

Mayo 4, 2007

## Reporte de resultados financieros dictaminados de PEMEX al 31 de diciembre de 2006

PEMEX, la empresa petrolera mexicana y la décima empresa petrolera a nivel mundial anunció sus resultados consolidados auditados al 31 de diciembre de 2006.<sup>1</sup>

### Principales aspectos financieros de 2006

- ✦ Las ventas totales aumentaron 10% en relación a 2005, registrando un máximo histórico de Ps. 1,062.5 miles de millones al poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2006 (US\$97.6 miles de millones).<sup>2</sup>
- ✦ El rendimiento antes de impuestos aumentó 19% respecto a 2005, ubicándose en Ps. 628.1 miles de millones (US\$57.7 miles de millones).
- ✦ Los impuestos, derechos y aprovechamientos ascendieron a Ps. 582.9 miles de millones (US\$53.6 miles de millones).
- ✦ Los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización aumentaron 25% en relación a 2005, ubicándose en Ps. 786.2 miles de millones (US\$72.3 miles de millones).
- ✦ El rendimiento neto fue de Ps. 45.3 miles de millones (US\$4.2 miles de millones).

### Principales aspectos financieros del 4T06

- ✦ Las ventas totales se redujeron 10% en relación al cuarto trimestre de 2005, alcanzando Ps. 240.6 miles de millones al poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2006 (US\$22.1 miles de millones).
- ✦ El rendimiento antes de impuestos aumentó 19% respecto al cuarto trimestre de 2005, ubicándose en Ps. 115.6 miles de millones (US\$10.6 miles de millones).
- ✦ Los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización aumentaron 23% en relación al cuarto trimestre de 2005, ubicándose en Ps. 153.2 miles de millones (US\$14.1 miles de millones).
- ✦ La pérdida neta en el trimestre fue de Ps. 4.1 miles de millones (US\$0.4 miles de millones).

**Cuadro 1**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias										
Resumen de resultados financieros										
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2005	2006	Variación	2006	2005	2006	Variación	2006		
	(Ps. mm)	(Ps. mm)	(%)	(US\$mm)	(Ps. mm)	(Ps. mm)	(%)	(US\$mm)		
<b>Ventas totales</b>	<b>265,947</b>	<b>240,605</b>	<b>-10%</b>	<b>(25,342)</b>	<b>22,112</b>	<b>966,284</b>	<b>1,062,495</b>	<b>10%</b>	<b>96,211</b>	<b>97,647</b>
En México <sup>(1)</sup>	142,262	133,019	-6%	(9,243)	12,225	525,583	546,738	4%	21,155	50,247
Exportaciones	123,685	107,586	-13%	(16,099)	9,888	440,701	515,757	17%	75,056	47,400
<b>Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos<sup>(1)</sup></b>	<b>97,369</b>	<b>115,624</b>	<b>19%</b>	<b>18,255</b>	<b>10,626</b>	<b>526,627</b>	<b>628,107</b>	<b>19%</b>	<b>101,481</b>	<b>57,725</b>
Impuestos, derechos y aprovechamientos	167,186	119,773	-28%	(47,413)	11,008	604,164	582,855	-4%	(21,309)	53,566
<b>Rendimiento (pérdida) neto</b>	<b>(76,324)</b>	<b>(4,148.7)</b>		<b>72,175</b>	<b>(381)</b>	<b>(79,374)</b>	<b>45,252</b>		<b>124,627</b>	<b>4,159</b>
<b>EBITDA<sup>(2)</sup></b>	<b>124,934</b>	<b>153,158</b>	<b>23%</b>	<b>28,224</b>	<b>14,076</b>	<b>626,661</b>	<b>786,178</b>	<b>25%</b>	<b>159,516</b>	<b>72,252</b>
EBITDA / costo financiero <sup>(3)</sup>	9.9	23.4				11.4	17.7			

<sup>1</sup> Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

(1) Las cifras de 2005 incluyen el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS). Las ventas de 2006 no incluyen IEPS porque el IEPS fue negativo durante 2006.

(2) Los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización corresponden a una media no contemplada en las Normas de Información Financiera, por lo tanto presentamos su reconciliación con el rendimiento neto. La medida presentada incluye el costo por la reserva laboral excluye el IEPS.

(3) Excluye intereses capitalizados.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

<sup>1</sup> Petroleum Intelligence Weekly Ranking, diciembre, 2006.

<sup>2</sup> Los montos en dólares de EUA están convertidos con el tipo de cambio del 31 de diciembre de 2006 de Ps. 10.881 por dólar de EUA.

**Principales aspectos operativos de 2006**

- ✦ Durante 2006 la producción agregada (crudo, condensados y gas natural) se ubicó en 1,618 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, superior en 14 millones de barriles a la obtenida en 2005.
- ✦ La producción de crudo disminuyó 2%, ubicándose en 3,256 miles de barriles diarios (Mbd), principalmente como consecuencia de la disminución en la producción de Cantarell, compensada parcialmente por un incremento en la producción de otros activos.
- ✦ La producción de gas natural aumentó 11%, ubicándose en 5,356 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), en promedio.
- ✦ La producción de petroquímicos fue de 11 millones de toneladas (MMt), la más alta desde 2001.
- ✦ En diciembre de 2006 Pemex – Gas y Petroquímica Básica, cumplió diez meses sin accidentes incapacitantes.

