumen del petróleo crudo producido y exportado;
- El tipo y volumen del gas natural producido, procesado y vendido;
- Los resultados de las actividades de exploración y desarrollo;
- El monto de impuestos y derechos establecidos por el Congreso de la Unión para PEMEX;
- La inflación en México;
- Fluctuaciones en el tipo de cambio peso – dólar de los Estados Unidos; y
- Condiciones económicas globales y en México, incluyendo los niveles internacionales de tasas de interés.

**Visión general**

La Estrategia Institucional de la Emisora está conformada por 26 objetivos que se desprenden de las 15 iniciativas estratégicas; estos objetivos se agrupan en cuatro ejes rectores: excelencia operativa, crecimiento, modernización de la gestión y responsabilidad social.

- (1) *Excelencia operativa*: Lograr mayor capacidad de ejecución al mejorar la planeación, administración y financiamiento de proyectos. Asimismo, alcanzar estándares sobresalientes de eficiencia y confiabilidad operativa que incluyan la aplicación de la mejor tecnología.

- (2) *Crecimiento*: Incrementar y reclasificar reservas en el mediano y largo plazo.
- (3) *Modernización de la gestión*: Implantar una cultura empresarial enfocada a resultados.
- (4) *Responsabilidad social*: Fortalecer el desempeño ambiental mediante la captura de oportunidades operativas; sustentabilidad de las inversiones y responsabilidad ambiental comunitaria.

El 28 de noviembre de 2008, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, diversas leyes, así como modificaciones a las ya existentes, que regulan las actividades de la Emisora y los Organismos Subsidiarios. (Ver 3)a)—“*Marco legal regulatorio*”). La Emisora está llevando a cabo las acciones necesarias para su instrumentación y enfocando sus acciones a la creación de valor económico a fin de que la Emisora mejore su productividad, optimice la utilización de sus recursos, adopte mejores prácticas corporativas y de gestión e intensifique su esfuerzo por la transparencia, la rendición de cuentas y el combate a la corrupción.

En 2008 (considerando estados financieros preliminares no auditados), PEMEX registró una pérdida neta de \$109.4 mil millones (EUA\$8.1 mil millones), en comparación con una pérdida neta de \$18.3 mil millones en 2007. Esta disminución se explica principalmente por la pérdida cambiaria registrada en el año, que aumentó \$66.8 mil millones, principalmente por la depreciación del peso respecto al dólar americano observada en el cuarto trimestre de 2008; la variación de inventarios, que aumentó \$33.3 mil millones por la reducción en los precios del crudo de exportación; y el costo de la reserva para obligaciones laborales, que aumentó \$30.3 mil millones por la modificación de la NIF D-3 “Beneficios a los empleados”. (Ver 1)c)—“*Factores de riesgos relacionados con México— Las condiciones políticas en México podrían afectar significativamente la política económica y, a su vez, las operaciones de PEMEX*”).

Asimismo, en 2008 (considerando estados financieros preliminares no auditados), el patrimonio de PEMEX disminuyó 46.3%, a \$26.8 mil millones (EUA\$2.0 mil millones), en comparación con 2007. La variación se debe principalmente a la pérdida neta registrada en el ejercicio por \$109.4 mil millones (EUA\$8.1 mil millones).

#### **i) Resultados de la operación**

El análisis comparativo que se señala a continuación de los resultados de operación de la Emisora, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias respecto de los ejercicios anuales de 2008 y 2007 debe leerse en forma conjunta con los Estados Financieros Consolidados correspondientes. (Ver 4)e)- “*Estimaciones contables críticas*”).

#### **Análisis comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007**

La información financiera consolidada no auditada de 2008, que se muestra más adelante se preparó de conformidad con las NIFs. La información financiera deberá ser leída y analizada en forma conjunta con dichos Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados y sus notas complementarias.

#### **Ventas**

Las ventas totales fueron de \$1,328.9 mil millones, presentando un incremento del 16.6% en 2008, con respecto a las ventas totales de 2007 de \$1,139.3 mil millones. El incremento en las ventas totales se debió principalmente al incremento de 14.8% de las ventas en el país, al pasar de \$592.0 mil millones en 2007 a \$679.7 mil millones en 2008, debido a mayores precios y a mayores volúmenes de ventas, principalmente de productos petrolíferos. Adicionalmente, las ventas totales también se incrementaron debido a un aumento del 18.7% en las ventas de exportación, al pasar de \$542.9 mil millones en 2007 a \$644.4 mil millones en 2008, debido a un aumento en los precios de exportación del petróleo crudo.

#### **Ventas en el país**

Las ventas en el país se incrementaron 14.8% en 2008, al pasar de \$592.0 mil millones en 2007 a \$679.8 mil millones en 2008, debido a mayores precios y volúmenes de venta de los principales productos petrolíferos y petroquímicos. Las ventas de productos petrolíferos se incrementaron 11.7% en 2008, al

pasar de \$484.1 mil millones en 2007 a \$540.7 mil millones en 2008, básicamente debido a incrementos en los precios promedio de las ventas en el país y a 3.4% de decremento en los volúmenes de ventas de los productos petrolíferos. Las ventas en el país de productos petroquímicos (incluyendo las ventas de ciertos productos residuales del proceso de producción petroquímica) aumentaron 25.8% en 2008, al pasar de \$25.6 mil millones en 2007 a \$32.2 mil millones en 2008, principalmente debido al incremento en las ventas en el país de algunos de los productos producidos por PPQ, tales como polietilenos y glicol de monoetileno. precios y al incremento del 3.6% en el volumen de las ventas de productos petroquímicos en el país. Las ventas de gas natural se incrementaron 29.8% en 2008, al pasar de \$82.3 mil millones en 2007 a \$106.8 mil millones en 2008, como resultado de un incremento en los precios promedio.

### ***Ventas de exportación***

Las ventas totales de exportación (convirtiendo a pesos los ingresos de exportación en dólares al tipo de cambio del día en que se hizo la venta de exportación), incrementaron 18.7%, al pasar de \$542.9 mil millones en 2007 a \$644.4 mil millones en 2008, sin incluir ingresos por servicios. Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación hechas por los Organismos Subsidiarios al Grupo PMI y a terceros incrementaron 13.2%, al pasar de \$473.7 mil millones en 2007 a \$536.0 mil millones en 2008. En dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación se incrementaron 16.2% en 2008, al pasar de EUA\$42.6 mil millones en 2007 a EUA\$49.5 mil millones en 2008. Este incremento fue principalmente el resultado de mayores precios de exportación del petróleo crudo. Las actividades comerciales del Grupo PMI generaron ingresos marginales adicionales de \$108.4 mil millones en 2008, 56.6% mayor que los \$69.2 mil millones de ingresos marginales adicionales generados en 2007, principalmente debido a mayores precios de exportación del petróleo crudo que se exportó. El precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo que el Grupo PMI vendió a terceros en 2008 fue EUA\$84.26, 36.7% más alto que el precio promedio ponderado de EUA\$61.64 en 2007.

Las ventas de exportación de petróleo crudo y sus condensados hechas por PEP a PMI representaron el 87.2% de la ventas de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2008, comparadas con el 89.0% en 2007. Las ventas de exportación de petróleo crudo y sus condensados se incrementaron 10.9% en pesos en 2008, al pasar de \$421.7 mil millones en 2007 a \$467.6 mil millones en 2008, y a un incremento en dólares del 14.2% en 2008, al pasar de EUA\$37.9 mil millones en 2007 a EUA\$43.3 mil millones en 2008. El precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo al que PEP vendió a PMI para exportaciones en 2008 fue de EUA\$84.26, 36.9% mayor que el precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo de EUA\$61.57 en 2007. El volumen de exportaciones de petróleo crudo disminuyó 16.5%, al pasar de 1,686 Mbd en 2007 a 1,407 Mbd en 2008, principalmente como consecuencia de paros en la producción en el campo Cantarell específicamente.

Las ventas de exportación de productos petrolíferos hechas por PR y PGPB al Grupo PMI y terceros, incluyendo los líquidos del gas natural, incrementaron 10.5% de las ventas de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2007, comparadas con 12.1% de dichas ventas de exportación en 2008. Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo los líquidos del gas natural, incrementaron 31.4%, al pasar de \$49.3 mil millones en 2007 a \$64.8 mil millones en 2008, principalmente debido a un incremento en los precios de exportación de los principales productos petrolíferos. En dólares, las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo los líquidos del gas natural, se incrementaron 34.1%, al pasar de EUA\$4.4 mil millones en 2007 a EUA\$5.9 mil millones en 2008. Las ventas de exportación de gas natural disminuyeron \$0.5 mil millones, al pasar de \$4.1 mil millones en 2007 a \$3.6 mil millones en 2008. Este decremento se debió principalmente a una disminución en la producción de gas natural.

Los productos petroquímicos representaron el resto de las ventas de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2007 y 2008. Las ventas de exportación de productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos residuales del proceso petroquímico) aumentaron 38.5% al pasar de \$2.6 mil millones en 2007 a \$3.6 mil millones en 2008, principalmente debido a un incremento en los precios de los productos petroquímicos. En dólares, las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos residuales del proceso petroquímico), incrementaron 44.6% en 2008, al pasar de EUA\$235.6 millones en 2007 a EUA\$340.7 millones en 2008.

### ***Ingresos por Servicios***

Los ingresos por servicios aumentaron 11.6% en 2008, al pasar de \$4.3 mil millones en 2007 a \$4.8 mil millones en 2008-

### **Costo de Ventas**

Los costos de ventas, transportación, gastos y distribución y gastos administrativos incrementaron 38.9% al pasar de \$545.6 mil millones en 2007 a \$757.9 mil millones en 2008. Este incremento se debió principalmente a un incremento en la compra de productos, principalmente productos petrolíferos, tales como gasolina, diesel y gas licuado, a un incremento en el costo de la reserva laboral para pensiones y otras obligaciones posteriores al retiro, por el reconocimiento de nuevos lineamientos bajo el boletín D-3 de las NIFs, depreciación y amortización.

Debido a los controles impuestos por el Gobierno Federal sobre los precios existentes de la gasolina, diesel y productos del gas licuado de petróleo que se vendieron en el país, en 2008 no se pudieron transferir a los clientes minoristas en México, todos los incrementos en los precios de los productos que se compraron.

### **Otros Ingresos, netos**

Otros ingresos, netos, aumentaron \$118.2 mil millones ó 148.1%, al pasar de \$79.8 mil millones en 2007 a \$198.0 mil millones en 2008, principalmente debido a un incremento en la cantidad del crédito atribuible a la tasa negativa del IEPS, comparada con 2007. Como resultado, PEMEX reconoció ingresos del beneficio del IEPS por \$71.9 mil millones y \$194.6 mil millones en 2007 y 2008, respectivamente.

### **Resultado Integral de Financiamiento**

De acuerdo con las NIFs, el resultado integral de financiamiento refleja los rendimientos financieros (incluyendo las ganancias y pérdidas de ciertos instrumentos derivados), intereses pagados, utilidad o pérdida cambiaria. Una porción considerable de la deuda de PEMEX, 77.8% al 31 de diciembre de 2008, se encuentra denominada en moneda extranjera, por lo que la depreciación del peso resulta en una pérdida cambiaria y en mayores gastos por intereses pagados en pesos.

El resultado integral de financiamiento aumentó 423.5%, al pasar de una pérdida de \$20.0 mil millones en 2007 a una pérdida de \$104.7 mil millones en 2008, principalmente como consecuencia de lo siguiente:

- Una porción considerable de la deuda de PEMEX, 77.8% al 31 de diciembre de 2008, se encuentra denominada en moneda extranjera, por lo que la depreciación del peso resulta en una pérdida cambiaria de \$68.2 mil millones.

En 2007, el pasivo monetario promedio de PEMEX excedió sus activos monetarios promedio, dando como resultado una utilidad neta en la posición monetaria de \$12.9 mil millones. A partir del 1 de enero de 2008, como resultado de los cambios que se introdujeron por la adopción del B-10 de las NIFs "Efectos de la Inflación", que reemplazó al Boletín B-10, PEMEX ya no reconoce los efectos de la inflación en sus estados financieros durante los periodos en los que la inflación esté por debajo de ciertos parámetros y no sea inflacionaria. Durante 2008, la economía mexicana se clasificó como no inflacionaria, como consecuencia de ello PEMEX no reconoció ninguna utilidad ni pérdida en la posición monetaria en 2008. Esto debido a un incremento en la pérdida del resultado integral de financiamiento, ya que en 2007 se registró una utilidad en el resultado integral de financiamiento.

### **Impuestos y Derechos**

Los derechos por la extracción de hidrocarburos y otros impuestos y derechos aumentaron 13.9%, al pasar de \$677.3 mil millones en 2007 a \$771.7 mil millones en 2008, mayormente debido al incremento en los derechos por la extracción de hidrocarburos, al pasar de \$663.1 mil millones en 2007 a \$761.2 mil millones en 2008. En 2008, los impuestos y derechos representaron el 58.1% de las ventas totales en 2008, comparados con el 59.6% en 2007, ya que la tasa efectiva de los impuestos y derechos que se le aplican a PEMEX, sube en la medida en que se incrementan los precios del petróleo crudo.

## **Resultado del ejercicio**

En 2008, PEMEX reportó una pérdida neta de \$109.4 mil millones de un ingreso por ventas totales de \$1,328.9 mil millones, comparada con una pérdida neta de \$18.3 mil millones de un ingreso por ventas totales de \$1,139.3 mil millones en 2007. Este cambio se dio como resultado de los diversos factores que se describieron arriba.

## **Comentarios por segmento**

### **Exploración y producción**

En 2008, las ventas de PEP de petróleo crudo y gas natural al Grupo PMI se incrementaron un 10.8% en términos de pesos y un 14.2% en términos de dólares, debido principalmente al incremento del en los precios promedio de venta y los volúmenes de los principales productos petrolíferos. El precio promedio ponderado de petróleo crudo vendido por PEP al Grupo PMI fue de EUA\$84.26 en 2008 para su exportación, comparado con EUA\$61.57 en 2007. Las ventas interorganismos se incrementaron en 24.7% como resultado principalmente del incremento en los precios de exportación de petróleo crudo. El rendimiento neto relacionado con las actividades de exploración y producción aumentó 17.6%, ó \$3,507 millones, de \$19,966 millones en 2007 a \$23,473 millones en 2008, debido principalmente a un incremento en los precios promedio del petróleo crudo.

### **Refinación**

En 2008, las ventas relacionadas con las actividades de refinación crecieron 13.2%, de \$430,383 millones en 2007 a \$487,070 millones en 2008, debido al incremento en los precios promedio de venta y al volumen de ventas de los principales productos petrolíferos. Las ventas interorganismos aumentaron en 34.9%, de \$14,763 millones a un monto de \$56,992 millones. En 2008, la pérdida neta relacionada con actividades de refinación fue de \$119,474 millones, un 161.7% mayor que la pérdida neta registrada en 2007 por \$45,654 millones. Esta pérdida se debió a mayores compras de productos petrolíferos, principalmente gasolina y diesel.

### **Gas y petroquímica básica**

En 2008, las ventas a terceros relacionadas con el segmento del gas natural y de petroquímica básica se incrementaron en 19.4%, de \$139,963 millones en el año de 2007 a \$167,108 millones en el año de 2008. Las ventas de gas licuado crecieron 0.6%, de \$55,663 millones en el año de 2007 a \$55,972 millones en el año de 2008, debido a un incremento en su precio. Las ventas de gas natural se incrementaron 29.8% al pasar de \$82,295 millones en 2007 a \$106,821 millones en 2008, debido a un incremento en los precios de este producto. El rendimiento neto relativo a este segmento disminuyó 54.3%, \$2,694 millones, al pasar de \$4,958 millones en 2007 a \$2,264 millones en 2008, debido principalmente al incremento en los gastos de operación y costo laboral.

### **Petroquímica**

En 2008, las ventas relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica se incrementaron en 17.9%, de \$21,702 millones en 2007 a \$25,576 millones en 2008. Los precios y volúmenes vendidos en el mercado nacional crecieron para la mayoría de los productos petroquímicos. En 2008, el volumen de las exportaciones petroquímicas aumentó en 145.1%, de 241.1 mil toneladas en el año de 2007 a 590.9 mil toneladas en el 2008. La pérdida neta relacionada con las actividades de petroquímica incrementó 16.1%, de \$16,086 millones en 2007 a \$18,671 millones en 2008, debido a un incremento de los volúmenes de importación de metanol, gas natural y petróleo crudo.

### **La Emisora, Compañías Subsidiarias y otras**

En 2008, las ventas a terceros relativas a las exportaciones de petróleo crudo y productos petrolíferos efectuadas por PMI, se incrementaron en 18.5%, en términos de pesos, de \$543,988 millones en 2007 a \$644,418 millones en 2008, como resultado de un incremento en los precios del petróleo crudo que PEMEX exportó. En 2008 el rendimiento relativo a la Emisora y Compañías Subsidiarias, que incluye las actividades comerciales internacionales de PMI, después de las eliminaciones intercompañías

disminuyó de \$18,508 millones en 2007 a \$3,046 millones en 2008, debido principalmente al incremento en el costo laboral y otros gastos.

### **Resultados de la operación**

El análisis comparativo que se señala a continuación de los resultados de operación de la Emisora, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias respecto de los ejercicios anuales de 2007 y 2006 debe leerse en forma conjunta con los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes. (Ver 4)e)- “Estimaciones contables críticas”).

### **Análisis comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006**

#### **Ventas**

Las ventas totales fueron de \$1,136.0 mil millones en 2007, presentando un incremento de 2.9% con respecto a las ventas totales de 2006 de \$1,103.5 mil millones. El aumento en las ventas totales de 2007 con respecto a 2006 se debió principalmente al aumento de 1.5% en las ventas de exportación, al pasar de \$535.1 mil millones en 2006 a \$542.9 mil millones en 2007, como consecuencia de mayores precios del crudo, así como al incremento de 4.4% en las ventas en el país, de \$567.3 mil millones en 2006 a \$592.0 mil millones en 2007, debido principalmente al aumento en los precios unitarios y a mayores volúmenes de ventas de los principales productos petrolíferos.