**Principales aspectos operativos del 4T06**

- ✦ En el cuarto trimestre de 2006 la producción de gas natural aumentó 13% respecto al cuarto trimestre de 2005, alcanzando 5,565 MMpcd. El 27 de diciembre de 2006 se logró un nuevo máximo histórico de producción de gas natural con un volumen de 5,773 MMpcd.
- ✦ La producción total de hidrocarburos líquidos fue 3,508 Mbd, disminuyendo 6% respecto a la producción del cuarto trimestre de 2005:
  - La producción de petróleo crudo disminuyó 202 Mbd, o 6%, promediando 3,104 Mbd.
  - La producción de líquidos del gas descendió 5%, ubicándose en 404 Mbd.
- ✦ El 15 de diciembre de 2006 se instaló la plataforma más grande de México, KU-S, en el proyecto Ku-Maloob-Zaap, en la Sonda de Campeche.

## Aspectos operativos

### Exploración y producción

#### Producción de crudo

Durante el cuarto trimestre de 2006 la producción de crudo promedió 3,104 Mbd, 6% menor al promedio alcanzado durante el cuarto trimestre de 2005 de 3,306 Mbd.

A pesar de que la producción de crudo pesado disminuyó 11%, las producciones de crudo ligero y superligero se incrementaron 4% y 18%, respectivamente.

La disminución en la producción de crudo pesado se debió principalmente a la disminución en la producción de Cantarell, a libranzas, así como a la presencia de fenómenos meteorológicos adversos que impactaron durante los primeros 10 días de diciembre, lo que ocasionó que se difirieran 5.9 millones de barriles.

El incremento de 59 Mbd en la producción de crudos ligeros se debió a la terminación y reparación de pozos, así como a la puesta en marcha de la infraestructura de producción de los activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc, pertenecientes a la Región Marina Suroeste.

**Cuadro 2**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Producción de hidrocarburos líquidos								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>		<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>	
	(Mbd)				(Mbd)			
Líquidos	3,732	3,508	-6%	(224)	3,769	3,691	-2%	(77)
Petróleo crudo	3,306	3,104	-6%	(202)	3,333	3,256	-2%	(78)
Pesado	2,323	2,062	-11%	(261)	2,387	2,244	-6%	(143)
Ligero	818	847	4%	29	802	831	4%	29
Superligero	165	195	18%	30	144	180	25%	36
Líquidos del gas natural <sup>(1)</sup>	426	404	-5%	(22)	435	436	0.1%	1

(1) Incluye condensados.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

#### Producción de gas natural

La producción total de gas natural aumentó 13% respecto al cuarto trimestre de 2005; el volumen de gas no asociado creció 24% y el de gas asociado aumentó 5%.

El aumento de 477 MMpcd de la producción de gas no asociado se debió principalmente al incremento en el volumen producido en los Activos Veracruz y Burgos, de la Región Norte. A su vez, la producción de gas asociado aumentó 159 MMpcd como resultado de la terminación y reparación mayor en los pozos de los campos Ixtal y Taratunich, de la Región Marina Suroeste.

El 27 de diciembre de 2006 se logró un nuevo máximo histórico de producción de gas natural con un volumen de 5,773 MMpcd; asimismo, durante este mes se registró el máximo histórico de producción de gas natural no asociado con un volumen promedio de 2,480 MMpcd.

**Envío de gas a la atmósfera**

En el cuarto trimestre de 2006, el envío de gas a la atmósfera representó 7.8% de la producción total de gas natural. El incremento respecto al cuarto trimestre de 2005 se debió principalmente a los trabajos de mantenimiento en las plataformas Akal C7 y C8, y a la puesta en operación del módulo de compresión número 8 de la plataforma Abkatún-D en las regiones marinas. Adicionalmente, como consecuencia de trabajos de mantenimiento en algunos Centros Procesadores de Gas, debió reducirse el volumen de gas natural enviado a estos centros, incrementándose el envío de gas a la atmósfera.

**Cuadro 3**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Producción de gas natural y envío de gas a la atmósfera								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2005	2006	Variación		2005	2006	Variación	
	(MMpcd)				(MMpcd)			
Total	4,928	5,565	13%	636	4,818	5,356	11%	538
Asociado	2,972	3,132	5%	159	2,954	3,090	5%	136
No asociado	1,956	2,433	24%	477	1,864	2,266	22%	402
Envío de gas a la atmósfera	193	433	125%	240	182	271	49%	88
Envío de gas / producción total	3.9%	7.8%			3.8%	5.1%		

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Terminación de pozos**

Durante el cuarto trimestre de 2006, el número total de pozos terminados fue de 161, lo que significó una reducción de 20 pozos respecto al cuarto trimestre de 2005. Conforme a lo programado, los pozos en desarrollo terminados fueron 148, una reducción de 11 pozos debida a una disminución en la actividad de pozos programados en los proyectos Veracruz, de la Región Norte, y Ogarrio-Magallanes y Jujo-Tecominoacán, de la Región Sur.

El número de pozos exploratorios perforados fue de 13, una reducción de 9 respecto al mismo periodo del año anterior, debido a una disminución en la actividad de los proyectos Campeche Poniente, de la Región Marina Suroeste, así como Delta del Bravo y Lankahuasa, de la Región Norte.

Es importante mencionar que al 31 de diciembre de 2006 el número de pozos en operación de gas no asociado aumentó 13% respecto al año anterior, para ubicarse en 2,872, como resultado de la mayor actividad en los proyectos Burgos, Veracruz y Lankahuasa, en la Región Norte.

**Cuadro 4**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Perforación e inventario de pozos								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>		<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>	
	(Número de pozos)				(Número de pozos)			
Pozos terminados	181	161	-11%	(20)	742	656	-12%	(86)
Desarrollo	159	148	-7%	(11)	668	587	-12%	(81)
Exploración	22	13	-41%	(9)	74	69	-7%	(5)
Pozos en operación <sup>(1)</sup>					5,925	6,267	6%	342
Inyectores					254	269	6%	15
Productores					5,671	5,998	6%	327
Crudo					3,128	3,126	-0.1%	(2)
Gas no asociado					2,543	2,872	13%	329

(1) Al 31 de diciembre de cada año

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Costos de producción**

El costo de producción en 2006 fue de US\$ 4.17 por barril de petróleo crudo equivalente, lo que representa una disminución de 2% respecto al costo de 2005, que fue de US\$ 4.24 por barril de petróleo crudo equivalente, principalmente como resultado de menores precios de gas natural utilizado para bombeo neumático.

**Información sísmica**

En el cuarto trimestre de 2006 la información sísmica 2D aumentó 140% y la información sísmica 3D observó una alza de 145%, respecto al mismo periodo de 2005. Esto se debió, principalmente, a los trabajos realizados en las Regiones Norte y Sur, con el propósito de contar con nueva información que permita la visualización de trampas susceptibles de contener hidrocarburos y apoyar el desarrollo de campos ya descubiertos.

**Cuadro 5**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Información sísmica								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>		<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>	
Sísmica								
2D (km)	352	846	140%	494	3,678	2,172	-41%	(1,506)
3D (km <sup>2</sup> )	250	613	145%	363	7,305	2,742	-62%	(4,563)

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo. Las cifras incluyen sísmica para exploración y desarrollo.

**Descubrimientos**

A continuación se muestran los principales descubrimientos realizados en el cuarto trimestre de 2006:

**Cuadro 6**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias				
Principales descubrimientos				
<u>Proyecto</u>	Pozos exitosos en el		<u>Producción inicial</u>	<u>Tipo</u>
	<u>4T06</u>	<u>Era geológica</u>		
<b>Coatzacoalcos</b>	Tabascoob-101	Mioceno	9.8 MMpcd	Gas seco
<b>Burgos</b>	Quintal-1	Eoceno	2.8 MMpcd	Gas húmedo
<b>Cuichapa</b>	Nelash-1	Plioceno	0.6 Mbd	Crudo ligero

**Proyecto Veracruz**

El Proyecto Integral Cuenca de Veracruz forma parte del Programa Estratégico de Gas (PEG) y está constituido por 19 campos. Los campos más importantes son Lizamba, Apertura, Arquimia, Vistoso, Cocuite y Papán. Pertenece al Activo Integral de Producción Veracruz y se localiza en Veracruz, Veracruz.

El primer campo de gas no asociado fue descubierto en 1958 mediante el pozo Cocuite - 3, con una producción inicial de 10 MMpcd. El Proyecto Integral Cuenca de Veracruz fue aprobado para su ejecución en 2001. Actualmente es el segundo proyecto más importante en términos de producción de gas no asociado del país, después de Burgos.

Durante los 6 años de ejecución del proyecto se han efectuado las siguientes actividades:

- Adquisición de 582 km de sísmica 2D y 4,551 km<sup>2</sup> de sísmica 3D,
- terminación de 85 pozos exploratorios y 196 pozos de desarrollo,
- reparación mayor de 122 pozos en explotación,
- construcción de 223 obras (ductos e instalaciones), y
- descubrimiento de 13 campos, 12 son productores de gas y 1 de aceite.

Esto ha permitido incrementar la producción promedio de 136 MMpcd en 2001 a 723 MMpcd en 2006, alcanzando un máximo histórico de producción de 861 MMpcd en diciembre de 2006. Durante el cuarto trimestre del 2006 se obtuvo una producción promedio de 786 MMpcd.