#### **Ventas en el país**

Las ventas en el país se incrementaron 4.4%, en 2007, de \$567.3 mil millones en 2006, a \$592.0 mil millones en 2007, debido a los aumentos en los precios y volumen tanto de los productos petrolíferos, como de los productos petroquímicos. Las ventas en el país de productos petrolíferos y petroquímicos aumentaron 5.0% en 2007, de \$460.8 mil millones en 2006 a \$484.1 mil millones en 2007, debido principalmente a un aumento en el precio promedio de ventas de productos en el país y a un 3.1% de incremento en los volúmenes de venta de productos petrolíferos de 1,762 Mbd en 2006 a 1,816 Mbd en 2007, debido principalmente al incremento en las ventas de gasolina y diesel. Las ventas en el país de productos petroquímicos (incluyendo las ventas de ciertos productos derivados del proceso de producción los petroquímicos) aumentaron 0.4%, al pasar de \$25.5 mil millones en 2006 a \$25.6 mil millones en 2007, debido al aumento en las ventas de algunos de los productos manufacturados por PPQ tales como polietilenos y monoetilenglicol. Las ventas de gas natural aumentaron 1.7% en 2007 de \$80.9 mil millones en 2006 a \$82.3 mil millones en 2007, como resultado del incremento en el precio promedio de venta.

#### **Ventas de exportación**

En 2007, las ventas de exportación se incrementaron 1.5% de \$535.1 mil millones en 2006 a \$542.9 mil millones en 2007. Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI (con la finalidad de mostrar únicamente las ventas de exportación de los Organismos Subsidiarios), las ventas de exportación por los Organismos Subsidiarios al Grupo PMI y otros clientes se incrementaron 5.3% al pasar de \$449.8 mil millones en 2006 a \$473.7 mil millones en 2007. En dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación se incrementaron 9.8% en 2007, al pasar de EUA\$38.8 mil millones en 2006 a EUA\$42.6 mil millones en 2007. Este incremento se origina principalmente como resultado del aumento en el precio del petróleo en el mercado internacional. Las actividades comerciales de exportación de PMI generaron ingresos marginales adicionales de \$69.2 mil millones en 2007, 18.9% inferiores a los \$85.3 mil millones de ingresos marginales adicionales generados en 2006, debido principalmente a una disminución del 6% en el volumen de exportación, originado por la declinación de la producción del campo Cantarell y el cierre de algunas instalaciones por las condiciones adversas del clima. El precio promedio ponderado por barril de petróleo al que PMI vendió a terceros en 2007 fue de EUA\$61.64, representando un incremento de 16.2% respecto al precio promedio de EUA\$53.4 en 2006.

Las ventas de petróleo crudo que PEP hizo a PMI para exportación representaron el 89.0% de las ventas totales de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2007, en comparación con el 89.8% en 2006. Estas ventas de petróleo se incrementaron en pesos un 4.4% en 2007, de \$403.9 mil millones en 2006 a \$421.7 mil millones en 2007, y en dólares un 8.9% en 2007, al pasar de EUA\$34.8 mil millones en 2006 a EUA\$37.9 mil millones en 2007. El precio promedio ponderado por barril de petróleo al que PEP vendió a PMI para la exportación en 2007 fue de EUA\$61.57, 15.7% superior al precio promedio de EUA\$53.20 en 2006. El volumen de exportaciones de petróleo disminuyó 6.0%, al

pasar de 1,793 Mbd en 2006 a 1,686 Mbd en 2007, principalmente como consecuencia de los paros en la producción por las condiciones adversas del clima.

Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo líquidos del gas natural, de PR y PGPB a PMI y otros clientes, aumentaron como porcentaje del total de las ventas de exportación de un 9.4% en 2006 a 10.5% en 2007 (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI). Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo líquidos del gas natural aumentaron 16.3% en pesos, de \$42.4 mil millones en 2006 a \$49.3 mil millones en 2007, principalmente por un aumento tanto en el volumen como en los precios de exportación de los productos petrolíferos. En dólares, las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo líquidos del gas natural, aumentó un 22.2%, de EUA\$3.6 mil millones en 2006 a EUA\$4.4 mil millones en 2007. Las ventas de exportación de gas natural aumentaron en \$3.3 mil millones, al pasar de \$0.8 mil millones en 2006 a \$4.1 mil millones en 2007. Este incremento se debió a una mayor producción de gas natural.

Los productos petroquímicos contabilizaron el resto de las ventas de exportación en 2006 y 2007. Las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos derivados del proceso petroquímico) disminuyeron un 23.5%, al pasar de \$3.4 mil millones en 2006 a \$2.6 mil millones en 2007, principalmente debido a una disminución del 68.7% en el volumen de las ventas de exportación de benceno y etileno. Esta disminución se debió principalmente (i) en el caso del etileno, a la finalización de la obligación de cumplir con entregas de exportación y (ii) en el caso del benceno, a que la planta de estireno (que utiliza benceno) se encuentra parcialmente fuera de operación. En dólares las ventas de exportación de los productos petroquímicos disminuyeron un 24.6% en 2007, al pasar de EUA\$288.5 millones en 2006 a EUA\$217.4 millones en 2007.

#### ***Ingresos por servicios***

En 2006 y 2007 los ingresos por servicios fueron de \$1.1 mil millones. Estos ingresos por servicios se refieren principalmente a los obtenidos por la empresa Kot AG, por primas de reaseguro. No existieron cambios significativos en este rubro.

#### ***Costos y gastos de operación***

El costo de ventas, los gastos de transportación, distribución y de administración se incrementaron 9.3%, al pasar de \$499.2 mil millones en 2006 a \$545.6 mil millones en 2007. Este incremento se debió principalmente a mayores compras de productos, tales como gasolina, diesel y gas licuado y al aumento en los costos y gastos por obligaciones laborales, parcialmente compensada con la disminución en los costos de ventas de las Compañías Subsidiarias y la fluctuación favorable en el inventario de productos.

La existencia de un control de precios de venta de productos en el mercado nacional impuesto por el Gobierno Federal en la gasolina, diesel y gas licuado, en 2007, no hizo posible repercutir todos los incrementos de precios de los productos adquiridos para los clientes de PEMEX en México.

#### ***Otros ingresos netos (principalmente beneficio del IEPS)***

Los otros ingresos netos se incrementaron en 35.6% de \$61.2 mil millones en 2006 a \$83.0 mil millones en 2007, debido principalmente a un incremento en los ingresos resultantes de una mayor tasa negativa del IEPS en 2007 comparado con 2006. Como consecuencia de lo anterior, PEMEX reconoció ingresos del beneficio del IEPS por \$72.1 mil millones en 2007 y \$57.3 mil millones en 2006.

#### ***Resultado integral de financiamiento***

De acuerdo con las NIFs, el resultado integral de financiamiento comprende los rendimientos financieros (incluyendo las ganancias y pérdidas de instrumentos derivados), gastos por intereses, utilidad o pérdida en moneda extranjera y la inflación con respecto a los activos y pasivos monetarios. Una parte importante de la deuda de PEMEX (77.8% al 31 de diciembre de 2007) está denominada en moneda extranjera, lo que provoca que la depreciación del peso produzca una pérdida cambiaria y mayores intereses en términos de pesos.

En 2007, el resultado integral de financiamiento mejoró un 16.0% al pasar de una pérdida de \$23.8 mil millones en 2006 a una pérdida de \$20.0 mil millones en 2007, debido principalmente a lo siguiente:

- *Intereses pagados netos.* La disminución de \$4.7 mil millones se debe principalmente a una ganancia neta de \$5.9 mil millones en 2007, resultante de las operaciones con derivados financieros en moneda extranjera. Este efecto fue parcialmente compensado por el costo generado en la recompra de ciertos instrumentos de deuda y por el incremento de intereses no capitalizados del Master Trust.
- *Pérdida en cambios.* La disminución de \$1.1 mil millones en la pérdida en cambios del monto registrado en 2006 de una pérdida de \$2.5 mil millones en 2006 a una pérdida de \$1.4 mil millones en 2007, se debió principalmente a una menor depreciación del peso contra el dólar en 2007, comparado con 2006. El tipo de cambio peso-dólar se apreció en un 0.1% en términos de dólar de enero a diciembre de 2007, de 10.8810 a 10.8662 pesos por dólar, mientras que en 2006 el tipo de cambio se depreció 1.0% al pasar de 10.7777 a 10.8810 pesos por dólar.
- *Resultado por posición monetaria.* La disminución de \$2.0 mil millones en la ganancia monetaria, se debió principalmente a que la inflación en 2007 (3.7590%) fue menor que la inflación en 2006 (4.0533%).

### ***Impuestos y derechos***

Los derechos por extracción de hidrocarburos y otros impuestos y derechos aumentaron 12.0%, al pasar de \$604.8 mil millones en 2006 a \$677.3 mil millones en 2007, debido principalmente al incremento de los derechos de extracción de hidrocarburos al pasar de \$587.0 mil millones en 2006 a \$663.1 mil millones en 2007. Este aumento se compensó parcialmente con una reducción en el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes. En 2007 los derechos e impuestos representaron el 59.6% del total de las ventas y en 2006 el 54.8%, debido a que la tasa efectiva de impuestos y derechos se incrementa con el crecimiento de los precios del petróleo.

### ***Resultado del ejercicio***

En 2007, PEMEX generó una pérdida neta de \$18.3 mil millones de un total de ingresos de \$ 1,136.0 mil millones, comparada con un rendimiento de \$47.0 mil millones, sobre \$1,103.5 mil millones de ingresos en 2006, por los factores descritos anteriormente.

### **Comentarios por segmento**

#### ***Exploración y producción***

En 2007, las ventas de PEP de petróleo crudo y gas natural al Grupo PMI se incrementaron un 4.4% en términos de pesos y un 8.8% en términos de dólares, debido principalmente al incremento del en los precios promedio de venta y los volúmenes de los principales productos petrolíferos. El precio promedio ponderado de petróleo crudo vendido por PEP al Grupo PMI fue de EUA\$64.57 en 2007 para su exportación, comparado con EUA\$53.20 en 2006. Las ventas interorganismos se incrementaron en 2.5% como resultado principalmente del incremento en los precios de exportación de petróleo crudo. El rendimiento neto relacionado con las actividades de exploración y producción disminuyó 73.7%, ó \$55,922 millones, de \$75,888 millones en 2006 a \$19,966 millones en 2007, debido principalmente a un incremento en los impuestos y derechos, así como a un incremento en los gastos de operación.

#### ***Refinación***

En 2007, las ventas relacionadas con las actividades de refinación crecieron 5.8%, de \$406,963 millones en 2006 a \$430,383 millones en 2007, debido al incremento en los precios promedio de venta y al volumen de ventas de los principales productos refinados. Las ventas interorganismos disminuyeron en 8.7%, de \$4,013 millones a un monto de \$42,229 millones, debido a que los productos producidos por algunas plantas del complejo petroquímico Cangrejera comenzaron a ser producidos y comercializados por PPQ. En 2007, la pérdida neta relacionada con actividades de refinación fue de \$45,654 millones, un 29.2% mayor que la pérdida neta registrada en 2006 por \$35,325 millones. Esta pérdida se debió a mayores compras de productos refinados, principalmente gasolina y diesel.

### ***Gas y petroquímica básica***

En 2007, las ventas a terceros relacionadas con el segmento del gas natural y de petroquímica básica se incrementaron en 0.9%, de \$138,688 millones en el año de 2006 a \$139,963 millones en el año de 2007. Las ventas de gas licuado crecieron 1.8%, de \$54,691 millones en el año de 2006 a \$55,663 millones en el año de 2007, debido a un incremento en su precio. Las ventas de gas natural se incrementaron un 3.9% al pasar de \$79,232 millones a \$82,295 millones en 2007, debido a un incremento en los precios de este producto. El rendimiento neto relativo a este segmento disminuyó 21.5%, \$1,354 millones, al pasar de \$6,312 millones en 2006 a \$4,958 millones en 2007, debido principalmente al incremento en los gastos incurridos con relación a las operaciones de gas natural.

### ***Petroquímica***

En 2007, las ventas relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica se incrementaron en 0.3%, de \$21,639 millones en 2006 a \$21,702 millones en 2007. Los precios y volúmenes vendidos en el mercado nacional crecieron para la mayoría de los productos petroquímicos. En 2007, el volumen de las exportaciones petroquímicas disminuyó en 26.0%, de 326 mil toneladas en el año de 2006 a 241.1 mil toneladas en el 2007. La pérdida neta relacionada con las actividades de petroquímica disminuyó 10.8%, de \$18,029 millones en 2006 a \$16,086 millones en 2007, debido a un incremento de los volúmenes de importación de metanol, cloruro de vinilo y xileno.

### ***La Emisora, Compañías Subsidiarias y otras***

En 2007, las ventas a terceros relativas a las exportaciones de petróleo crudo y productos petrolíferos efectuadas por PMI, se incrementaron en 1.4%, en términos de pesos, de \$536,220 millones en 2006 a \$543,988 millones en 2007, como resultado de un incremento en los precios del petróleo crudo que PEMEX exportó. En 2007 el rendimiento relativo a la Emisora y Compañías Subsidiarias, que incluye las actividades comerciales internacionales de PMI, creció de \$18,108 millones en 2006 a \$18,508 millones en 2007, debido principalmente al incremento en las ventas.

## **Análisis comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005**

### ***Ventas***

Las ventas totales, sin incluir el IEPS en 2006, fueron de \$1,103.5 mil millones, presentando un incremento de 12.4% con respecto a las ventas totales de 2005, neto de IEPS, de \$982.0 mil millones. El aumento en las ventas totales de 2005 con respecto a 2006 se debió a un incremento de un 17.0% en las ventas de exportación, de \$457.3 mil millones en 2005 a \$535.1 mil millones en 2006, como consecuencia de mayores precios de exportación del crudo, así como al incremento de 8.4% en las ventas en el país sin incluir IEPS, al pasar de \$523.5 mil millones en 2005 a \$567.3 mil millones en 2006, debido principalmente a un incremento tanto en precios como en volúmenes de ventas de los principales productos.

### ***Ventas en el país***

Las ventas en el país sin incluir IEPS en 2006, se incrementaron 8.4%, de \$523.5 mil millones en 2005, a \$567.3 mil millones en 2006, debido a los aumentos en los precios y volumen tanto de los productos petrolíferos, como de los productos petroquímicos. Las ventas en México de productos petrolíferos aumentaron 12.2% en 2006, de \$410.8 mil millones en 2005 a \$460.8 mil millones en 2006, debido principalmente al aumento en los precios promedio y volúmenes de los principales productos petrolíferos. Las ventas en el país de productos petroquímicos (incluyendo las ventas de ciertos productos derivados del proceso de producción) aumentaron 1.6%, al pasar de \$25.1 mil millones en 2005 a \$25.5 mil millones en 2006, debido al aumento en las ventas de algunos de los productos manufacturados por PPQ, tales como polietilenos, óxido de etileno y monoetilenglicol. Las ventas de gas natural disminuyeron 7.6% en 2006 de \$87.6 mil millones en 2005 a \$80.9 mil millones en 2006, como resultado de la disminución en el precio promedio de venta.

### ***Ventas de exportación***

En 2006, las ventas de exportación se incrementaron 17.0% de \$457.3 mil millones en 2005 a \$535.1 mil millones en 2006. Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de

exportación por los Organismos Subsidiarios al Grupo PMI y terceros se incrementaron 18.9% al pasar de \$378.4 mil millones en 2005 a \$449.8 mil millones en 2006. En dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación se incrementaron 22.8% en 2006, al pasar de EUA\$31.6 mil millones en 2005 a EUA\$38.8 mil millones en 2006. Este incremento se origina principalmente como resultado del aumento en el precio del petróleo en el mercado internacional. Las actividades comerciales de exportación del Grupo PMI generaron ingresos marginales adicionales de \$85.3 mil millones en 2006, 8.1% superior a los \$78.9 mil millones de ingresos adicionales generados en 2005, debido principalmente al aumento en el precio del petróleo exportado. El precio promedio ponderado por barril de petróleo al que PMI vendió en 2006 fue de EUA\$53.04, representando un incremento de 24.2% respecto al precio promedio ponderado de EUA\$42.71 en 2005.

Las ventas de petróleo crudo de PEP a PMI para exportación representaron un 89.8% de las ventas totales de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2006, comparadas con un 89.4% en 2005. Estas ventas de petróleo se incrementaron en pesos un 19.3% en 2006, de \$338.6 mil millones en 2005 a \$403.9 mil millones en 2006, y en dólares un 23.0% al pasar de EUA\$28.3 mil millones en 2005 a EUA\$34.8 mil millones en 2006. El precio promedio ponderado por barril de petróleo al que PEP vendió a PMI para la exportación en 2006 fue de EUA\$53.20, 24.9% superior que el precio promedio de EUA\$42.61 en 2005. El volumen de exportaciones de petróleo disminuyó 1.3%, al pasar de 1,817 Mbd en 2005 a 1,793 Mbd en 2006, como resultado de la declinación del complejo Cantarell.

Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo líquidos del gas natural, de PR y PGPB a PMI y otros clientes, disminuyeron de un 9.6% del total de las ventas de exportación (excluyendo las actividades comerciales de PMI) en 2005 a un 9.4% en 2006. Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo líquidos del gas natural aumentaron un 17.1%, de \$36.2 mil millones en 2005 a \$42.4 mil millones en 2006, principalmente por un aumento tanto en el volumen como en los precios de exportación de los productos petrolíferos. En dólares, las ventas de exportación de productos petrolíferos incluyendo líquidos del gas natural aumentaron un 20.0%, de EUA\$3.0 mil millones en 2005 a EUA\$3.6 mil millones en 2006. Las ventas de exportación de gas natural aumentaron 18.0% en 2006 en comparación con 2005, principalmente debido al inicio de operaciones de los campos Nejo en Madero y Papán en Veracruz. Adicionalmente, los accidentes que se tuvieron en varios ductos durante los meses de julio y septiembre de 2006, impidieron atender las demandas de los clientes de PEMEX en la zona centro del país y, por lo tanto, esas cantidades de producto se vendieron fuera de México.

Los productos petroquímicos contabilizaron el resto de las ventas de exportación en 2005 y 2006. Las ventas de exportación de productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos obtenidos en el proceso petroquímico) disminuyeron un 5.6%, al pasar de \$3.6 mil millones en 2005 a \$3.4 mil millones en 2006, principalmente debido a una disminución en el volumen de las exportaciones de benceno y etileno. En dólares las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos obtenidos en el proceso petroquímico) disminuyeron un 4.7% en 2006, al pasar de EUA\$302.7 millones en 2005 a EUA\$288.5 millones en 2006.

### ***Ingresos por servicios***

En 2005 y 2006 los ingresos por servicios pasaron de \$1.2 mil millones a \$1.1 mil millones respectivamente. Estos ingresos se refieren principalmente a los obtenidos de Kot AG por primas de reaseguro, no existiendo cambios significativos en este rubro en 2006 comparado con 2005.

### ***Costos y gastos de operación***

El costo de ventas, los gastos de transportación y distribución y los gastos de administración se incrementaron 7.6%, al pasar de \$464.1 mil millones en 2005 a \$499.2 mil millones en 2006. Este incremento se debió principalmente a mayores compras de productos, principalmente productos refinados, tales como gasolina, diesel y turbosina, por un monto de \$22.9 mil millones, un 11.9% comparado con 2005, el incremento en los costos y gastos por obligaciones laborables de \$10.7 mil millones, un 16.7%, comparado con 2005, y a un incremento en los costos por la depreciación y amortización de activos fijos de \$8.7 mil millones, 15.3%, comparado con el año de 2005.

El decreto presidencial del 12 de septiembre de 2005 limitó el precio máximo para el gas natural de venta de primera mano y ventas para el usuario final, de uso industrial y para compañías distribuidoras de gas natural al precio en Reynosa, Tamaulipas de agosto del 2005 (EUA\$7.253 por millones de BTU) más el

21% de la diferencia entre el precio vigente en Reynosa y EUA\$7.253. PEMEX absorbió el costo del 79% de cualquier aumento en los precios de importación del gas natural, que no podía trasladar a los clientes. El decreto expiró en enero 2006.

### ***Ingresos por servicios netos (principalmente el beneficio del IEPS)***

Este rubro se incrementó en \$58.3 mil millones al pasar de \$2.9 mil millones en 2005 a \$61.2 mil millones en 2006, como consecuencia de un incremento en los ingresos resultantes de la aplicación de la tasa negativa del impuesto del IEPS, de acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2006, la cual permitió que PEMEX acreditara el IEPS negativo contra otros impuestos y derechos por pagar resultando en un reconocimiento de ingresos en 2006 por un monto de \$57.3 mil millones. En 2005 el IEPS negativo fue absorbido por PEMEX.

### ***Resultado integral de financiamiento***

De conformidad con las NIFs, en 2006 el resultado integral de financiamiento comprende los rendimientos financieros (incluyendo las ganancias y pérdidas de instrumentos derivados), costo financiero, utilidad o pérdida en cambios, y la ganancia o pérdida atribuible a los efectos de inflación respecto a los activos y pasivos monetarios. Una parte importante de la deuda de PEMEX (79.7% al 31 de diciembre de 2006) está denominada en moneda extranjera, lo que provoca que la depreciación del peso produzca una pérdida cambiaria y mayores intereses.

En 2006, el costo integral de financiamiento se incrementó \$19.0 mil millones, al pasar de \$4.8 mil millones en 2005 a \$23.8 mil millones en 2006, debido principalmente a lo siguiente:

- El peso se depreció contra el dólar a una tasa del 1.0% durante 2006 (de 10.7777 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2005 a 10.8810 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2006) comparado con una apreciación del peso contra el dólar de 4.3% en 2005 (de 11.2648 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2004 a 10.7777 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2005) resultando una pérdida neta en la variación cambiaria de \$2.5 mil millones en 2006, comparado con una utilidad neta cambiaria de \$19.0 mil millones en 2005.
- No obstante que la tasa de inflación creció al pasar de un 3.33% en 2005 a 4.05% en 2006, los pasivos monetarios netos disminuyeron un 18.3% (debido a que los activos monetarios se incrementaron en comparación con los pasivos monetarios); lo que arrojó una utilidad por posición monetaria de \$14.8 mil millones en 2006, 15.9% menor que la utilidad por posición monetaria en 2005 que fue de \$17.6 mil millones.
- El incremento en el resultado integral de financiamiento fue parcialmente compensado por una disminución en los intereses netos a cargo de \$5.3 mil millones que representó un 12.8%, al pasar de \$41.5 mil millones en 2005, a \$36.2 mil millones en 2006. En el año 2006, el gasto por intereses disminuyó en \$11.0 mil millones comparado con 2005, respecto a los intereses ganados, también disminuyeron en \$5.7 mil millones comparado con 2005.

### ***Impuestos y derechos***

Los derechos por extracción de hidrocarburos y otros impuestos y derechos (incluyendo el IEPS) disminuyeron 3.5%, al pasar de \$626.9 mil millones en 2005 a \$604.8 mil millones en 2006, debido principalmente al nuevo régimen fiscal aplicable a partir del 1 de enero de 2006, y a que la tasa del IEPS fue negativa en 2006.

### ***Efecto acumulado de la adopción de nuevos pronunciamientos contables***

A partir de enero de 2005, se adoptaron los lineamientos de Boletín C-10, relativos al reconocimiento, valuación y revelación aplicable a los instrumentos financieros derivados, resultando un cargo a resultados por \$478 millones. En 2005 también se adoptaron las reglas adicionales para el Boletín D-3 relativo a la valuación y revelación de pagos por retiro, resultando un reconocimiento en el pasivo inicial por el costo de servicios anteriores y un cargo a resultados en 2005 por un monto de \$1.4 mil millones.

### **Resultado del ejercicio**

En 2006, PEMEX generó un rendimiento neto de \$47.0 mil millones de un total de ingresos de \$1,103.5 mil millones, comparado con una pérdida neta de \$82.4 mil millones, con un total de ingresos netos de IEPS de \$982.0 mil millones, en 2005. El incremento de \$129.4 mil millones en el rendimiento neto en 2006 frente a la pérdida neta del ejercicio 2005, se debió a los factores descritos anteriormente.

### **Comentarios por segmento**

#### **Exploración y producción**

En 2006, las ventas totales de petróleo crudo y gas natural de PEP a PMI crecieron un 19.3% en términos de pesos y 23.0% en términos de dólares, como resultado del incremento en el precio de exportación del crudo. El precio promedio ponderado del crudo vendido por PEP a PMI para exportación, fue de EUA\$53.20 por barril en el 2006, comparado con EUA\$42.61 por barril en 2005. Las ventas interorganismos se incrementaron en 15.1% como resultado del incremento en los precios de exportación del crudo. El rendimiento neto relacionado con las actividades de exploración y producción se incrementó en \$95,590 millones al pasar de una pérdida neta de \$19,702 millones en 2005 a un rendimiento neto de \$75,888 millones en 2006, como resultado de una disminución en impuestos y derechos y un incremento en las ventas de petróleo crudo.

#### **Refinación**

En 2006, las ventas relacionadas con las actividades de refinación crecieron 6.7%, de \$381,355 millones en 2005 a \$406,963 millones en 2006, debido a un incremento tanto en los precios como en el volumen de los principales productos refinados. Las ventas interorganismos se incrementaron un 11.9% al alcanzar un importe de \$46,242 millones, como consecuencia de un incremento en el volumen de ventas del crudo despuntado y del diesel. En 2006 la pérdida neta relativa a las actividades de refinación fue de \$35,325 millones, menor en 38.6% que la pérdida neta de \$57,509 millones reportada en 2005. Esta disminución en la pérdida neta se debe principalmente al incremento de los precios promedio de productos refinados, principalmente gasolina y diesel.

#### **Gas y petroquímica básica**

En 2006, las ventas relacionadas con el segmento del gas natural y de petroquímica básica disminuyeron en 4.3%, de \$144,987 millones en el año de 2005 a \$138,688 millones en el año de 2006. Las ventas de gas licuado crecieron 4.6%, de \$52,309 millones en el año de 2005 a \$54,691 millones en el año de 2006, debido al incremento en el precio unitario de venta del producto. Las ventas de gas natural disminuyeron en 7.7%, de \$85,881 millones en el año de 2005 a \$79,232 millones en el año de 2006, debido principalmente a una disminución en el precio y volumen del gas natural. El rendimiento neto relacionado con el segmento de negocios de gas natural y petroquímica básica se redujo en 12.5%, de \$7,214 millones en 2005 a \$6,312 millones en 2006 debido, principalmente, a un incremento en los gastos relacionados con las operaciones de gas natural.

#### **Petroquímica**

En 2006, las ventas relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica disminuyeron 0.9%, de \$21,827 millones en 2005 a \$21,639 millones en 2006. Los precios y volúmenes vendidos en el mercado nacional crecieron para la mayoría de los productos petroquímicos. En 2006, el volumen de las exportaciones petroquímicas disminuyó en 12.1%, de 371 mil toneladas en el año de 2005 a 326 mil toneladas en el 2006. La pérdida neta relacionada con las actividades de petroquímica se incrementó en 1.0%, de \$17,852 millones en 2005 a \$18,030 millones en 2006, debido a un incremento en los volúmenes de importación de metanol, cloruro de vinilo y xileno.

#### **La Emisora, Compañías Subsidiarias y otras**

En 2006, las ventas en relación a las exportaciones de petróleo crudo y productos petrolíferos efectuadas por el Grupo PMI, se incrementaron en 17.7%, en términos de pesos, de \$455,660 millones en el 2005 a \$536,220 millones en el año de 2006, como resultado de un incremento en los precios del petróleo crudo al que PEMEX exportó y al fortalecimiento del dólar con respecto al peso. En 2006 el

rendimiento neto relativo a la Emisora y Compañías Subsidiarias, que incluye las actividades comerciales internacionales del Grupo PMI, creció de \$5,490 millones en 2005 a \$18,108 millones en 2006, debido principalmente al incremento en las ventas.

**ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital**

***Estructura del patrimonio y los Certificados de Aportación “A”***

El patrimonio total al 31 de diciembre de 2008 fue de \$26.8 mil millones y la capitalización total (deuda de largo plazo más patrimonio) ascendió a \$522.3 mil millones.

En marzo de 1990, el Gobierno Federal intercambió EUA\$7.58 mil millones de deuda externa de la Emisora 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 la Emisora 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 la Emisora acordaron capitalizar el endeudamiento incurrido en marzo de 1990 en el patrimonio de la Emisora como Certificados de Aportación “A”. Como condición para esta capitalización, la Emisora 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” han sido aprobados cada año por el Consejo de Administración de la Emisora después del cierre de cada año fiscal. Cada trimestre, hasta enero de 2007, la Emisora realizó pagos anticipados al Gobierno Federal que representan una porción de los rendimientos mínimos garantizados. Después del pago de \$4,270 millones que la Emisora hizo en enero de 2007, no se le deben al Gobierno Federal pagos anticipados sobre los rendimientos mínimos garantizados.

De 2006 al 2008, la Emisora realizó pagos anticipados anuales que se declararon como rendimientos al Gobierno Federal de la siguiente manera:

	<b>Ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de</b>		
	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
	<b>(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2007 y para 2008 en millones de pesos nominales))</b>		
Pagos anticipados totales al Gobierno			
Federal.....	\$ 269	\$ 4,270	\$ 0
Rendimientos declarados en relación con los			
Certificados de Aportación “A” <sup>(1)</sup> .....	16,393	263	4,270

(1) En cada uno de los años los dividendos fueron aprobados por el Consejo de Administración de la Emisora  
Fuente: Estados Financieros Consolidados Auditados y Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados de PEMEX.

En diciembre de 1997, la Emisora y el Gobierno Federal acordaron una reducción del patrimonio en los Certificados de Aportación “A”, mediante el pago en efectivo a la SHCP de \$12.2 mil millones nominales (EUA\$1.5 mil millones). Adicional a este acuerdo, la SHCP, actuando en nombre del Gobierno Federal, convino en reducir el pago de los rendimientos mínimos garantizados que recibiría de la Emisora de 1998 a 2006. En el 2002, 2003, 2004 y 2005 la Emisora pagó cada año un capital de EUA\$874 millones al Gobierno Federal. En 2006, no se hicieron pagos anticipados de capital, ya que la Emisora y la SHCP acordaron diferir el pago de EUA\$392 millones que originalmente se vencía en diciembre de 2006 para enero de 2007. Después del pago por EUA\$392 millones que se hizo en enero de 2007, la Emisora no realizará más anticipos mínimos garantizados sobre los Certificados de Contribución “A”. El Gobierno Federal podría requerir en cualquier tiempo el pago de rendimientos.

En varias fechas de 2004 PEMEX recibió \$34.1 mil millones del Gobierno Federal como un reembolso por derechos de infraestructura pagados por PEMEX en 2004. El 4 de noviembre de 2004 el Consejo de Administración de la Emisora aprobó el incremento del patrimonio de los Organismos Subsidiarios por la cantidad que se recibió del Gobierno Federal. De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2004, estos pagos se deben asignar a obras de infraestructura de exploración, refinación, gas y petroquímica. De conformidad con una comisión mercantil que se celebró

con Banco Santander Serfin, S.A., en su calidad de agente administrador de los fondos, PEMEX transfirió la cantidad total de \$33.7 mil millones, la cual se registró como un incremento en el patrimonio de los Organismos Subsidiarios. En marzo de 2005, después de recibir las aprobaciones necesarias de la SHCP, el patrimonio de PEMEX fue incrementado, en forma adicional, en \$374 millones, para compensar la pérdida cambiaria que hubo en 2004 respecto a las transferencias realizadas por la SHCP para reembolsar los derechos de infraestructura que se pagaron al Gobierno Federal en 2004.

Conforme a lo establecido en la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2005 y el Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2005, el Gobierno Federal, durante el ejercicio 2005, efectuó diversas transferencias de recursos a la Emisora para obras de infraestructura, los que incrementaron el patrimonio de los Organismos Subsidiarios y de la Emisora, como sigue:

	<b>(en millones de pesos nominales)</b>
Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE), conforme al Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2005.....	\$ 22,067
Otros pagos de acuerdo con el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2005.....	<u>22,163</u>
<b>Total.....</b>	<b><u>\$ 44,230</u></b>

De acuerdo con el Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2006, el Gobierno Federal transfirió \$45.7 mil millones por los ingresos excedentes en 2006. Esta transferencia de recursos fue capitalizada, incrementando el patrimonio de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios por el mismo monto.

En diciembre de 2007, el Gobierno Federal hizo pagos por un monto de \$11,160 millones a la Emisora, los cuales fueron capitalizados. Este total incluyó dos pagos de \$11,132 millones y \$19.7 millones, los cuales fueron recibidos del fondo sobre ingresos excedentes (FIEX). PEMEX también capitalizó intereses por un monto de \$9.3 millones en relación a los ingresos por pagos excedentes. Este pago adicional se deriva de los ingresos excedentes que fueron pagados de acuerdo con el artículo 19, fracción IV, incisos b) y c) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Adicionalmente en febrero de 2008, el Gobierno hizo otro pago por un monto de \$2,806.2 millones a la Emisora.

#### ***Flujos de efectivo de las actividades de operación, financiamiento e inversión***

Con vigencia a partir del 1 de enero de 2008 **la NIF B-2 “Estado de flujos de efectivo”** deja sin efecto al Boletín B-12 **“Estado de cambios en la situación financiera”** y al párrafo 33 del Boletín B-16. Dicha norma establece que los estados financieros deben incluir el estado de flujos de efectivo por todos los periodos presentados en forma comparativa con los del periodo actual, en lugar del estado de cambios en la situación financiera, excepto por los estados financieros de periodos anteriores a 2008, para los cuales se deberá incluir el estado de cambios en la situación financiera. Debido, entre otras cosas, a que es diferente la estructura de estos estados, (uno presenta flujos de efectivo y el otro presenta cambios tomando en cuenta la inflación), no es posible presentar un comparativo entre ambos estados. En consecuencia, PEMEX presenta en sus Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados al 31 de diciembre de 2008 y 2007, el estado de cambios en la situación financiera por 2007 tal y como fue emitido y el estado de flujos de efectivo por 2008, bajo el método indirecto. A continuación se presentan los principales componentes del Estado de Flujos de Efectivo al 31 de diciembre de 2008.

Durante 2008, de acuerdo con los Estados Financieros Consolidados Preliminares No Auditados, el flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación fue de \$33.9 mil millones. Las aportaciones del Gobierno Federal por \$35.5 mil millones, junto con un incremento neto en la deuda de \$10.2 mil millones, dieron como resultado, principalmente, un flujo neto de efectivo proveniente de actividades de financiamiento por un total de \$45.6 mil millones en 2008. Durante 2008, el flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión ascendió a \$136.3 mil millones, de este monto \$141.0 mil millones se invirtió en inmuebles planta y equipo y el restante en otras inversiones de carácter permanente.

Al 31 de diciembre de 2008, el efectivo y valores de inmediata realización totalizaron \$114.2 mil millones, comparados con \$171.0 mil millones al 31 de diciembre de 2007. 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 (denominados en pesos) en el mercado nacional;
- emisión de otros valores de deuda en los mercados de capitales internacionales;
- 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 7 de septiembre de 2007, la Emisora contrató una nueva línea de crédito sindicada revolvente por un monto de EUA\$2,500 millones. Al 31 de diciembre de 2007, el saldo de la deuda utilizada por el Master Trust fue de EUA\$2,500 millones y en marzo 31 de 2008, el saldo de la deuda por este concepto fue de EUA\$1,500 millones, utilizados por el Master Trust y EUA\$1,000 millones usados por la Emisora.

Se ha cumplido con los requerimientos de efectivo para capital de trabajo, gastos de inversión e inversiones en los últimos años y se espera seguir cumpliendo en el futuro, con una combinación de fondos proporcionados por operaciones y financiamiento.