En 2007 los objetivos son alcanzar una producción promedio anual de alrededor de 900 MMpcd e incorporar reservas de gas por aproximadamente de 300 MMMpc. Estos objetivos contemplan una inversión estimada de Ps. 4.3 miles de millones. Para ello se realizarán las siguientes actividades:<sup>3</sup>

- Adquisición de 1,024 km<sup>2</sup> de información sísmica 3D,
- terminación de 17 pozos exploratorios y 18 pozos de desarrollo, y
- reparación mayor a 18 pozos.

Para el periodo 2008-2012, en el Proyecto Veracruz se han identificado actividades asociadas a una inversión estimada por Ps. 19.5 miles de millones:<sup>4</sup>

- Adquisición de 2,028 km<sup>2</sup> de sísmica 3D,
- terminación de 156 pozos exploratorios y 118 pozos de desarrollo, y
- reparación mayor a 19 pozos.

<sup>3</sup> Es importante señalar que existen factores fuera del control de PEMEX que podrían afectar la realización de las actividades programadas.

<sup>4</sup> Idem.

**Cantarell**

Durante 2006 la producción promedio diaria de Cantarell fue de 1,788 Mbd de crudo y 716 MMpcd de gas natural. Esto representa una disminución en la producción de crudo de 12% respecto al promedio de 2005, año en que se alcanzó una producción de 2,029 Mbd.

En noviembre de 2006 se terminó el primer pozo horizontal del complejo, Cantarell – 1009, caracterizado por una sección horizontal de 150 metros y una producción inicial de 8.7 Mbd.

Es importante resaltar que la producción durante el mes de diciembre de 2006 disminuyó a 1,493 Mbd debido a que las condiciones climatológicas adversas obligaron a reducir la producción durante los primeros diez días del mes. En caso de no haber reducido la producción por razones climatológicas, se hubieran producido 154 Mbd adicionales en diciembre 2006, es decir, la producción en Cantarell hubiera ascendido a 1,647 Mbd.

En 2007 se estima una inversión de Ps. 21.1 miles de millones para ejecutar las siguientes actividades:<sup>5</sup>

- Terminación de 27 pozos de desarrollo, de los cuales 7 serán horizontales,
- realización de 44 reparaciones mayores,
- habilitación de una planta eliminadora de nitrógeno, e
- instalación de plantas desaladoras y deshidratadoras.

Para el periodo 2008-2012, se contempla una inversión estimada de Ps. 38.7 miles de millones para la realización de las siguientes actividades:<sup>6</sup>

- Terminación de 38 pozos de desarrollo (en 2008 se realizarán tres pozos multilaterales)
- realización de 8 reparaciones mayores, y
- profundización de 2 pozos.

**Ku Maloob  
Zaap (KMZ)**

El Proyecto Ku-Maloob-Zaap se localiza en la Sonda de Campeche en el Golfo de México. Es el principal productor de crudo pesado después de Cantarell.

Durante 2006 la producción promedio fue de 404 Mbd de crudo y 203 MMpcd de gas natural, para lo cual se terminaron 23 pozos de desarrollo.

A finales del primer semestre de 2007 se iniciará la inyección de aproximadamente 300 MMpcd de nitrógeno para el mantenimiento de presión de los yacimientos. Asimismo, durante 2007 se perforarán 28 pozos de desarrollo e instalarán 117 km de ductos. Estas actividades requieren una inversión de Ps.29.3 miles de millones y permitirán alcanzar una producción estimada de alrededor de 500 Mbd en 2007.<sup>7</sup> El 22 de febrero de 2007 registró una producción histórica de 496.4 Mbd.

Para el periodo 2008-2012, se considera una inversión de Ps. 38.7 miles de millones para la realización de las siguientes actividades:<sup>8</sup>

- Instalación de plataformas que permitirán incrementar la capacidad de producción hasta aproximadamente 800 Mbd de crudo y 330 MMpcd de gas natural en 2010, y
- terminación de 60 pozos de desarrollo.

<sup>5</sup> Idem.

<sup>6</sup> Idem.

<sup>7</sup> Idem.

**Plataforma  
KU-S**

Como parte del proyecto Ku-Maloob-Zaap, el 15 de diciembre de 2006 se instaló la plataforma más grande de México, KU-S, en la Sonda de Campeche. La inversión en la plataforma fue de US\$250 millones y cuenta con una capacidad de producción de 250 Mbd.

La plataforma KU-S está equipada para separar aceite y gas y tiene capacidad para inyectar y distribuir 600 MMpcd de nitrógeno al yacimiento.

**Yúum  
K' ak'n'aab:  
Señor del  
Mar**

Se estima que la Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (*Floating Production, Storage and Offloading, FPSO*) denominada Yúum K'ak'náab, Señor del Mar, inicie operaciones durante 2007. Esta unidad cuenta con características tecnológicas innovadoras, entre las que se encuentran:

- Capacidad de mezclado de 600 Mbd,
- capacidad de almacenamiento de 2.2 MMb de crudo,
- capacidad de recibir 200 Mbd de crudo pesado y separar 200 Mbd de crudo de alta viscosidad,
- capacidad de compresión de gas de 120 MMpcd,
- capacidad de descarga de 1.2 MMbd,
- capacidad de bombeo a Ku-A de 200 Mbd, y
- capacidad de recibir crudo por 550 Mbd.