### **iii) Control interno**

La Emisora cuenta con el Comité de Control y Auditoría que coadyuva estratégicamente al Consejo de Administración de la Emisora 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 la Emisora 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.

Asimismo, el 31 de agosto de 2007, la Secretaría de Energía y la SFP publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, los “Lineamientos para la integración y el funcionamiento de los Comités de Auditoría Independientes en Petróleos Mexicanos, en la CFE y en Luz y Fuerza del Centro” que tienen por objeto regular la integración y funciones de dichos Comités así como ser una instancia especializada de apoyo al Consejo de Administración encargado, entre otros, de supervisar que la información financiera y contable se formule de conformidad con las disposiciones jurídicas y con las NIFs aplicables y verificar que dicha información se presente, en tiempo y forma, a las instituciones nacionales e internacionales, cuando así proceda (*Ver 5)c*)—“*Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos*”).

La Ley de Petróleos Mexicanos establece el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño que estará integrado por tres consejeros profesionales y que se encargará, entre otros asuntos, de proponer al Consejo de Administración de la Emisora los lineamientos de control interno y evaluación del desempeño. El Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos seguirá operando hasta en tanto se instale el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño. (*Ver 5)c*)—“*Administradores y accionistas*”).

### **e) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas**

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, en los términos de los contratos existentes, en los puntos de vista de la administración sobre las tendencias, tanto nacionales como internacionales, de la industria petrolera y del gas, los 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 Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados y podrían tener un impacto potencial sobre los resultados financieros y el desempeño financiero futuro.

#### ***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 de perforación exploratoria de los pozos y de las pruebas estratigráficas sean inicialmente capitalizados y si no se descubren las reservas probadas, la capitalización de costos será cargada a gastos. Los costos de desarrollo, incluyendo los costos de perforación y desarrollo de pozos y las pruebas estratigráficas son capitalizados. La capitalización de costos de los pozos y su equipamiento son amortizados en función a las reservas probadas y desarrolladas y a las reservas de petróleo y gas que son extraídas. Las estimaciones de las reservas se determinan según los principios y métodos geológicos y de ingeniería petrolera y pueden variar como resultado de cambios en factores tales como los precios del petróleo y gas pronosticados, el rendimiento de los yacimientos y la tecnología empleada en el campo petrolero.

La revisión descendente en las estimaciones de las reservas puede resultar en: a) mayor depreciación y mayores gastos de agotamiento por barril en futuros periodos, b) un castigo inmediato del valor en libros de los activos de acuerdo con reglas contables para el deterioro de los activos o c) cambios en las obligaciones de retiro de activos. Un deterioro de los activos fijos productores 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 resultaran insuficientes para recuperar los costos capitalizados no amortizados. Por el contrario, si las revisiones de las cantidades de las reservas de petróleo y gas resultaran ascendentes, la depreciación por barril y el gasto de agotamiento serían menores.

La aplicación de la contabilidad de esfuerzos exitosos también puede causar fluctuaciones significativas entre periodos 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, en cuanto a si ha habido cambios en los hechos y circunstancias y, por lo tanto, ya no aplican las condiciones descritas en los puntos (a) y (b) que se encuentran más adelante. Los pozos de exploración que tienen más de 12 meses se cargan a resultados, a menos de que (a) (i) ellos requieran mayores inversiones antes de que empiecen a producir, (ii) se hayan encontrado cantidades comercialmente productivas de reservas y (iii) estén sujetos a mayor exploración o actividad de reevaluación para que se lleve a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o se planee firmemente hacerlo en el futuro cercano, o bien, (b) se registren reservas probadas dentro de los 12 meses siguientes a la terminación de la perforación exploratoria.

#### ***Remediación ambiental, obligaciones de retiro de activos***

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, revisión de información adicional sobre la extensión y naturaleza de la contaminación del sitio, determinación de trabajos adicionales que deben emprenderse, mejoras en tecnología, la naturaleza y programación de los 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 la zona marina, las experiencias históricas de desmantelamiento y taponamiento han sido muy limitadas y, por consiguiente, las estimaciones de los costos esperados o el 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, las cuales están basadas en flujo de efectivo descontado, pueden diferir considerablemente 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 periodo en que se realiza la actualización de la reserva.

### **Planes de beneficios para los trabajadores**

PEMEX proporciona una variedad de prestaciones adicionales a la ley para los trabajadores activos y jubilados, incluyendo pensiones, prestaciones de atención médica posteriores a la jubilación (en particular servicios de salud y pagos complementarios). PEMEX registra anualmente cantidades asociadas a estos planes con base en las NIFs y los supuestos actuariales, tales como, tasas de descuento reales, índices de rendimiento, aumentos en compensaciones, tasas de productividad e índices de tendencias en los costos de atención médica. Los cálculos actuariales fueron revisados sobre una base anual y se efectuaron modificaciones a los cálculos a partir de las tasas y tendencias actuales cuando así se considera adecuado realizarlo. En cumplimiento con las NIFs, el efecto de las modificaciones por lo general es registrado o amortizado sobre periodos futuros. La Entidad considera que los cálculos empleados en el registro de las obligaciones bajo dichos planes, presentados en las Nota 12 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2007, son razonables de acuerdo con la experiencia y la asesoría de los actuarios independientes.

### **Instrumentos financieros**

Bajo las NIFs, PEMEX adoptó, a partir del 1° de enero de 2005, el Boletín C-10, "Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura". Este boletín establece amplias disposiciones para la definición, valuación, tratamiento contable y revelación de instrumentos financieros, designados como coberturas y derivados implícitos. El Boletín C-10 requiere que todos los instrumentos financieros con la excepción de las inversiones que se mantienen hasta su vencimiento, se registren en el valor razonable 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.

Dado que los precios de mercado cotizados por PEMEX para algunos derivados no están inmediatamente disponibles, el valor razonable 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 de 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 que pueden influenciar el valor. Los modelos de valuación para la tasa de interés y los derivados de divisas se basan en cálculos y valuaciones que utilizan el sistema de reporte financiero de PEMEX, proporcionando datos de mercado consistentes y algoritmos de valuación a lo largo de la Entidad. Estos algoritmos empleados para obtener valuaciones son los comúnmente empleados en los mercados financieros. En ciertos casos, el valor razonable calculado de los derivados se compara con los resultados que producen otros participantes en los mercados, 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.

A través de lineamientos financieros internos, PEMEX se asegura que los derivados empleados para fines de administración de riesgo sean sólo utilizados para cubrir operaciones subyacentes registradas en libros, contratadas o bien planeadas. Ver i) c) *Factores de riesgo. La variación en el tipo de cambio o en las leyes que regulan el tipo de cambio de México, podrían dañar la capacidad de PEMEX para pagar el servicio de la deuda contraída en moneda extranjera* y 4) c) – *Administración de Riesgos – Riesgo en el cambio de divisas y Nota 11 (iii) y (vii) de los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2007*".

### **Contingencias**

En el curso normal de sus operaciones, PEMEX es parte en numerosos procesos de diversa naturaleza. En cada caso en particular, PEMEX califica la importancia de cada proceso y evalúa su posible resolución, reconociendo, en sus resultados, las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con esas contingencias cuando es probable que sus efectos se materialicen y existan elementos razonables para su cuantificación. Estos efectos se presentan en la reserva por obligaciones contingentes.

En aquellos procesos en que no existan estos elementos razonables para cuantificar la contingencia, ésta se revela en forma cualitativa en las notas a los estados financieros consolidados. Los ingresos, utilidades o activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización. (Ver 3)b)K.—“Procesos judiciales, administrativos o arbitrales” así como las notas 3 (w) y 16 a los Estados Financieros Consolidados Auditados 2007 donde se presentan con detalle las contingencias que PEMEX estima relevantes).

#### **Deterioro de activos de larga duración**

Adicionalmente a los activos de petróleo y gas que podrían deteriorarse bajo la aplicación de la contabilidad de esfuerzos exitosos, otros activos de larga duración 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 y de modernización de plantas o cambios adversos importantes en el ambiente de negocios nacional o internacional. El monto del cargo por deterioro se basaría en las estimaciones del valor razonable de un activo comparado con su valor en libros. Si bien la Entidad considera que las estimaciones de flujos de efectivo futuros son razonables, los diferentes supuestos con relación a los precios de venta de productos (*commodities*) 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 del valor en libros de los activos de larga duración.

#### **Entorno fiscal**

Como se describe en la Nota 19 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX, el nuevo régimen fiscal aplicable a la Emisora y los Organismos Subsidiarios entró en vigor a partir del 1 de enero de 2006. En adición PMI y PMI Norteamérica, S.A. de C.V., están sujetos al régimen fiscal aplicable para todas las sociedades mexicanas. En general las compañías mexicanas están sujetas a un impuesto antes de la utilidad y a una tasa reglamentaria.

Como consecuencia del nuevo régimen fiscal aplicable a la Emisora y a los Organismos Subsidiarios y de acuerdo con las NIFs, en la preparación de los estados financieros consolidados, la Emisora y los Organismos Subsidiarios (excepto PEP) se les requiere estimar el impuesto sobre los ingresos y el periodo sobre el cual los activos por impuestos diferidos serán recuperados. Este proceso involucra una estimación del impuesto actual y una valoración de las diferencias temporales, resultantes del tratamiento diferido de los conceptos para efectos fiscales y contables. Estas diferencias arrojan activos y pasivos diferidos que están incluidos dentro del balance general consolidado de PEMEX. Posteriormente, PEMEX evalúa la probabilidad de que los activos diferidos sean recuperados del impuesto futuro sobre el rendimiento y si se considera que esa recuperación no es probable, PEMEX evalúa una asignación. Siempre que PEMEX realice una valuación de una asignación o incremente esta asignación en un periodo, debe incluir un cargo contra la provisión de impuestos en el estado de resultados.

Los juicios de la administración requieren determinar una provisión para impuestos por las utilidades, los impuestos diferidos tanto en activos como en pasivos y cualquier valuación permitida debe registrarse contra un impuesto al activo diferido. La valuación permitida, está basada en una estimación de los impuestos sobre utilidades y en un periodo sobre el cual los activos diferidos sean recuperados. En el caso de que los resultados actuales difieran de esas estimaciones, se ajustaran estas estimaciones en periodos futuros y se podrá establecer una valuación adicional permitida, la cual podrá impactar en la posición financiera y en los resultados de operación.

#### **Pronunciamientos contables recientemente emitidos**

A partir del 1 de junio de 2004, el CINIF asumió la responsabilidad de la normatividad contable en México. Como parte de esta responsabilidad y después de un proceso de auscultación, efectuado durante

los años de 2004 y de 2005, el CINIF emitió diversas NIFs, las cuales entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2006.

Las NIFs tienen por objeto lograr la armonización de las normas locales utilizadas por los diversos sectores de la economía y converger en el mayor grado posible con las Normas Internacionales de Información Financiera.

La estructura de las NIFs, de observancia obligatoria a partir del 1 de enero de 2006, es la siguiente:

- Las NIFs y las interpretaciones de las mismas emitidas por el CINIF.
- Los boletines emitidos por la Comisión de Principios de Contabilidad del Instituto Mexicano de Contadores Públicos que no hayan sido modificados, sustituidos o derogados por las nuevas NIF.
- Las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables de manera supletoria.

Las circulares de la Comisión de Principios de Contabilidad seguirán siendo recomendaciones y formarán parte de las NIF hasta en tanto no sean derogadas o ya no sean aplicables por quedar comprendidas en alguna NIF.

El CINIF ha promulgado las NIFs que se mencionan a continuación, las cuales entran en vigor para los ejercicios que se inicien a partir del 1o. de enero de 2008, sin establecer la posibilidad de aplicación anticipada.

**NIF B-10 “Efectos de la inflación”:** Deja sin efecto el Boletín B-10 y sus cinco documentos de adecuaciones, así como a las circulares relativas y a la INIF 2. Las principales consideraciones que establece esta NIF son: (i) permite el valor de las UDIS para determinar la inflación en un período determinado; (ii) se elimina la posibilidad de utilizar costos de reposición en inventarios, e indización específica en el activo fijo; (iii) establece que una entidad debe reconocer efectos de inflación cuando opera en un entorno económico inflacionario (inflación acumulada igual o mayor al 26% en los últimos tres ejercicios); y (iv) las cuentas de Resultado por Tenencia de Activos No Monetarios (RETANM), Resultado por Posición Monetaria (REPOMO) patrimonial, y exceso/insuficiencia en la actualización del capital contable, serán reclasificadas a resultados acumulados, en caso de no identificarse la porción no realizada.

La administración estima que los efectos iniciales de esta nueva NIF será un cargo a “Resultados de ejercicios anteriores” y un crédito a “Exceso e insuficiencia en el patrimonio” por \$178,171,999 y no tendrá ningún efecto en el total del activo, pasivo, patrimonio ni en los resultados del ejercicio.

**NIF D-3 “Beneficios a los empleados”:** Deja sin efecto el Boletín D-3, la parte aplicable a la Participación de los Trabajadores en la Utilidad (PTU) del Boletín D-4 y a la INIF 4. Las principales consideraciones que establece esta NIF son: (i) establece un máximo de cinco años para amortizar las partidas pendientes de amortizar y da la opción de reconocer directamente en resultados las ganancias o pérdidas actuariales, conforme se devenguen; (ii) elimina el reconocimiento de un pasivo adicional y del activo intangible relativo o de otra partida integral, como un elemento separado del capital contable; (iii) los beneficios por terminación deben reconocerse directamente en resultados, y (iv) incorpora la PTU, incluyendo la diferida, requiriendo que se presente en el estado de resultados dentro de operaciones ordinarias. Asimismo, establece el método de activos y pasivos requerido por la NIF D-4, para la determinación de la PTU diferida, indicando que cualquier efecto por el cambio, se reconozca en utilidades retenidas, sin reformular estados financieros de periodos anteriores. A la fecha de este reporte, la administración aún está en proceso de determinar el impacto que tendrá la adopción de esta nueva NIF.

**NIF D-4 “Impuestos a la utilidad”:** Deja sin efecto el Boletín D-4 y las circulares 53 y 54. Las principales consideraciones que establece esta NIF son: (i) el saldo del efecto acumulado de ISR, resultante de la adopción inicial del Boletín D-4 en el año 2000 se reclasifica a resultados acumulados, (ii) el Impuesto al Activo se reconoce como un crédito (beneficio) fiscal, y no como un pago anticipado, y (iii) el tratamiento de la PTU causada y diferida se traslada a la NIF D-3, como se menciona en el párrafo anterior. La administración estima que esta nueva NIF no generará ningún efecto inicial importante.

**NIF B-2 “Estado de flujo de efectivo”:** Deja sin efecto el Boletín B-12 y al párrafo 33 del Boletín B-16. Las principales consideraciones que establece esta NIF son: (i) el estado de flujo de efectivo

sustituye al estado de cambios en la situación financiera; (ii) presenta entradas y salidas de efectivo en unidades monetarias nominales, por lo que no incluye los efectos de la inflación; (iii) establece dos métodos alternativos para su preparación (directo e indirecto), sin indicar preferencia por alguno de ellos. Asimismo, deben presentarse primero los flujos relativos a actividades de operación, enseguida los de inversión y, por último, los de financiamiento; (iv) requiere que los rubros de los principales conceptos se presenten en términos brutos; y (v) requiere la revelación de la integración de los conceptos considerados como equivalentes de efectivo.

**NIF B-15 “Conversión de monedas extranjeras”:** Deja sin efecto el Boletín B-15. Las principales consideraciones que establece esta NIF son: (i) sustituye los conceptos de operación extranjera integrada y de entidad extranjera, por moneda de registro, moneda funcional y moneda de informe, requiriendo que la conversión se haga con base en el entorno económico en que opera la entidad, independientemente de su dependencia de la compañía tenedora; y (ii) incluye procedimientos de conversión para los casos en que la moneda de informe sea diferente de la moneda funcional.

**NIF B-13 “Hechos posteriores a la fecha de los estados financieros”:** Requiere que los siguientes hechos que ocurren en el período entre la fecha de los estados financieros y la de su emisión, no se incorporen a los estados financieros, sino que sólo se revelen en las notas y se reconozcan en el período en que realmente se lleven a cabo: (i) reestructuraciones de activos y pasivos, (ii) renuncias por los acreedores a ejercer su derecho de hacer exigibles los adeudos en los casos de situaciones de incumplimiento por la Entidad con compromisos de contratos de deuda.

**NIF C-13 “Partes relacionadas”:** Esta norma tiene por objeto establecer las normas particulares aplicables a las operaciones con partes relacionada, incrementando los requerimientos de revelación en notas a los estados financieros.

### **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 INPC, 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. La tasa anual de inflación fue de 4.0% en 2003, 5.2% en 2004, 3.3% en 2005, 4.05% en 2006 y 3.8% en 2007.

La inflación en México ha afectado los Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX 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 periodos de gran inflación. Cuando los activos fijos y los inventarios son revaluados para reflejar los efectos de la inflación, los cargos por la depreciación y costo de ventas subsecuentes aumentarán, reduciendo así los rendimientos. Mientras más alto sea el valor de los activos, éstos quedan más expuestos a un cargo por deterioro. Dichos activos fijos se expresan a su valor actualizado, determinado mediante la aplicación de factores derivados del INPC. (Ver la Nota 3i. de los Estados Financieros Consolidados Auditados 2007 de PEMEX).
- Hasta el 31 de diciembre de 2007, las NIFs requerían que los Estados Financieros Consolidados Auditados reconocieran la inflación de acuerdo con el Boletín B-10. Un componente de la contabilidad inflacionaria, que no se refleja en la contabilidad basada en datos históricos, es el resultado por posición monetaria, que se incluye en el estado de resultados dentro del rubro de costo integral de financiamiento. La ganancia o pérdida por posición monetaria 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.

A partir del 1° de enero de 2008, se adoptó la NIF B-10 "Efectos de la Inflación", que reemplaza al Boletín B-10 y sus cinco modificaciones, así como a las circulares relacionadas y a la INIF N° 2. Los principales lineamientos establecidos por esta NIF son los siguientes:

- el cambio en el valor de las UDIs se puede usar para determinar la inflación para un periodo determinado;
- se elimina la elección de usar los costos de reemplazo del inventario, así como la indexación específica para los activos fijos;
- únicamente se requiere que una entidad reconozca los efectos de la inflación cuando se está operando en un medio económico inflacionario, es decir, cuando la inflación acumulada sea igual o mayor al 26% en el periodo más reciente de tres años; y
- las cuentas de pérdidas o ganancias a partir de (i) mantener los activos no monetarios (RETANM); (ii) pérdidas o ganancias por la posición monetaria (REPOMO); y (iii) el déficit/exceso en la actualización del patrimonio se reclasificará a ganancias retenidas, cuando no se identifique la porción no realizada.

Adicionalmente, a partir de 2008, las comparaciones de los resultados financieros de los diferentes años, se presentarán en términos nominales y no en términos constantes.

El efecto por la adopción de la NIF B-10 representó un cargo a resultados de años anteriores por la cantidad de \$171.7 mil millones y un abono en la actualización del patrimonio por la misma cantidad. Dicha adopción no tuvo efectos en el estado de resultados, los activos, los pasivos ni el patrimonio total.

### **Consolidación**

En los Estados Financieros Consolidados Auditados y Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados, preparados de conformidad con las NIFs, se consolidan los resultados de la Emisora, los Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias. No obstante, ciertas compañías subsidiarias que no son materiales, no se consolidan y se contabilizan ya sea bajo el método de costos o el método de participación. Para tener una lista de las Compañías Subsidiarias que consolidan (*Ver la Nota 3b. de los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2007*). Como se describe en la Nota 3b.

## 5) ADMINISTRACIÓN

### a) Auditores externos

El Consejo de Administración de la Emisora, en sesión celebrada el 4 de diciembre de 2007, autorizó la contratación de los servicios de auditoría que presta KPMG Cárdenas Dosal, S.C., los cuales fueron nombrados por la SFP como auditores externos responsables para dictaminar los Estados Financieros Consolidados de la Emisora, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias para el ejercicio 2007, preparados de acuerdo con Normas y Principios Básicos de Contabilidad Gubernamental y NIFs así como para llevar a cabo otros servicios relacionados con la auditoría, reemplazando a PricewaterhouseCoopers, S. C., los cuales prestaron sus servicios hasta el ejercicio fiscal de 2006. El cambio se debió a que las firmas de auditores externos sólo pueden dictaminar a un ente público por el periodo máximo establecido en los Lineamientos aplicables a la selección, designación y evaluación del desempeño de las firmas de auditores externos que dictaminen antes de la Administración Pública Federal emitidos por la SFP.

### Honorarios de auditoría y otros servicios

La siguiente tabla muestra el total de los honorarios facturados por PricewaterhouseCoopers, S.C. y pagados por PEMEX a este despacho, quienes fungieron como auditores para los años fiscales terminados el 31 de diciembre de 2001 hasta 2006, durante los ejercicios fiscales terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2007:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de	
	<u>2006</u>	<u>2007</u>
	(en miles de pesos nominales)	
Auditorías.....	\$29,831	\$10,646
Relacionados con la auditoría.....	791	-
Impuestos.....	2,429	96
Otros.....	<u>22,303</u>	-
Total.....	<u>\$55,354</u>	<u>\$10,742</u>

Los honorarios por auditorías, mostrados en la tabla anterior, se refieren a los servicios prestados 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 servicios relacionados con la auditoría, mostrados en la tabla anterior, se refieren a los servicios prestados para realizar los informes sobre el resultado de la aplicación de procedimientos de revisión previamente convenidos de acuerdo con los Lineamientos antes mencionados emitidos por la SFP.

Los honorarios relativos a impuestos, mostrados en la tabla anterior, 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, se refieren principalmente a la revisión de la estructura de control interno como parte de los trabajos de preparación de PEMEX para cumplir con la sección 404 de la Ley *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

La siguiente tabla muestra el total de los honorarios facturados por KPMG Cárdenas Dosal, S.C. y pagados por PEMEX a este despacho, quienes fungieron como auditores para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2007:

	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de 2007</b>
	(en miles de pesos nominales)
Auditorías.....	\$23,597
Relacionados con la auditoría.....	1,359
Impuestos.....	1,580
Otros.....	<u>3,194</u>
Total.....	<u>\$29,730</u>

Los honorarios por auditorías, mostrados en la tabla anterior, se refieren a la auditoría de los Estados Financieros Consolidados en 2007 y los servicios prestados en relación con registros estatutarios y regulatorios.

Los honorarios relativos servicios relacionados con la auditoría, mostrados en la tabla anterior, se refieren a los servicios prestados para realizar los informes sobre el resultado de la aplicación de procedimientos de revisión previamente convenidos de acuerdo con los Lineamientos antes mencionados emitidos por la SFP.

Los honorarios relativos a impuestos, mostrados en la tabla anterior, 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, se refieren principalmente a: (i) la emisión de un reporte de revisión, de conformidad con la Norma para Trabajos de Verificación (ISAE 3000): Trabajos de verificación diferentes a las auditorías o revisión de información financiera histórica desarrollada por los Consejos de Auditoría Internacional y Normas de verificación en relación con el reporte de sustentabilidad de PEMEX; (ii) la emisión de reportes de cumplimiento para las autoridades de seguridad social en México e (iii) un reporte sobre procedimientos acordados, a fin de cumplir con el contrato celebrado con una compañía subsidiaria.

El Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos aprobó, en su sesión celebrada el 26 de agosto de 2008, la selección y contratación como auditor externo del despacho KPMG Cárdenas Dosal, S.C. para dictaminar los estados financieros consolidados de la Emisora y los Organismos Subsidiarios para el ejercicio fiscal 2008. Esa aprobación incluye la contratación de KPMG Cárdenas Dosal, S.C. para realizar las auditorías de estados financieros, incluyendo la revisión de las conciliaciones entre NIFs y los Principios Contables Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América (*U.S. GAAP*), las revisiones limitadas de los estados financieros consolidados intermedios y la emisión de cartas de alivio (comfort letters) para las circulares de oferta y suplementos informativos; revisión de los reportes anuales para la CNBV, la BMV y para la SEC, servicios fiscales; así como otros servicios tales como la emisión de reportes de revisión de conformidad con la Norma para Trabajos de Verificación (ISAE 3000), la emisión de reportes de cumplimiento para las autoridades de seguridad social en México y reportes sobre procedimientos acordados.

En términos de lo dispuesto en la Ley de Petróleos Mexicanos, en tanto se instala el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, el Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos continuará en operación. (Ver 5) c)— “Administradores y accionistas”)

**b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés**

De conformidad con 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 aquellos 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".

Como prestación a los empleados, se otorgan anticipos al salario a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, respectivamente. Los anticipos de salarios, sin intereses, se le ofrecen a cada empleado que sea elegible en una cantidad que asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se repagan a través de deducciones del salario en montos iguales durante un período ya sea de uno o dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. La mayor cantidad de anticipos de salarios sin liquidar otorgados a los principales funcionarios durante 2007 fue de \$17.6 millones. Al 15 de junio de 2008, el monto acumulado de anticipos de salarios sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$18.2 millones.

En 2008 y 2007, la Emisora realizó las siguientes operaciones con Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y otras partes relacionadas:

**Obligaciones Contractuales al 31 de diciembre de 2008<sup>(1)</sup>**

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	(en millones de pesos)	
<b>Ingresos</b>		
Servicios financieros.....	\$34,234	\$41,699
Servicios administrativos.....	17,997	17,279
Servicios médicos.....	15,895	13,892
Financiamiento de cuenta corriente.....	11,471	4,858
Servicios de telecomunicaciones.....	1,617	1,956
Servicios financieros devengados no cobrados...	1,089	3,125
Servicios Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos.....	917	797
Servicios intercompañías del centro administrativo.....	386	385
Servicios de información geográfica.....	86	90
Servicios aduanales.....	<u>77</u>	<u>81</u>
<b>Total de Ingresos</b>	<b><u>\$83,769</u></b>	<b><u>\$84,162</u></b>
<b>Egresos</b>		
Costos financieros, Neto.....	\$10,119	\$17,830
Otras ventas y compras - Netas.....	666	440
Ventas y compras – Netas.....	<u>236</u>	<u>236</u>
<b>Total de Egresos</b>	<b><u>\$11,021</u></b>	<b><u>\$18,506</u></b>

Fuente: PEMEX.

Todas estas operaciones se realizan a precios de mercado.

Desde enero de 2005, los señores Rosendo Villarreal Berlanga, David Villarreal Berlanga, Alberto Villarreal Berlanga y la señora Gabriela Villarreal Berlanga, hijos del Ing. Rosendo Villarreal Dávila, Director Corporativo de Administración de la Emisora, son propietarios, entre todos ellos, del 50% de las acciones de Servicios Sierra de Arteaga, S.A. de C.V., una compañía ubicada en Arteaga, Coahuila. En octubre de 2007, Servicios Sierra de Arteaga, S.A. de C.V. celebró un contrato de franquicia con PR para la compraventa de gasolina y otros productos, así como para la prestación de otros servicios relacionados. La franquicia celebrada entre Servicios Sierra de Arteaga, S.A. de C.V. y PR está documentada en un contrato que contiene los mismos términos y condiciones generales que PR otorga a todos sus franquiciatarios.

**c) Administradores y accionistas**

Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora se compone de quince miembros:

- seis representantes del Estado designados por el Presidente de la República, incluyendo al Presidente del Consejo de Administración de la Emisora quien es el titular de la Secretaría de Energía;
- cinco representantes del Sindicato, que deberán ser miembros activos del mismo y trabajadores de planta de la Emisora, y
- cuatro consejeros profesionales, mismos que representarán al Estado, designados por el Presidente de la República sujetos a la ratificación de la Cámara de Senadores.

Por cada uno de los consejeros propietarios, el Presidente de la República y el Sindicato designarán a sus respectivos suplentes. Los consejeros profesionales no tendrán suplentes. 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 temas presupuestales sólo podrán ser votados por los consejeros representantes del Estado.

Con fecha 24 de diciembre de 2008, la SFP emitió los lineamientos para determinar la compatibilidad de empleos, cargos o comisiones con las funciones de los consejeros profesionales de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Dichos lineamientos establecen que los consejeros profesionales deberán observar lo siguiente para evitar incurrir en cualquier conflicto de interés:

- abstenerse de ejercer en la Emisora cualquier otro empleo, cargo o comisión distinto al de consejero profesional;
- abstenerse de participar en cualquier forma en un contrato otorgado por la Emisora o participar en alguna persona moral como socio o administrador cuando ésta sea proveedor o contratista de la Emisora y los ingresos por este concepto sean mayores al 10% de sus ingresos anuales;
- abstenerse de desempeñar un empleo, cargo o comisión en el Congreso de la Unión y en el Poder Judicial de la Federación, órganos autonomía constitucional o en el Gobierno Federal, salvo el de consejero profesional. Este supuesto resulta igualmente aplicable para los poderes e instituciones de las entidades federativas y de los municipios;
- abstenerse de ejercer mando o dirección sobre los empleados o funcionarios de la Emisora, salvo las que sean propias del ejercicio o derivadas de la función de consejero profesional;
- abstenerse de participar como empleado de personas físicas o morales que reciban de la Emisora más del 10% de sus ingresos anuales siempre y cuando con motivo de sus funciones en la institución, tenga la posibilidad de gestionar la obtención de los donativos, disponer sobre su aplicación o recibir un beneficio directo;
- abstenerse de presidir o ser empleado de una fundación, universidad, asociación civil o sociedad civil que reciba donativos por parte de la Emisora, que le representen más de 15% del total de donativos recibidos durante el año, siempre y cuando con motivo de sus funciones en la institución, tenga la posibilidad de gestionar la obtención de los donativos, disponer sobre su aplicación o recibir un beneficio directo;
- abstenerse de adquirir bonos de deuda, obligaciones, papel comercial o cualquier otro tipo de instrumento bursátil emitido o garantizado por la Emisora o sus empresas filiales, salvo que se trate de inversiones en el mercado de valores a través de una sociedad de inversión o cuando, mediante cualquier otro instrumento, no tenga poder de decisión sobre dicha inversión;
- abstenerse de fungir como Director General o funcionario de segundo o tercer nivel organizacional de una persona moral, en cuyo Consejo de Administración participe el Director General o un funcionario superior de la Emisora; y
- abstenerse de ocultar información sobre el cumplimiento de una sentencia por la comisión de delito doloso que amerite pena corporal, delito patrimonial o respecto de estar inhabilitado para ocupar un empleo, cargo o comisión en el servicio público.

Los consejeros profesionales son designados por un periodo de 6 años, con posibilidad de ser designados nuevamente para un periodo igual. El resto de los miembros del Consejo de Administración no

son designados por un periodo específico y pueden ser removidos de su cargo en cualquier momento por las causas que se señalan en la Ley de Petróleos Mexicanos. La remuneración de los consejeros profesionales será establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

El 17 de marzo de 2009, la Cámara de Senadores ratificó el nombramiento de los cuatro consejeros profesionales del Consejo de Administración de la Emisora propuestos por el Presidente de la República. Por única ocasión los cuatro consejeros profesionales terminarán su periodo sucesivamente. Los consejeros profesionales del Consejo de Administración de la Emisora son:

- Fluvio César Ruiz Alarcón por un periodo de tres años;
- Rogelio Gasca Neri por un periodo de cuatro años;
- Héctor Moreira Rodríguez por un periodo de cinco años; y
- José Fortunato Álvarez Enríquez por un periodo de seis años.

Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora deberá quedar instalado a más tardar dentro de los 15 días hábiles siguientes a la designación de los consejeros profesionales. En tanto queda instalado, el Consejo de Administración actual de la Emisora seguirá en funciones con base en lo establecido en la Ley Orgánica.

De conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora tendrá, entre otras, las siguientes atribuciones:

I. La conducción central y la dirección estratégica de la Emisora y los Organismos Subsidiarios, para lo cual:

- Establecerá, en congruencia con el Programa Sectorial de Energía, las políticas generales relativas a la producción, comercialización, desarrollo tecnológico, administración general, finanzas entre otras.
- Emitirá las directrices que normen las relaciones operativas entre la Emisora y los Organismos Subsidiarios, o entre estos mismos, en materias financiera, crediticia, fiscal, presupuestaria, contable, de seguridad y demás que resulten procedentes.
- Conducirá a la Emisora y los Organismos Subsidiarios conforme a las mejores prácticas de la industria, corporativas y, en general, en todo momento, conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos.

II. Vigilar y evaluar el desempeño de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios;

III. Aprobar, previa opinión del comité competente:

- a) Las operaciones que pretendan celebrar la Emisora o los Organismos Subsidiarios, directa o indirectamente, con aquellas personas morales sobre las cuales ejerzan control o tengan influencia significativa.

No requerirán aprobación del Consejo de Administración las operaciones que a continuación se señalan, siempre que se apeguen a las políticas y lineamientos que al efecto apruebe dicho Consejo:

1. Las operaciones que en razón de su cuantía carezcan de relevancia para la Emisora o los Organismos Subsidiarios, y

2. Las operaciones que se realicen entre la Emisora y los Organismos Subsidiarios o entre cualquiera de éstos, siempre que sean del giro ordinario o habitual del negocio y se consideren hechas a precios de mercado o de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Petróleos Mexicanos.

- b) La remuneración del Director General y de los funcionarios de los tres niveles jerárquicos inferiores al mismo.

- c) La propuesta de remoción del Director General, para someterla a consideración del Presidente de la República.

- d) Las políticas para el otorgamiento de mutuos, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos a favor de los Organismos Subsidiarios y filiales; así como para la exención de dichas garantías.
  - e) Los lineamientos en materia de control, auditoría interna y seguridad de la Emisora y los Organismos Subsidiarios.
  - f) Las disposiciones aplicables a la Emisora y los Organismos Subsidiarios para la contratación de obras y servicios relacionados con las mismas, adquisiciones, arrendamientos y servicios, relacionadas exclusivamente con las actividades sustantivas de carácter productivo de la industria petrolera señaladas en la Ley Reglamentaria, así como de la petroquímica secundaria.
  - g) Los proyectos y programas de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que emita para tal efecto.
- IV. Aprobar los proyectos de presupuestos de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios, así como las adecuaciones a los mismos; los calendarios de ejecución y sus modificaciones.
- V. Aprobar anualmente, previa opinión del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño y el dictamen de los auditores externos, los estados financieros de la Entidad, así como autorizar su publicación;
- VI. Aprobar los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de la Emisora, de acuerdo con el programa de financiamiento aprobado por la SHCP;
- VII. Aprobar los criterios y lineamientos para el otorgamiento de pagos extraordinarios de la Emisora y los Organismos Subsidiarios, con sujeción a las disposiciones aplicables, así como de donativos y donaciones, en efectivo o en especie; y
- VIII. Nombrar y remover, a propuesta del Director General, a los servidores públicos que ocupen cargos en las dos jerarquías administrativas inferiores a las de aquél, y concederles licencias.

De conformidad con lo dispuesto por la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora contará con los comités que se mencionan a continuación para la correcta realización de sus funciones. Los comités se integrarán con un mínimo de tres consejeros que serán designados por dicho Consejo de, entre los consejeros que son representantes del Estado, salvo que se indique lo contrario en la Ley de Petróleos Mexicanos. Los consejeros profesionales no podrán ser suplidos en los comités de los que formen parte.