La unidad, que se contempla se ubique en la Sonda de Campeche, incorporará la producción temprana de los campos Maloob y Zaap.

**Aguas  
profundas**

Durante el periodo 2004-2006 se han adquirido 45,200 km de sísmica 2D y 12,735 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, que ayudarán a determinar con mayor certidumbre los recursos prospectivos existentes en el Golfo de México Profundo. Asimismo, durante este periodo se han identificado 234 oportunidades exploratorias.

<sup>7</sup> Idem.

<sup>8</sup> Idem.

## Gas y petroquímica básica

### Proceso de gas y producción de gas seco

Durante el cuarto trimestre de 2006 el proceso de gas natural en tierra se incrementó 7%, con respecto al mismo periodo del año anterior, como consecuencia del aumento de 306 MMpcd en el proceso de gas húmedo dulce, debido a su mayor disponibilidad en la cuenca de Burgos. Este factor fue contrarrestado parcialmente por un decremento de 35 MMpcd en el proceso de gas húmedo amargo debido a eventos meteorológicos adversos durante los primeros diez días de diciembre.

Como resultado de lo anterior, en el cuarto trimestre de 2006, la producción de gas seco aumentó 9%, mientras que la producción de líquidos del gas descendió 5%, comparado con el mismo periodo de 2005.

**Cuadro 7**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Proceso de gas natural y producción de gas seco								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2005	2006	Variación		2005	2006	Variación	
	(MMpcd)				(MMpcd)			
Proceso de gas en tierra	3,862	4,134	7%	272	3,879	4,153	7%	274
Gas húmedo amargo	3,124	3,089	-1%	(35)	3,153	3,203	2%	50
Gas húmedo dulce	739	1,045	41%	306	726	950	31%	224
Producción								
Gas seco	3,183	3,482	9%	299	3,147	3,445	9%	298
Líquidos del gas natural (Mbd) <sup>(1)</sup>	426	404	-5%	(22)	435	436	0.1%	1

(1) Incluye otras corrientes a fraccionamiento.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

### Obras de infraestructura

El 22 de diciembre de 2006 se dio el fallo, a favor de ICA Fluor, de la licitación para la construcción de las plantas criogénicas 5 y 6 en el Centro Procesador de Gas (CPG) Burgos. Cada planta tendrá una capacidad de proceso de 200 MMpcd. Los trabajos de construcción se iniciaron el 15 de enero de 2007 y con ello se espera que la capacidad de procesamiento de gas húmedo dulce del CPG Burgos alcance 1,200 MMpcd a finales de 2008.

En el tercer trimestre de 2007 se espera concluir la construcción de una estación de compresión en el estado de Veracruz, obra del proyecto integral Emiliano Zapata.

Asimismo, también en el tercer trimestre de 2007 se espera que el ducto Burgos-Monterrey entre en operación. Este ducto permitirá transportar 30 Mbd de gas L.P. del CPG Burgos a Monterrey.

## Refinación

### Proceso

En el cuarto trimestre de 2006 el proceso total de crudo aumentó 4%, con respecto al mismo periodo del año anterior. El proceso de crudo pesado disminuyó 6% y el de ligero aumentó 11%. El aumento en el proceso de crudo se debió principalmente a que durante el cuarto trimestre de 2005 el ciclo de mantenimientos programados redujo la producción. Como parte de la estrategia para maximizar la producción de diesel y gasolina y minimizar la producción de combustóleo, se redujo el proceso de crudo pesado.

**Cuadro 8**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias							
Proceso de crudo							
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2005	2006	Variación	2005	2006	Variación	
	(Mbd)			(Mbd)			
Proceso total	1,236	1,283	4%	47	1,284	1,284	
Crudo pesado	519	487	-6%	(33)	538	500	-7% (38)
Crudo ligero	717	796	11%	80	746	784	5% 38

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

### Capacidad utilizada

Como consecuencia del aumento del proceso de crudo durante el cuarto trimestre de 2006, la capacidad utilizada de destilación primaria aumentó a 83.3% de 80.2% del año anterior.

### Producción

Durante el cuarto trimestre de 2006, la producción de refinados aumentó 4 Mbd para alcanzar un promedio de 1,526 Mbd.

La producción de gasolina aumentó 5% como resultado del mayor procesamiento de inventarios de gasolinas intermedias. La producción de diesel aumentó 3%, mientras que la de combustóleo se redujo 9%, principalmente como resultado del procesamiento de crudo Istmo en el complejo de la Cangrejera.