**(i) Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño.** Esta integrado por tres consejeros profesionales. Dicho comité se encargará, entre otros, de:

- Verificar el cumplimiento de las metas, objetivos, planes y programas de la Emisora, así como los indicadores de desempeño;
- Designar, supervisar y evaluar al auditor externo; fijar su remuneración, así como decidir sobre la contratación de otros auditores; emitir su opinión respecto de la contratación del auditor externo en actividades distintas a los servicios de auditoría externa, a fin de evitar el conflicto de intereses que pueda afectar la independencia y supervisar la preparación del dictamen de auditoría de los estados financieros de la Emisora;
- Supervisar los procesos para formular, integrar y difundir la información contable y financiera, así como la ejecución de las auditorías que se realicen a los estados financieros de conformidad con los principios contables y las normas de auditoría que le son aplicables;
- Proponer al Consejo de Administración, los lineamientos en materia de control interno y evaluación del desempeño e informar al Consejo de Administración del estado que guarda el sistema de control interno y proponer sus adecuaciones; y
- Evaluar el cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos y emitir opinión sobre la cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos.

**(ii) Comité de Estrategia e Inversiones.** Estará presidido por un consejero profesional y tendrá, entre otras funciones, el análisis del plan de negocios y el portafolio de inversiones de la Emisora y los Organismos Subsidiarios, llevará el seguimiento de las inversiones y su evaluación.

**(iii) Comité de Remuneraciones.** Será presidido por un consejero profesional y tendrá a su cargo, entre otras funciones, proponer al Consejo de Administración el mecanismo de remuneración del Director General y de los funcionarios de los tres niveles jerárquicos inferiores a éste, tomando en consideración el otorgamiento de incentivos con base en el desempeño y resultados medibles, dentro de los límites establecidos en el tabulador correspondiente.

**(iv) Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable.** Estará integrado por tres consejeros profesionales. A las sesiones del Comité asistirá un representante de la SEMARNAT, como invitado permanente, con voz pero sin voto. Este Comité tendrá por objeto coadyuvar a la inserción de la Emisora en el cumplimiento de las políticas de preservación del medio ambiente y del logro del desarrollo sustentable.

**(v) Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas.** Será presidido por un consejero profesional y tendrá, entre otras, las funciones siguientes:

- Proponer al Consejo de Administración, siguiendo las mejores prácticas en la materia, los criterios para determinar la información que se considerará relevante sobre la Emisora y los Organismos Subsidiarios, así como las normas y, en su caso, recomendaciones para su divulgación; y
- Proponer al Consejo de Administración los mecanismos de rendición de cuentas en la gestión de la Emisora.

**(vi) Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica.** Tendrá por objeto proponer al Consejo de Administración acciones de investigación y desarrollo de tecnología en los distintos campos propios y relacionados con las actividades de la industria petrolera.

**(vii) Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.** Será presidido por un consejero profesional. A las sesiones del Comité asistirá un representante de la SFP, como invitado permanente, con voz pero sin voto. Este comité propondrá, al Consejo de Administración, las disposiciones en materia de adquisición de bienes, arrendamientos, contratación de servicios y obras y enajenación de bienes, aplicables a la Emisora y los Organismos Subsidiarios relacionadas exclusivamente con las actividades sustantivas de carácter productivo de la industria petrolera señaladas en la Ley Reglamentaria, así como de la petroquímica secundaria.

Los consejos de administración de los Organismos Subsidiarios se integrarán con:

- El Director General de la Emisora, quien será el Presidente de dicho Consejo;
- Representantes del Estado, designados por el Presidente de la República;
- Al menos dos consejeros profesionales, designados por el Presidente de la República, que representarán al Estado. El número de estos consejeros será siempre menor a los consejeros designados conforme al párrafo anterior.

Los miembros propietarios de los consejos designarán a sus respectivos suplentes, excepto en el caso de los consejeros profesionales que no tendrán suplentes. Cada uno de los Organismos Subsidiarios será dirigido por un Director General designado y removido por el Presidente de la República, a propuesta del Director General de la Emisora. Los Directores Generales de los Organismos Subsidiarios podrán participar en las sesiones del Consejo de Administración con voz pero sin voto.

Cada Organismo Subsidiario, en su caso, contará con un Comité de Estrategia e Inversiones y otro Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. Dichos comités estarán integrados de acuerdo con lo que establezca el Consejo de Administración de la Emisora.

A continuación se señalan los miembros de los Consejos de Administración y los principales funcionarios de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2008.

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

Nombres	Cargos en la Emisora	Año de Nombramiento
Dra. Georgina Y. Kessel Martínez ..	Presidenta del Consejo de Administración de la Emisora y Secretaria de Energía Nació en 1950 Experiencia laboral: Directora General de la Casa de Moneda de México; Titular de la Unidad de Inversiones de la SHCP; y Presidenta de la Comisión Reguladora de Energía. Cargos en otros Consejos: CFE (Presidenta); Luz y Fuerza del Centro (Presidenta); Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.; Nacional Financiera, S.N.C.; y Comisión Nacional de Vivienda.	2006
Ing. Juan Rafael Elvira Quesada ...	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales Nació en 1958 Experiencia Laboral: Subprocurador de Inspección Industrial de la PROFEPA; Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental de la SEMARNAT; y Director General del Sector Primario y Recursos Naturales Renovables de la SEMARNAT. Cargos en otros Consejos: CFE.	2006
Lic. Patricia Flores Elizondo .....	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Jefe de la Oficina de la Presidencia de la República Nació en 1968. Experiencia laboral: Coordinadora General de Administración de la Presidencia, Secretaria General y Secretaria Técnica de la Cámara de Diputados durante la LXVIII y LIX Legislaturas, y Jefa de la Oficina de Apoyo a la Secretaría General de la Cámara de Diputados en la LXVII y LXVIII Legislaturas.	2008

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

Nombres	Cargos en la Emisora	Año de Nombramiento
Ing. Gerardo Ruiz Mateos ....	<p>Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Economía                      Nació en 1965                      Experiencia laboral: Jefe de la Oficina de la Presidencia de la República; Coordinador de Gabinetes y Proyectos Especiales de la Oficina de la Presidencia de la República; y Coordinador de Administración y Finanzas de la campaña presidencial del Lic. Felipe Calderón.                      Cargos en otros Consejos: Aeropuertos y Servicios Auxiliares; Baja Bulk Carriers; Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C.; Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (Presidente); Caminos y Puentes Federales y Servicios Conexos; Centro Nacional de Metrología (Presidente); CFE; Comisión Intersecretarial de Desincorporación; Comisión Intersecretarial de Gasto-Financiamiento; Comisión Intersecretarial de Política Industrial; 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; Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras (Presidente); Fondo para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (Presidente); Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Presidente); Fideicomiso Fondo Institucional para el Fomento de la Ciencia, el Fomento de la Tecnología; y el Fomento, Desarrollo y Consolidación de Científicos y Tecnólogos; Fondo Sectorial de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo Económico; Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (Presidente); Servicio Postal Mexicano; Servicio Geológico Mexicano (Presidente); Telecomunicaciones de México; Exportadora de Sal, S.A. de C.V. (Presidente); y Transportadora de Sal, S.A. de C.V. (Presidente).</p>	2007
Dr. Luis Téllez Kuenzler.....	<p>Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Comunicaciones y Transportes                      Nació en 1958                      Experiencia Laboral: Co-Director de Carlyle Group Mexico; Vicepresidente Ejecutivo de Grupo Desc, S.A. de C.V.; y Secretario de Energía.                      Cargos en otros Consejos: Aeropuertos y Servicios Auxiliares (Presidente); Caminos y Puentes Federales de Ingresos y Servicios Conexos (Presidente); Servicio Postal Mexicano (Presidente); Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.; Notimex; Consejo Mexicano para el Desarrollo Rural Sustentable; Consejo Nacional de Vivienda; Televisión Metropolitana, S.A. de C.V., Canal 22; Estudios Churubusco Azteca, S.A. de C.V.; Instituto Mexicano de Cinematografía; y Comisión Nacional de las Zonas Áridas.</p>	2007

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

Nombres	Cargos en la Emisora	Año de Nombramiento
Dr. Agustín Guillermo Carstens Carstens.....	<p>Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Hacienda y Crédito Público Nació en 1958 Experiencia laboral: Subdirector Gerente del Fondo Monetario Internacional; Subsecretario de Hacienda y Crédito Público de la SHCP; y diversos cargos en Banco de México tales como Director General de Investigación Económica, Tesorero y Coordinador de Asesores del Gobernador del Banco de México. Cargos en otros Consejos: Agroasemex, S.A. Institución Nacional de Seguros (Presidente); Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (Presidente); Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C. (Presidente ); Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C. (Presidente); CNBV; Comisión Nacional de Seguros y Fianzas; Banco Nacional de Ejército, Fuerza Aérea y Armada, S.N.C.(Presidente); Nacional Financiera, S.N.C. (Presidente); Sociedad Hipotecaria Federal, S.N.C. (Presidente); Aeropuertos y Servicios Auxiliares; Caminos y Puentes Federales de Ingresos y Servicios Conexos; Casa de Moneda de México (Presidente); CFE; Comisión Nacional para la Protección y Defensa de los Usuarios de Servicios Financieros (Presidente); Financiera Rural (Presidente); Fondo de Cultura Económica; Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado; Instituto Mexicano del Seguro Social; Instituto para la Protección del Ahorro Bancario; Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (Presidente); Servicio de Administración Tributaria (Presidente) Comisión Intersecretarial de Desincorporación (Presidente); Comisión Intersecretarial de Gasto Financiamiento (Presidente); Comisión Intersecretarial de Política Industrial; Comisión Intersecretarial para la Transparencia y el Combate a la Corrupción de la Administración Pública Federal; Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras; Comisión Nacional de Infraestructura; Gobernador por México del Banco Interamericano de Desarrollo; Gobernador por México de la Corporación Interamericana de Inversiones; Gobernador por México del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento del Banco Mundial; Gobernador por México del Organismo Multilateral de Garantía de Inversión del Banco Mundial y Gobernador por México del Banco de Desarrollo del Caribe.</p>	2007

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargos en la Emisora</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Sr. Fernando Pacheco Martínez....	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Representante Sindical Nació en 1952 Experiencia laboral: Secretario del Exterior y Propaganda del Sindicato; Secretario del Interior y de Acuerdos del Sindicato; y Secretario General de la Sección 24 del Sindicato.	2007
Sr. Jorge Wade González.....	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Representante Sindical Nació en 1947 Experiencia laboral: Comisionado sindical en la Emisora.	2007
Ing. Luis Ricardo Aldana Prieto....	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Representante Sindical Nació en 1954 Experiencia laboral: Senador de la LIX Legislatura; Presidente de la Comisión General Supervisora del Comité Ejecutivo General del Sindicato y Secretario Tesorero del Comité Ejecutivo General del Sindicato.	2001
Sr. Héctor Manuel Sosa Rodríguez.	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Representante Sindical Nació en 1964 Experiencia laboral: Secretario General de la Sección 34 del Sindicato; Secretario del Exterior del Sindicato; y Secretario del Interior del Sindicato.	2007
Sr. Pedro García Barabata.....	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Representante Sindical Nació en 1957 Experiencia laboral: Comisionado sindical en la Emisora	2007
Dr. Jesús Federico Reyes Heróles González Garza.....	Director General Nació en 1952 Experiencia laboral: Presidente Ejecutivo de GEA II Structura; Embajador de México en los Estados Unidos; y Secretario de Energía. Cargos en otros Consejos: Instituto Mexicano del Petróleo.	2006
Lic. Esteban Levin Balcells.....	Director Corporativo de Finanzas Nació en 1972 Experiencia laboral: Subdirector de Financiamientos y Tesorería de la Emisora; Encargado del Despacho de la Subdirección de Sistemas de Información Financiera de la Emisora; Coordinador de Asesores del Director Corporativo de Finanzas de la Emisora; Consultor Asociado de McKinsey & Co. Cargos en otros Consejos: Instituto Mexicano del Petróleo; Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.; y I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	2006

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargos en la Emisora</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Lic. Martha Alicia Olvera Rodríguez	Subdirectora de Programación y Presupuestación Nació en 1954 Experiencia laboral: Gerente de Planeación y Programación Financiera de la Emisora; Gerente de Control Presupuestal de la Emisora y Subgerente de Integración de Programas de la Emisora	2002
Lic. Mauricio Alazraki Pfeffer.....	Subdirector de Financiamientos y Tesorería Nació en 1965 Experiencia laboral: Gerente de Financiamientos y Análisis de Mercado de la Emisora; Subgerente de Operaciones de Mercado de la Emisora; y Gerente de Finanzas Corporativas para Latinoamérica del West Merchant Bank, Ltd.	2006
C.P. Víctor M. Cámara Peón.....	Subdirector de Sistemas de Información Financiera Nació en 1943 Experiencia laboral: Asesor del Director Corporativo de Finanzas de la Emisora; Director de Control y Riesgo Operativo del Banco Nacional de México, S.A.; y Director General de Recursos Humanos 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
Act. Guadalupe Merino Bañuelos	Subdirectora de Planeación Económica Nació en 1971 Experiencia laboral: Gerente de Financiamientos y Análisis de Mercado de la Emisora; Gerente de Control de Riesgos de la Emisora; y Subgerente de Administración de Riesgos de la Emisora.	2008
Dr. José Manuel Carrera Panizzo...	Subdirector de Administración de Riesgos Nació en 1969 Experiencia laboral: Gerente de Cambios Internacionales, Metales, Monedas y Convenios del Banco de México; Investigador de Análisis y Evaluación de Mercados del Banco de México; y Analista del Mercado Cambiario del Banco de México.	2001
Ing. Rosendo Villarreal Dávila.....	Director Corporativo de Administración Nació en 1942 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control de la SFP; Senador de la LVI y LVII Legislaturas; y Presidente Municipal de Saltillo, Estado de Coahuila. Cargos en otros Consejos: Transportes Villarreal Berlanga, S.A. de C.V.	2005

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargos en la Emisora</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. Lamberto Alonso Calderón.....	Subdirector de Relaciones Laborales Nació en 1953 Experiencia laboral: Asesor "A" del Subdirector de Finanzas y Administración de PR; Jefe de Unidad de Evaluación del Desempeño Comercial y Control de Gestión de PR; y Jefe de la Unidad de Administración de la Subdirección Comercial de PR.	2005
Lic. José Néstor García Reza.....	Abogado General de la Emisora Nació en 1965 Experiencia laboral: Titular de la Asesoría Legal de PEP; Jefe de la Unidad Jurídica de PEP; y Director Jurídico de Banca Quadrum, S.A.	2005
Lic. Ignacio López Rodríguez.....	Subdirector de Servicios Corporativos Nació en 1971 Experiencia laboral: Secretario Particular del Director Corporativo de Administración de la Emisora; Asesor del Director Corporativo de Administración de la Emisora; Coordinador de Especialidad Técnica de la Dirección Corporativa de Administración de la Emisora.	2007
Dr. Víctor Manuel Vázquez Zárte.....	Subdirector de Servicios de Salud Nació en 1943 Experiencia laboral: Gerente de Servicios Médicos de la Emisora; Subgerente Administrativo de la Emisora; y Director del Hospital Central Sur de Alta Especialidad de la Emisora.	2000
Ing. Marco Antonio Murillo Soberanis.....	Subdirector de Recursos Humanos Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente Corporativo de Recursos Humanos de la Emisora; Jefe de Unidad de Procesos e Información de la Emisora; y Líder de la Unidad de Recursos Humanos de Petróleos Mexicanos.	2005
Ing. Emilio del Bosque González....	Subdirector Corporativo de Administración Patrimonial Nació en 1947 Experiencia laboral: Consultor de Estrategia y Negociaciones; Director Corporativo de Abastecimientos de Grupo Industrial Saltillo, S.A. de C.V.; y Director de Compras de CIFUNSA, S.A. de C.V. Cargos en otros consejos: Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V; y I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	2006

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargos en la Emisora</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Dr. Raúl Alejandro Livas Elizondo...	Director Corporativo de Operaciones Nació en 1966 Experiencia laboral: Presidente Ejecutivo de MxV México Capital Ventures, S. de R.L. de C.V.; Director de Administración y Desarrollo de Negocios de Intellego, S.C. y Socio Director de GEA Grupo de Economistas y Asociados, S.C.	2007
Ing. Manuel Reynaud Aveleyra.....	Subdirector de Procesos de Negocio e Infraestructura Tecnológica Nació en 1954 Experiencia laboral: Presidente y Director General de PAGOSS, S.A. de C.V.; Presidente y Director General de Procesar, S.A. de C.V.; y Director General de Afore Santander Mexicano, S.A. de C.V. Cargos en otros consejos: Presidente y Director General de PAGOSS, S.A. de C.V.	2008
Lic. Guillermo Ruiz Gutiérrez.....	Subdirector de Planeación Estratégica y Operativa Nació en 1959 Experiencia laboral: Subdirector de Evaluación de Operaciones de PR; Gerente de Operaciones y Evaluación de la Emisora; y Subgerente de Estudios Económicos de la Emisora.	2004
Ing. Alejandro Martínez Sibaja.....	Subdirector de Operación y Ejecución de la Estrategia Nació en 1956 Experiencia laboral: Gerente Comercial de Transporte de PGPB; Gerente de Programación y Análisis de PGPB; y Gerente de Operaciones en PMI.	2005
Ing. Guillermo Camacho Uriarte....	Subdirector de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental Nació en 1954 Experiencia laboral: Gerente Corporativo de Normatividad de la Emisora; Gerente Corporativo de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de la Emisora; Jefe de la Unidad de Auditoría de Sistemas de Calidad de la Emisora.	2007
Ing. Raúl Mendoza Mata.....	Subdirector de Suministros Nació en 1941 Experiencia laboral: Gerente de Atención a Controversias Técnicas y Administrativas de la Emisora; Asesor del Subdirector de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas de PEP; y Subgerente de Ingeniería de PEP.	2007

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargos en la Emisora</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. Francisco Fernández Lagos ...	Subdirector de Coordinación del Sistema de Transporte por Ducto Nació en 1955 Experiencia laboral: Gerente de Administración de Mantenimiento de PEP; Gerente de Mantenimiento de Ductos de PEP; y Subgerente de Mantenimiento (Región Sur) de PEP.	2008
Ing. Pedro Ismael Hernández Delgado <sup>1</sup> .....	Subdirector de la Coordinación de Mantenimiento Nació en 1957 Experiencia laboral: Gerente de Seguimiento al Sistema de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de la Emisora; Gerente de Mantenimiento de Refinerías de PR; y Gerente de Desarrollo de Infraestructura de PR. Cargos en Otros Consejos: Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A. de C.V. (Suplente)	2006
Ing. Jorge José Borja Navarrete.....	Director Corporativo de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos Nació en 1943 Experiencia laboral: Director General de ICA Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V.; Vicepresidente Ejecutivo de Empresas ICA, S.A. de C.V.; y Director General de ICA Industrial, S.A. de C.V. Cargos en otros consejos: Empresas ICA, S.A. de C.V.	2007
Ing. Luis Felipe Luna Melo.....	Subdirector de Planeación, Evaluación y Control Nació en 1956 Experiencia Laboral: Subdirector de Gas Natural de PGPB; Presidente de P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.; y Subgerente de Análisis de PMI.	2007
Vacante.....	Subdirección de Proyectos Especiales	
Dr. José Francisco Albarrán Nuñez .....	Subdirector de Operaciones de Proyectos Nació en 1946 Experiencia Laboral: Asesor de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos de la Emisora; Gerente de Proyectos de Ica Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V.; y Director de Operaciones de Ica Constructora Civil.	2008

<sup>1</sup> El Lic. Ismael Hernández Amor, Presidente de PMI Holdings North America, Inc. es medio hermano del Ing. Pedro Ismael Hernández Delgado.