**Cuadro 9**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias							
Producción de refinados							
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2005	2006	Variación	2005	2006	Variación	
	(Mbd)			(Mbd)			
Producción total	1,522	1,526	0.3%	4	1,554	1,546	-1% (9)
Gasolinas	440	462	5%	22	456	457	0.2% 1
Combustóleo	343	312	-9%	(31)	351	325	-7% (26)
Diesel	327	336	3%	8	318	328	3% 10
Gas licuado de petróleo (GLP) <sup>(1)</sup>	239	222	-7%	(17)	246	241	-2% (5)
Turbosina	62	67	8%	5	63	65	2% 2
Otros <sup>(2)</sup>	111	127	15%	16	120	130	8% 10

(1)Excluye butileno y propileno; incluye producción de GLP e isobutanos de Pemex Gas por 212 y 198 Mbd para el cuarto trimestre de 2005 y 2006 respectivamente. (2)Incluye principalmente parafinas, extracto de furfural y aeroflex.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

### Margen variable de refinación

En el cuarto trimestre de 2006 el margen variable de refinación disminuyó 56% respecto al cuarto trimestre de 2005, <sup>9</sup> de US\$12.5 a US\$5.5 por barril, debido al mayor procesamiento de crudo ligero aunado al efecto que tuvieron los huracanes Rita y Katrina en el comportamiento de los precios durante el año anterior.

### Franquicias

Al 31 de diciembre de 2006, el número de franquicias de estaciones de servicio se ubicó en 7,554, lo que representa 5% más a las 7,172 existentes al 31 de diciembre de 2005.

<sup>9</sup> El margen variable de refinación es una estimación del rendimiento de operación por barril de crudo procesado. La estimación del rendimiento de operación es el valor de las ventas menos el costo de materias primas, combustóleo y gas natural utilizados para el funcionamiento de las refineries (autoconsumos), y energía eléctrica, agua y catalizadores (servicios auxiliares).

## Petroquímicos

### Producción

Durante el cuarto trimestre de 2006 la producción de petroquímicos fue de 2,741 miles de toneladas (Mt), 4% mayor a la del mismo periodo de 2005. Este aumento se debió principalmente a:

- Mayor producción de óxido de etileno y glicoles debido a la renovación del catalizador,
- mayor producción de amoníaco y anhídrido carbónico debido a un mejor desempeño de la operación, y
- mayor producción de metanol debido a que durante el cuarto trimestre de 2005 la planta de metanol se encontraba fuera de operación por los altos precios del gas natural.

Sin embargo, este aumento fue contrarrestado por la disminución en la producción de acrilonitrilo, debido a una menor demanda asociada al incremento en su precio. Adicionalmente, la disminución en polietileno de baja y alta densidad se debió a la elaboración de una mayor variedad de polietilenos y a fallas operativas.

**Cuadro 10**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Producción de petroquímicos								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2005	2006	Variación		2005	2006	Variación	
	(Mt)				(Mt)			
Producción total	2,644	2,741	4%	97	10,603	10,961	3%	357
Derivados del metano								
Amoníaco	114	130	13%	15	514	592	15%	78
Metanol	-	32		32	81	85	5%	4
Derivados del etano								
Etileno	280	284	2%	5	1,085	1,128	4%	43
Óxido de etileno	62	89	44%	27	321	361	12%	40
Polietileno de baja densidad	83	75	-9%	(8)	296	323	9%	27
Polietileno de alta densidad	45	36	-19%	(8)	169	167	-1%	(2)
Cloruro de vinilo	69	65	-6%	(4)	159	209	32%	50
Aromáticos y derivados								
Tolueno	62	55	-11%	(7)	253	203	-19%	(49)
Etilbenceno	41	47	17%	7	155	156	0%	1
Benceno	34	40	18%	6	160	135	-16%	(26)
Propileno y derivados								
Acrilonitrilo	10	-		(10)	63	-		(63)
Propileno	92	81	-11%	(11)	380	340	-10%	(40)
Otros <sup>(1)</sup>	1,753	1,806	3%	53	6,968	7,262	4%	294

(1) Incluyen glicoles, reformado pesado, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, ácido clorhídrico, ácido muriático, hexano, heptano y otros.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

### Obras de infraestructura

Durante el cuarto trimestre de 2006 continuaron las pruebas de desempeño de la planta Swing en el Complejo Petroquímico Morelos. Esta planta cuenta con capacidad para producir 300 Mt por año de polietileno lineal de baja y alta densidad. Se estima que la producción comercial inicie durante el primer semestre de 2007.

## Comercio internacional<sup>10</sup>

### Exportaciones de crudo

Durante el cuarto trimestre de 2006 las exportaciones de crudo de PEMEX promediaron 1,663 Mbd, 12% menores a las registradas en el cuarto trimestre de 2005. Esta disminución se debió principalmente a efectos climatológicos adversos durante el mes de diciembre, así como a la disminución en la producción de Cantarell.

Aproximadamente el 83% de las exportaciones totales de crudo estuvieron compuestas por crudo pesado (Maya) y el resto por crudo ligero y superligero (Istmo y Olmeca).

El 80% del total de las exportaciones de crudo fueron a los Estados Unidos, mientras que el 20% restante fue distribuido a Europa (10%), al resto del Continente Americano (8%) y al Lejano Oriente (3%).

El precio ponderado de la mezcla mexicana de exportación se ubicó en US\$48.6 por barril, comparado con US\$45.6 por barril en el cuarto trimestre de 2005, lo que representa un incremento de 7%.

### Exportaciones de refinados y petroquímicos

Las exportaciones de productos refinados se ubicaron en 180 Mbd, 6% inferiores a las del cuarto trimestre de 2005, principalmente como resultado del procesamiento de crudo Istmo en La Cangrejera y menores exportaciones de turbosina. Los principales productos refinados exportados fueron nafta y combustóleo.

Las exportaciones de petroquímicos disminuyeron 5%, o 9 Mt, situándose en 184 Mt, esto se debió principalmente a menores ventas de azufre.<sup>11</sup> Los principales productos petroquímicos exportados fueron azufre y polietileno de baja densidad.

**Cuadro 11**  
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Exportaciones<sup>(1)</sup>

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2005	2006	Variación	2005	2006	Variación	
Exportación de crudo (Mbd) <sup>(2)</sup>							
Total	1,888	1,663	-12% (225)	1,817	1,793	-1% (24)	
Pesado	1,508	1,373	-9% (135)	1,520	1,494	-2% (27)	
Ligero	172	66	-61% (105)	81	68	-16% (13)	
Superligero	208	223	7% 15	216	231	7% 15	
Precio promedio (US\$/b)	45.60	48.58	7% 3	42.71	53.04	24% 10	
Productos refinados (Mbd)	192	180	-6% (12)	186	188	1% 2	
Petroquímicos (Mt)	175	184	5% 9	854	824	-4% (30)	

(1) Fuente: PMI. No considera operaciones con terceros de PMI.

(2) Excluye maquila de crudo.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

<sup>10</sup> Fuente: PMI.

<sup>11</sup> Aunque el azufre no es estrictamente un producto petroquímico, se considera en este grupo.

**Importaciones**

En el cuarto trimestre de 2006 las importaciones de gas natural promediaron 352 MMpcd, 24% superiores a las registradas durante el cuarto trimestre de 2005, principalmente debido al incremento en la demanda y a la sustitución de combustóleo de la Comisión Federal de Electricidad.

Las importaciones de productos refinados aumentaron 1%, de 450 Mbd a 455 Mbd. Este incremento se debió principalmente al aumento en la demanda de gasolinas y diesel.

Las importaciones de petroquímicos disminuyeron 32%, situándose en 107 Mt, básicamente como consecuencia de un menor requerimiento de etileno, amoníaco y metanol. Los principales productos importados fueron etileno y metanol.

**Cuadro 12**  
**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Importaciones<sup>(1)</sup>**

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>		<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>	
Gas natural (MMpcd)	284	352	24%	68	480	451	-6%	(29)
Productos refinados (Mbd) <sup>(2)</sup>	450	455	1%	4	392	430	10%	38
Petroquímicos (Mt)	159	107	-32%	(51)	397	436	10%	38

(1) Fuente: PMI excepto importaciones de gas natural. No considera operaciones con terceros de PMI.

(2) Incluye retorno de productos por concepto de maquila de crudo. También, 103 Mbd y 108 Mbd de GLP para el cuarto trimestre de 2005 y 2006, respectivamente; y 73 Mbd y 76 Mbd de GLP para el periodo enero - diciembre de 2005 y 2006, respectivamente.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Resultados financieros al 31 de diciembre de 2006

### Ventas

#### Ventas totales

Durante el cuarto trimestre de 2006 las ventas totales, incluyendo el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS), se redujeron 10% en pesos constantes en comparación con el cuarto trimestre de 2005, de Ps. 265.9 a Ps. 240.6 miles de millones. Esta disminución se debió principalmente a menores ingresos por exportaciones de crudo.

Las exportaciones de crudo disminuyeron como resultado de efectos climatológicos adversos y una menor producción de crudo.

#### Ventas en México

En el cuarto trimestre de 2006 las ventas en México, incluyendo IEPS, disminuyeron 6%, de Ps. 142.3 a Ps. 133.0 miles de millones. Las ventas en México, sin IEPS, disminuyeron 5%, de Ps. 140.0 a Ps. 133.0 miles de millones:

- Las ventas de gas natural disminuyeron 29%, de Ps. 24.5 a Ps. 17.4 miles de millones, como resultado de una reducción en el precio promedio de US\$9.67 a US\$5.79 por millón de unidad térmica británica (MMBtu), situación que no fue compensada por el aumento de 16% en volumen, de 2,506 a 2,914 MMpcd.
- Las ventas de refinados sin IEPS aumentaron 0.5%, de Ps. 109.3 a Ps. 109.8 miles de millones. El volumen de ventas de refinados disminuyó 1%, de 1,794 a 1,769 Mbd. El IEPS causado por dichas ventas se acreditó contra otros impuestos, en comparación con los Ps. 2.3 miles de millones pagados en el cuarto trimestre de 2005. Las ventas de refinados con IEPS disminuyeron 2%, de Ps. 111.6 a Ps. 109.8 miles de millones.<sup>12</sup>
- Las ventas de petroquímicos bajaron 5%, de Ps. 6.1 a Ps. 5.8 miles de millones, principalmente por un efecto en precios, dado que el volumen aumentó 10%, de 920 a 1,012 Mt.