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargos en la Emisora</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. Genaro Ceballos Bravo.....	Subdirector de Proyectos Industriales Nació en 1956 Experiencia laboral: Gerente de Proyectos de PGPB; Vicepresidente de Proyectos de P.M.I. Holdings North America, Inc.; y Subgerente de Planeación de Abastecimiento de Obras de la Emisora.	2005
Ing. Gustavo Ernesto Ramírez Rodríguez .....	Titular del Órgano Interno de Control en la Emisora Nació en 1956. Experiencia laboral: Comisario Público Suplente del Sector Energía de la SFP designado en la Emisora; PEP, PR, PGPB, PMI y Mexicana de Lubricantes; Comisario Público Suplente del Sector Energía de la SFP, designado en PEP, PR, PMI, Instituto Mexicano del Petróleo, Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V., Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V., III Servicios, S.A. de C.V., P.M.I Petroquímica, S.A. de C.V., Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V., Mexpetrol, S.A. de C.V., y Mexicana de Lubricantes; y Socio y Director General de Consultores y Asesores Independientes Ramírez y Asociados, S.A. de C.V.	2008
Lic. Juan Adrián Puig Márquez.....	Titular del Área de Responsabilidades y Titular del Área de Quejas Nació en 1958 Experiencia laboral: Titular del Área de Quejas y Titular del Área de Responsabilidades del Órgano Interno de Control en la CNBV; Asesor Jurídico del Despacho Ochoa, Esquivel, S.C.; y Asesor Jurídico Independiente de Banco Promotor del Norte, S.A., Grupo Financiero Pronorte.	2006
C.P. Benjamín Hedding Galeana...	Titular del Área de Auditoría de Control y Evaluación y Apoyo al Buen Gobierno Nació en 1945 Experiencia laboral: Titular del Área de Auditoría de Control y Evaluación y Apoyo al Buen Gobierno del Órgano Interno de Control en la CNBV; Coordinador del Programa de Ciudades Coloniales y Centros Urbanos de la Secretaría de Turismo; y Director General del Servicio de Transportes Eléctricos del Departamento del Distrito Federal.	2005
C.P. Héctor Aguiñaga Pérez.....	Titular del Área de Auditoría Interna Nació en 1950 Experiencia laboral: Director Nacional de la Práctica de Assurance Services de KPMG Cárdenas Dosal S.C.; Auditor General de Pan-American Beverages, Inc. y Auditor General de Sears Roebuck, S.A. de C.V.	2004

**La Emisora— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargos en la Emisora</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Lic. Mariano Ruiz Funes Macedo...	Coordinador de Asesores del Director General Nació en 1958 Experiencia laboral: Director General y Consejero de GEA Grupo de Economistas y Asociados, S.C.; Socio Director y Consejero de GEA Grupo de Economistas y Asociados, S.C.; y Consejero independiente de Seguros Mapfre-Tepeyac, S.A. Cargos en otros consejos: Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.; e I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	2007
Lic. Roberto Ortega Lomelín.....	Coordinador Ejecutivo de la Dirección General Nació en 1950 Experiencia laboral: Socio Fundador de Grupo de Asesoría Estratégica; Oficial Mayor de la Secretaría de Energía; Director Adjunto de Promoción y Asistencia Técnica de Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.	2007
Vacante.....	Asesor Ejecutivo de la Dirección General	
Lic. Raoul Mauricio Capdevielle Orozco.....	Secretario Técnico de la Dirección General Nació en 1943 Experiencia laboral: Subcontralor Corporativo de Responsabilidades y Atención Ciudadana de la Emisora; Coordinador Jurídico de Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. e I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.; y Director Jurídico de Concesiones de Triturados Basálticos y Derivados, S.A. de C.V.	2001

**PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargo en PEP</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Dr. Jesús Reyes Heróles González Garza.....	Presidente del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de la Emisora)	2006
Ing. José Antonio Ceballos Soberanis.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de PR)	2007
Ing. Roberto Ramírez Soberón.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de PGPB)	2006
Ing. Rafael Beverido Lomelín.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de PPQ)	2001

**PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargo en PEP</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Lic. Mario Gabriel Budebo.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP y Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía Nació en 1963 Experiencia laboral: Presidente de la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro; Coordinador de Asesores del Secretario de Hacienda y Crédito Público; Coordinador General de Política de Ingresos de la SHCP. Cargos en otros consejos: Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (Suplente); y Nacional Financiera, S.N.C. (Suplente).	2007
Vacante.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP	
Dr. Raúl Alejandro Livas Elizondo.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP y (consulte la sección de la Emisora).	2007
Lic. Dionisio Pérez-Jácome Friscione	Miembro del Consejo de Administración de PEP y Subsecretario de Egresos de la SHCP. Nació en 1967 Experiencia laboral: Coordinador de Asesores del Presidente de la República; Coordinador de Política Económica en la Coordinación de Políticas Públicas del Equipo de transición del Presidente Electo; Director de Mercer Management Consulting; y Presidente de la Comisión Reguladora de Energía. Cargos en otros consejos: Luz y Fuerza del Centro; Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.; Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado; y Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.	2007
Ing. Carlos Arnoldo Morales Gil.....	Director General Nació en 1954 Experiencia laboral: Subdirector de Planeación y Evaluación de PEP; Subdirector de la Región Sur de PEP; y Gerente de Planeación de PEP.	2006
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 de PEP; Gerente de Construcción de PEP; y Jefe de Proyectos en Transición de PEP.	2005
Dr. Vinicio Suro Pérez.....	Subdirector de Planeación y Evaluación Nació en 1956 Experiencia laboral: Gerente de Reservas de Hidrocarburos de PEP; Jefe de la Unidad de Reservas de Hidrocarburos de PEP; y Coordinador de Especialistas de PEP.	2006

**PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargo en PEP</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. J. Javier Hinojosa Puebla .....	Subdirector de la Región Marina Noreste Nació en 1958 Experiencia laboral: Coordinador de la Coordinación Ejecutiva Operativa Comercial de PEP; Gerente de Análisis y Evaluación Técnica Operativa (Región Sur) de PEP; y Gerente de Producción (Región Sur) de PEP.	2003
Ing. Jorge Antonio Fernández Venegas .....	Subdirector de la Región Norte Nació en 1953 Experiencia laboral: Administrador del Activo Integral Veracruz (Región Norte) de PEP; Administrador del Activo de Producción Bellota-Chinchorro (Región Sur) de PEP; y Administrador del Activo de Producción Luna (Región Sur) de PEP.	2007
Ing. Jesús Hernández San Juan.....	Subdirector de Distribución y Comercialización Nació en 1955 Experiencia laboral: Gerente de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de PEP; Subgerente de Transporte y Distribución de Gas y Condensados de PEP; y Jefe del Departamento de Sistemas de Compresión de PEP.	2006
Ing. Rogelio Bartolomé Morando Sedas .....	Subdirector de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (antes denominado Subdirector de Seguridad Industrial, Protección Ambiental y Calidad) Nació en 1946 Experiencia laboral: Asesor del Director Corporativo de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de la Emisora; Director General de Industrias Tecnos, S.A. de C.V.; y Gerente de Planta de DuPont, S.A. de C.V.	2003
M.I. Teódulo Gutiérrez Acosta .....	Subdirector Técnico de Explotación (antes denominado Subdirector de la Coordinación Técnica de Explotación) Nació en 1944 Experiencia laboral: Subdirector de la Región Sur de PEP; Subdirector de Recursos Humanos, Competitividad e Innovación de PEP; y Gerente de Desarrollo Profesional de PEP.	2007
Ing. Manuel de Jesús Alegría Constantino .....	Subdirector de la Coordinación de Servicios Marinos Nació en 1951 Experiencia laboral: Gerente de Estrategias de Suministro de PEP; Encargado del Despacho de la Gerencia de Administración y Finanzas (Región Norte) de PEP; y Subgerente de Recursos Materiales (Región Norte) de PEP.	2006

**PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargo en PEP</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Lic. Jorge Collard de la Rocha.....	Subdirector de Administración y Finanzas Nació en 1951 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Suministros de la Emisora; Director de Finanzas de Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.; y Director General de Programación y Presupuesto de Energía e Infraestructura de la SHCP.	2005
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 de PEP; Administrador del Activo de Producción Burgos de PEP; y Gerente del Proyecto Integral Cuenca de Burgos de PEP.	2005
Lic. Luis Sergio Guaso Montoya.....	Subdirector de Nuevos Modelos de Ejecución Nació en 1963 Experiencia laboral: Gerente de Análisis Económico de PEP; Gerente de Recursos de Inversión de PEP; y Asesor Económico de P.M.I. Holdings North America, Inc.	2003
Ing. Francisco Javier Barraza Rodríguez.....	Subdirector de la Coordinación de Tecnología de Información Nació en 1943 Experiencia laboral: Soporte Técnico en Tecnología Documental de Imaserve; Director de Sistemas Administrativos de Scotiabank Inverlat, S.A.; 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 la Emisora; Director Ejecutivo del Programa Estratégico de Gas de PEP; y Gerente de Planeación Estratégica de PEP.	2005
Ing. José Serrano Lozano.....	Subdirector de la Región Sur Nació en 1956 Experiencia laboral: Administrador del Activo Integral Samaria-Luna (Región Sur) de PEP; Administrador del Activo Integral Burgos (Región Norte) de PEP; y Gerente de Planeación (Región Norte) de PEP.	2007

**PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombres</b>	<b>Cargo en PEP</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. José Antonio Escalera Alcocer ...	Subdirector Técnico de Exploración (antes denominado Subdirector de la Coordinación Técnica de Exploración) Nació en 1958 Experiencia laboral: Administrador del Activo Integral Burgos (Región Norte) de PEP; Administrador del Activo Integral Poza Rica-Altamira (Región Norte) de PEP; y Gerente de Diagnóstico y Análisis de Riesgo de PEP. Cargos en otros consejos: Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	2007
Dr. Néstor Martínez Romero.....	Encargado del Despacho de la Subdirección de Recursos Humanos, Competitividad e Innovación Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente de Desarrollo y Compensación de PEP; Gerente de Negociación y Transferencia Tecnológica de PEP; Analista de PEP.	2008
C.P. Karim Elías Bobadilla.....	Titular del Órgano Interno de Control en PEP Nació en 1971 Experiencia Laboral: Director General de Administración de la Oficina de la Presidencia de la República; Líder de Banca de Gobierno de Grupo Financiero HSBC; y Ejecutivo de Banca Comercial de Grupo Financiero HSBC.	2007

**PR— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en PR</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Dr. Jesús Reyes Heróles González Garza.....	Presidente del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de la Emisora)	2006
Ing. Roberto Ramírez Soberón.....	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PGPB)	2006
Ing. Carlos A. Morales Gil.....	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PEP)	2006
Ing. Rafael Beverido Lomelín .....	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PPQ)	2001
Vacante.....	Miembro del Consejo de Administración de PR	

**PR— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en PR</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Lic. Jordy Hernán Herrera Flores.....	Miembro del Consejo de Administración de PR y Subsecretario de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico de la Secretaría de Energía Nació en 1972 Experiencia laboral: Director General de la Unidad de Promoción de Inversiones de la Secretaría de Energía; Secretario Particular del Secretario del Energía; y Secretario Particular del Director General del Banco Nacional de Obras y Servicios S.N.C.	2007
Lic. Roberto Ortega Lomelín.....	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de la Emisora)	2007
Lic. Dionisio Pérez-Jácome Friscione.....	Miembro del Consejo de Administración de PR (consulte la sección de PEP)	2007
Ing. José Antonio Ceballos Soberanis.....	Director General Nació en 1943 Experiencia laboral: Director General del Instituto Mexicano del Petróleo; Director Corporativo de Operaciones de la Emisora; y Director General de PEP. Cargos en otros consejos: Instituto Mexicano del Petróleo.	2006
Lic. Moisés Ithuriel Orozco García...	Subdirector Comercial Nació en 1968 Experiencia laboral: Asesor Ejecutivo de la Dirección General de la Emisora; Director Corporativo de Administración de la Emisora; y Gerente de Planeación Estratégica de la Emisora.	2007
Lic. Mario Nieto Garza.....	Subdirector de Distribución Nació en 1955 Experiencia laboral: Subdirector de Ductos de PGPB; Subdirector de la Coordinación del Sistema de Transporte por Ducto de la Emisora; y Gerente del Seguimiento a la Operación Diaria de la Emisora.	2007
Act. José Antonio Gómez Urquiza de la Macorra.....	Subdirector de Finanzas y Administración Nació en 1951 Experiencia laboral: Director General de la Cámara de la Industria del Hierro y del Acero; Subdelegado de Administración de la Delegación Benito Juárez en el Distrito Federal; y Diputado Federal de la LV Legislatura.	2003

**PR— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en PR</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. Rodrigo Favela Fierro .....	Subdirector de Planeación, Coordinación y Evaluación Nació en 1965 Experiencia laboral: Gerente de Planeación Estratégica de la Emisora; Gerente de Evaluación de Operaciones de la Emisora; y Coordinador de Asesores de Planeación de PR.	2007
Ing. Antonio Álvarez Moreno.....	Subdirector de Auditoría en Seguridad Industrial y Protección Ambiental Nació en 1958 Experiencia laboral: Gerente de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional de la Emisora; Jefe de la Unidad de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de la Refinería “Ing. Antonio M. Amor” de PR; Consultor de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PR.	2007
Ing. Francisco Gabriel Toscano Martínez.....	Subdirector de Producción Nació en 1949 Experiencia laboral: Gerente de la Refinería “Francisco I. Madero” de PR; Gerente de la Refinería “Héctor R. Lara Sosa” de PR; y Gerente Regional de la Refinería “Miguel Hidalgo” de PR.	2006
Ing. Isaías Nicolás Navarro Román...	Subdirector de Almacenamiento y Reparto Nació en 1936 Experiencia laboral: Subdirector de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Desarrollo Sustentable de la Emisora; Coordinador General de Implantación de Sistemas de Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental de PGPB; y Auditor de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PGPB.	2007
Lic. Alicia Susana Pineda y Mitolo....	Titular del Órgano Interno de Control en PR Nació en 1947 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control en la CFC; Titular del Órgano Interno de Control en la Secretaría de Relaciones Exteriores; y Contralor Interno del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.	2007

**PGPB— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en PGPB</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Dr. Jesús Reyes Heróles González Garza .....	Presidente del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de la Emisora)	2006
Ing. Carlos A. Morales Gil .....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PEP)	2006

**PGPB— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en PGPB</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. José Antonio Ceballos Soberanis.....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PR)	2006
Ing. Rafael Beverido Lomelín.....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PPQ)	2001
Lic. Mario Gabriel Budebo.....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PEP)	2007
Vacante.....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB	
Lic. Dionisio Pérez-Jácome Friscione .....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de PEP)	2007
Lic. Roberto Ortega Lomelín.....	Miembro del Consejo de Administración de PGPB (consulte la sección de la Emisora)	2007
Ing. Roberto Ramírez Soberón .....	Director General Nació en 1950 Experiencia laboral: Subdirector de Planeación de PGPB; Gerente Comercial de PGPB; y Gerente de Control y Medición de PGPB.	2006
Dr. Salvador Ortiz Vértiz .....	Subdirector de Gas Natural Nació en 1949 Experiencia laboral: Subdirector de Planeación de PGPB; Coordinador General de Minería de la Secretaría de Economía; Director Adjunto de la Unidad de Estudios Sectoriales de Grupo Financiero Banamex-Accival, S.A.	2007
Ing. Miguel Francisco Bueno Fernández.....	Subdirector de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos Nació en 1953 Experiencia laboral: Gerente de Operaciones de PGPB; Gerente de Planeación de Negocios de PGPB; y Gerente de Comercialización de Gas Licuado de PGPB.	2007
Ing. Arturo Arregui García .....	Subdirector de Planeación Nació en 1957 Experiencia laboral: Asesor de la Dirección General de la Emisora; y Gerente de Análisis de Inversiones y Gasto Operativo de PR.	2008
Lic. Agustín Castro Pérez.....	Subdirector de Administración y Finanzas Nació en 1962 Experiencia laboral: Gerente de Evaluación e Información de PGPB; Gerente de Planeación de PGPB; y Subgerente de Información de PGPB. Cargos en otros consejos: Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.; I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.; y Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	2006

**PGPB— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en PGPB</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Ing. Armando R. Arenas Briones.....	Subdirector de Producción Nació en 1948 Experiencia laboral: Gerente y Superintendente del Complejo Petroquímico Nuevo Pemex y Coordinador General de Ingeniería de Adquisiciones de la Emisora.	1996
Ing. Víctor Domínguez Cuéllar.....	Subdirector de Ductos Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente de Planeación y Evaluación de PGPB; Subgerente de Planeación de PGPB; y Superintendente General de Procesos Electromecánicos y Obras Públicas de PEP. Cargos en otros consejos: Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.; Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.; Gasoductos Servicios, S. de R.L. de C.V.; y TDF, S. de R.L. de C.V.	2007
Lic. Francisco Arturo García Agraz Sánchez.....	Titular del Órgano Interno de Control en PGPB Nació en 1961 Experiencia laboral: Director de Contraloría Normativa de Banco Santander, S.A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero Santander; Director General de Estrategia Corporativa, S.A.; y Asociado de Goodrich, Riquelme y Asociados, S.C.	2007

**PPQ— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo dentro de PPQ</b>	<b>Año de Nombramiento</b>
Dr. Jesús Reyes Heróles González Garza .....	Presidente del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de la Emisora)	2006
Ing. Roberto Ramírez Soberón .....	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PGPB)	2006
Ing. José Antonio Ceballos Soberanis.....	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PR)	2006
Ing. Carlos A. Morales Gil .....	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PEP)	2006
Lic. Jordy Hernán Herrera Flores....	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PR)	2007
Vacante.....	Miembro del Consejo de Administración de PPQ	
Lic. Dionisio Pérez-Jácome Friscione .....	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de PEP)	2007

**PPQ— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo dentro de PPQ</b>	<b>Año de Nominación</b>
Dr. Raúl Alejandro Livas Elizondo....	Miembro del Consejo de Administración de PPQ (consulte la sección de la Emisora)	2007
Ing. Rafael Beverido Lomelín.....	Director General Nació en 1942 Experiencia laboral: Director General de Industrias Negromex, S.A. de C.V.; Director General de Housmex, Inc.; y Director General de Hules Mexicanos, S.A.	2001
Ing. Lorenzo Aldeco Ramírez.....	Subdirector de Planeación Nació en 1955 Experiencia laboral: Subdirector Comercial de PPQ; Subdirector de Operaciones de PPQ; y Subdirector de Planeación de PPQ.	2007
Ing. Mario Hugo González Petrikowsky.....	Subdirector de Administración y Finanzas Nació en 1937 Experiencia laboral: Gerente de Presupuestación de la Emisora; Asesor de la Subdirección de Programación y Presupuesto de la Emisora y Subdirector de Planeación de PPQ.	2001
Ing. Francisco Arturo Arellano Urbina .....	Subdirector de Operaciones Nació en 1946 Experiencia laboral: Director General de Petroquímica Cangrejera, S.A. de C.V.; Director General de Micoso División Construcciones, S.A. de C.V.; y Director General de RCR Ingenieros Asociados, S.A. de C.V.	2005
Ing. Carlos Xavier Pani Espinosa.....	Subdirector Comercial Nació en 1947 Experiencia laboral: Responsable de la Unidad Ejecutiva del Proyecto Fenix de PPQ; Subdirector Comercial de PR; Subdirector Comercial de PPQ.	2007
Lic. Héctor Alberto Acosta Félix.....	Titular del Órgano Interno de Control en PPQ Nació en 1969 Experiencia laboral: Contralor Interno en la Secretaría de Energía; Contralor Interno en la CFC; y Coordinador de Asesores del Secretario de la Función Pública.	2007

**Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos**

El 31 de agosto de 2007, la Secretaría de Energía y la SFP publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, los Lineamientos para la integración y el funcionamiento de los Comités de Auditoría Independientes en Petróleos Mexicanos, en la CFE y en Luz y Fuerza del Centro que tienen por objeto regular la integración y funciones de dichos Comités así como ser una instancia especializada de apoyo al Consejo de Administración encargado, entre otros, de supervisar que la información financiera y contable se formule de conformidad con las disposiciones jurídicas y con las NIF aplicables y verificar que dicha información se presente, en tiempo y forma, a las instituciones nacionales e internacionales, cuando así proceda.

El Comité de Auditoría Independiente está integrado por tres vocales con voz y voto designados por la SFP, a propuesta de la Secretaría de Energía. Cuando menos uno de los vocales debe ser experto financiero, de conformidad con lo establecido por los Lineamientos mencionados. Los vocales deben estar seleccionados por su experiencia, capacidad y prestigio profesional. Cada vocal deberá ser independiente, de acuerdo a las disposiciones previstas en dichos Lineamientos y acreditar experiencia técnica en materias afines al objeto del Comité de Auditoría Independiente.

Los vocales durarán en su comisión cuatro años con la posibilidad de ser nombrados para un período inmediato posterior. Sólo podrán ser removidos por causas graves que comprometan su honestidad, independencia y objetividad en el desempeño de sus funciones y estén debidamente comprobados a juicio de la Secretaría de Energía y la SFP. El primer período de comisión de los vocales designados será de dos, tres y cuatro años. La SFP precisará para cada nombramiento su duración.

El Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos está integrado por los vocales que a continuación se indican, quienes fueron designados por la SFP el 18 de marzo de 2008:

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en el Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos</b>	<b>Año de terminación de la comisión</b>
Ing. Felipe César Mellado Flores .....	<p>Presidente Nació en 1950 Experiencia Laboral: Director General Adjunto de Grupo Azucarero México, S.A. de C.V.; Director General de Administración y Finanzas de Grupo Industrial Saltillo, S.A. de C.V.; Director General de la División de Electrodomésticos de Grupo Industrial Saltillo, S.A. de C.V. Cargos en otros consejos: Aguas de Saltillo, S.A. de C.V.; Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey Campus Saltillo; Cámara Nacional de la Industria de Transformación en Coahuila (Región Sureste) y Centro Empresarial Coahuila Sureste.</p>	2012
Dr. Ricardo Samaniego Breach .....	<p>Vocal Nació en 1953 Experiencia Laboral: Director del Centro de Economía Aplicada y Políticas Públicas del Instituto Tecnológico Autónomo de México; Coordinador de Asesores del Secretario de Energía; y Jefe de la Unidad de Políticas y Programas Energéticos de la Secretaría de Energía.</p>	2011
C.P. Fernando Vilchis Platas .....	<p>Vocal y Experto Financiero Nació en 1930 Experiencia Laboral: Socio de Martín Marmolejo y Asociados; Asesor de los Subsecretarios de industria paraestatal, minas e industria básica y de energía de la Secretaría de Energía; y Socio de PricewaterhouseCoopers, S.C. Cargos en otros consejos: Horton International; y Reider y Asociados.</p>	2010

El Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos tiene, entre otras, las siguientes funciones:

- supervisar los procesos para formular, integrar y difundir la información contable y financiera, así como los correspondientes a la ejecución de las auditorías que se realicen a los estados financieros de conformidad con los principios contables y normas de auditoría que le son aplicables;
- aprobar la selección y contratación del auditor externo de conformidad con la normatividad aplicable;
- supervisar la preparación y emisión del dictamen de auditoría de los estados financieros de la Emisora;
- solicitar la contratación de asesores externos independientes para el cumplimiento de las funciones del Comité de Auditoría Independiente, conforme a las disposiciones legales y normativas aplicables;
- emitir opinión respecto de la contratación del auditor externo en actividades distintas a los servicios de auditoría externa, cuando la Emisora lo requiera, a fin de evitar el conflicto de intereses que afecte la independencia;
- opinar sobre la política de administración, evaluación y manejo de riesgos que pueda afectar la operación y situación financiera de la Emisora;
- proponer mejoras a los sistemas de control interno, incluyendo aspectos de tecnologías de información;
- proponer acciones para atender hallazgos significativos como resultado de los trabajos de auditoría y de control interno;
- informar periódicamente, o cuando así lo requiera el Consejo de Administración o el Órgano Interno de Control, los resultados del ejercicio de sus funciones;
- proponer la revisión y modificación de los Lineamientos que regulan su actuación;
- solicitar la información de la Emisora y, en su caso, de sus Organismos Subsidiarios y filiales, que sea necesaria para el ejercicio de sus actividades;
- elaborar, aprobar y, en su caso, modificar sus procedimientos de operación; y
- resolver sobre los asuntos que sean sometidos a su consideración.
- El Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos continuará realizando sus funciones hasta en tanto el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos haya sido instalado.

#### **Remuneración de consejeros y principales funcionarios**

El monto total de las compensaciones pagadas o acumuladas a los principales funcionarios de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios (82 personas) durante el ejercicio fiscal terminado el 31 de diciembre de 2007, ascendió aproximadamente a \$192.4 millones. Los miembros del Consejo de Administración de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios no reciben remuneración por sus servicios como consejeros, salvo en el caso de los consejeros profesionales. La remuneración de los consejeros profesionales estará establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

## **Principales accionistas**

La Emisora y los Organismos Subsidiarios no tienen accionistas, ya que son organismos públicos descentralizados del Gobierno Federal que no tienen capital social ni acciones. El Gobierno Federal regula y supervisa sus operaciones e incorpora programas anuales de presupuesto 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 la Emisora. El titular de la Secretaría de Energía es el Presidente de este Consejo, la SFP designa a los auditores externos de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios y el Director General de la Emisora y de los Organismos Subsidiarios es designado por el Presidente de la República.

### **d) Estatutos sociales y otros convenios**

La Emisora y los Garantes son organismos descentralizados del Gobierno Federal y, por lo tanto, no tiene estatutos sociales. La Emisora y los Organismos Subsidiarios están regulados por la Ley Reglamentaria, Ley de Petróleos Mexicanos, sus reglamentos y, sólo en lo no previsto, a las disposiciones legales que por materia corresponda.

Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones que será presidido por un consejero profesional y tendrá a su cargo, entre otras funciones, proponer a dicho Consejo el mecanismo de remuneración del Director General y de los funcionarios de los tres niveles jerárquicos inferiores a éste, tomando en consideración el otorgamiento de incentivos con base en el desempeño y resultados medibles, dentro de los límites establecidos en el tabulador correspondiente. El Consejo de Administración de la Emisora aprobará, previa opinión de este Comité, la remuneración respectiva para dichos funcionarios. A la fecha de este reporte, no se ha instalado el Comité de Remuneraciones. (Ver 5c)—“Administradores y accionistas”).

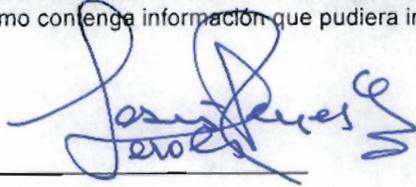
De conformidad con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos, los miembros del Consejo de Administración de la Emisora están sujetos al régimen de responsabilidades establecido en la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y en la propia Ley de Petróleos Mexicanos.

La Ley de Petróleos Mexicanos establece que los miembros del Consejo de Administración incumplirán su deber de lealtad cuando voten en las sesiones del Consejo de Administración o tomen determinaciones relacionadas con el patrimonio de PEMEX, a pesar de la existencia de un conflicto de interés. Dichos consejeros serán responsables por los daños y perjuicios que llegaren a causar a la Emisora en contravención a las leyes aplicables y será causa de remoción como consejeros.

Los consejeros estarán obligados a informar al Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño y al Órgano Interno de Control de la Emisora y a la ASF las irregularidades de que tengan conocimiento en el ejercicio de sus funciones.

**6) PERSONAS RESPONSABLES**

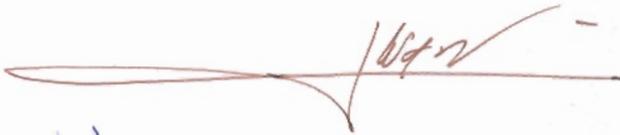
Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a la Emisora contenida en el presente prospecto, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir al error a los inversionistas.



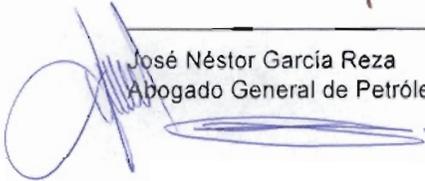
Jesús Reyes Heróles G. G.  
Director General de Petróleos Mexicanos



Esteban Levin Balcells  
Director Corporativo de Finanzas de Petróleos Mexicanos



José Néstor García Reza  
Abogado General de Petróleos Mexicanos



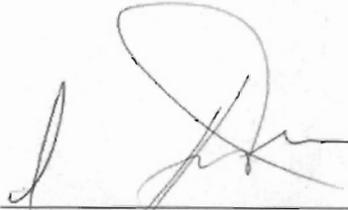
OAG/342/2009



El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio del Emisor, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en el presente Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de los Certificados Bursátiles materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado al Emisor el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

**ACCIONES Y VALORES BANAMEX, S.A. DE C.V.  
CASA DE BOLSA, INTEGRANTE DEL GRUPO FINANCIERO BANAMEX**



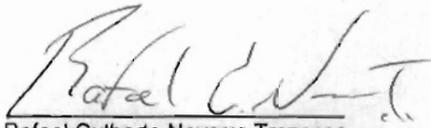
Humberto Cabral González  
Representante Legal

La presente hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Petróleos Mexicanos.

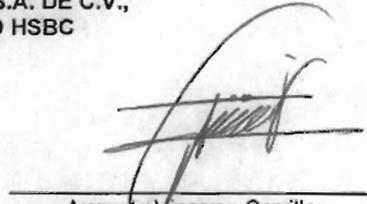
Los suscritos manifiestan bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio del Emisor, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en el presente Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de los Certificados Bursátiles materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado al Emisor el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

**HSBC CASA DE BOLSA, S.A. DE C.V.,  
GRUPO FINANCIERO HSBC**



Rafael Culberto Navarro Troncoso  
Representante Legal



Augusto Vizcarra Carrillo  
Representante Legal

✓

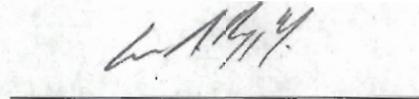
La presente hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Petróleos Mexicanos.

Los suscritos manifiestan bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio del Emisor, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en el presente Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de los Certificados Bursátiles materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado al Emisor el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

**CASA DE BOLSA SANTANDER, S.A. DE C.V.,  
GRUPO FINANCIERO SANTANDER**

  
\_\_\_\_\_  
Gerardo Manuel Freire Alvarado  
Representante Legal

  
\_\_\_\_\_  
Luis Adolfo Rodriguez Malagon  
Representante Legal

La presente hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Petróleos Mexicanos.

## DECLARACIÓN DEL AUDITOR EXTERNO

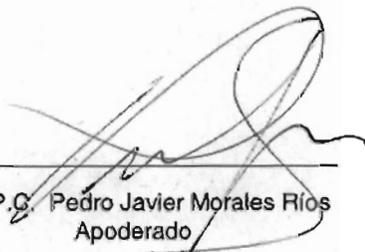
Exclusivamente para efectos de los estados financieros consolidados auditados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (PEMEX) por el año terminado al 31 de diciembre de 2007, que se incluyen como anexo en el presente Prospecto, mismos que fueron auditados en cumplimiento con las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a otros Participantes del Mercado de Valores, así como cualquier otra información financiera que se incluya en el presente Prospecto, cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados auditados antes mencionados, se emite la siguiente leyenda:

"El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de PEMEX por el año terminado el 31 de diciembre de 2007, que se incluyen como anexo en el presente Prospecto, fueron auditados de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en México. Asimismo, manifiesta que, dentro del alcance del trabajo realizado, no tiene conocimiento de información financiera relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga Información que pudiera inducir a error a los inversionistas".

KPMG Cárdenas Dosal, S.C.



C.P.C. Eduardo Palomino Pedroza  
Socio



C.P.C. Pedro Javier Morales Ríos  
Apoderado

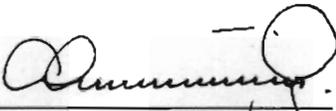


## DECLARACIÓN DEL AUDITOR EXTERNO

Exclusivamente para efectos de los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (PEMEX) por el año terminado el 31 de diciembre de 2006, que se incluyen como anexo en el presente Prospecto, mismos que se dictaminaron en cumplimiento con las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a otros Participantes del Mercado de Valores, así como cualquier otra información financiera que se incluya en el presente Prospecto, cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados antes mencionados, se emite la siguiente leyenda:

"El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad que los Estados Financieros Consolidados de PEMEX por el año terminado el 31 de diciembre de 2006, que se incluyen como anexo en el presente Prospecto, fueron dictaminados de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en México. Asimismo, manifiesta que, dentro del alcance del trabajo realizado, no tiene conocimiento de información financiera relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas".

PricewaterhouseCoopers, S.C.



---

C.P.C. Ariadna Muñiz  
Socia

A

En estricto cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 2, fracción I, inciso m), numeral 6, de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores, y exclusivamente para efectos de la opinión legal emitida en relación con el presente Prospecto, así como de la información jurídica que revisamos y que fue incorporada, el suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad que, a su leal saber y entender, la emisión y colocación de los valores cumple con las leyes y demás disposiciones legales aplicables. Asimismo, manifiesta que no tiene conocimiento de información jurídica relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.



José Visoso Lomelín  
Socio  
Galicia y Robles, S.C.



El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de aval o garante de la emisión, preparó la información relativa al aval o garante contenida en el presente prospecto, la cual, a su leal saber y entender, refleja razonablemente su situación económica y financiera.



Lic. Jorge Collard de la Rocha  
Subdirector de Administración y Finanzas  
Pemex-Exploración y Producción.



El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de aval o garante de la emisión, preparó la información relativa al aval o garante contenida en el presente prospecto, la cual, a su leal saber y entender, refleja razonablemente su situación económica y financiera.



Lic. Agustín Castro Pérez  
Subdirector de Administración y Finanzas  
Pemex-Gas y Petroquímica Básica

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de aval o garante de la emisión, preparó la información relativa al aval o garante contenida en el presente prospecto, la cual, a su leal saber y entender, refleja razonablemente su situación económica y financiera.



---

Act. José Antonio Gómez Urquiza de la Macorra  
Subdirector de Finanzas y Administración  
Pemex-Refinación



## **7) ANEXOS**

- 1. Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2007 y 2006**
- 2. Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2006 y 2005**
- 3. Estados Financieros Consolidados Preliminares no Auditados al 31 de diciembre de 2008 y 2007, Reporte trimestral de PEMEX correspondiente al cuarto trimestre de 2008**
- 4. Opinión legal**
- 5. Calificación sobre el riesgo crediticio del Programa**