**Cuadro 13**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Ventas en México

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2005 (Ps. mm)	2006 (Ps. mm)	Variación	2006 (US\$mm)	2005 (Ps. mm)	2006 (Ps. mm)	Variación	2006 (US\$mm)		
<b>Ventas en México incluyendo IEPS<sup>(1)</sup></b>	<b>142,262</b>	<b>133,019</b>	<b>-6%</b>	<b>(9,243)</b>	<b>12,225</b>	<b>525,583</b>	<b>546,738</b>	<b>4%</b>	<b>21,155</b>	<b>50,247</b>
<b>Ventas en México sin IEPS</b>	<b>139,976</b>	<b>133,019</b>	<b>-5%</b>	<b>(6,957)</b>	<b>12,225</b>	<b>504,549</b>	<b>546,738</b>	<b>8%</b>	<b>42,189</b>	<b>50,247</b>
Gas natural	24,540	17,376	-29%	(7,165)	1,597	84,368	77,958	-8%	(6,410)	7,165
Productos refinados incluyendo IEPS	111,596	109,807	-2%	(1,789)	10,092	418,511	446,031	7%	27,520	40,992
Productos refinados	109,310	109,807	0.5%	497	10,092	397,478	446,031	12%	48,554	40,992
Gasolinas	51,369	56,385	10%	5,016	5,182	195,761	227,093	16%	31,332	20,871
Diesel	21,258	22,813	7%	1,554	2,097	83,478	90,434	8%	6,957	8,311
GLP	14,396	14,276	-1%	(120)	1,312	51,387	53,811	5%	2,424	4,945
Otros	22,287	16,333	-27%	(5,954)	1,501	66,851	74,692	12%	7,841	6,864
IEPS	2,286	-	-	(2,286)	-	21,033	-	-	(21,033)	-
Productos petroquímicos	6,126	5,837	-5%	(289)	536	22,704	22,749	0.2%	45	2,091

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

(1) Las cifras de 2005 incluyen el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS). Las ventas de 2006 no incluyen IEPS porque el IEPS fue negativo durante 2006.  
Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

<sup>12</sup> Durante 2005 y de 2006 el precio productor promedio de gasolinas y diesel fue superior al precio al público, o precio final. En 2005 PEMEX cubrió la diferencia, de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación de ese año. En 2006 esta diferencia fue acreditada a otros impuestos y derechos que PEMEX paga, de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación 2006.

Cuadro 14

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Volumen de ventas en México <sup>(1)</sup>								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>		<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>	
Gas natural (MMpcd)	2,506	2,914	16%	407	2,632	2,955	12%	323
Productos refinados (Mbd)	1,794	1,769	-1%	(25)	1,772	1,763	-0.5%	(9)
Gasolina	699	741	6%	42	671	718	7%	47
Diesel	331	348	5%	17	320	345	8%	25
GLP	330	322	-2%	(8)	314	306	-3%	(8)
Otros	434	357	-18%	(77)	467	394	-15%	(72)
Petroquímicos (Mt)	920	1,012	10%	91	3,750	3,826	2%	76

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Exportaciones

En el cuarto trimestre de 2006 las ventas por exportaciones fueron Ps. 107.6 miles de millones (US\$9.9 miles de millones), 13% menores a las exportaciones registradas en el cuarto trimestre de 2005 de Ps. 123.7 miles de millones:

- Las ventas por exportaciones de petróleo crudo y condensados disminuyeron 13%, de Ps. 110.3 a Ps. 96.5 miles de millones, derivado principalmente de la disminución de 12% en volumen, de 1,888 a 1,663 Mbd y contrarrestado parcialmente por un incremento de 7% en el precio de exportación de crudo
- Las ventas por exportaciones de productos refinados disminuyeron 19%, de Ps. 12.5 a Ps. 10.2 miles de millones y el volumen disminuyó 7%, de 192 a 178 Mbd.
- Las ventas por exportaciones de petroquímicos aumentaron 18%, de Ps. 0.8 a Ps. 0.9 miles de millones y el volumen disminuyó 4%, de 192 a 184 Mt.<sup>13</sup>

Cuadro 15

### Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

#### Exportaciones

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2005</u> (Ps. mm)	<u>2006</u> (Ps. mm)	<u>Variación</u>	<u>2006</u> (US\$mm)	<u>2005</u> (Ps. mm)	<u>2006</u> (Ps. mm)	<u>Variación</u>	<u>2006</u> (US\$mm)
<b>Exportaciones totales</b>	<b>123,685</b>	<b>107,586</b>	<b>-13%</b>	<b>(16,100)</b>	<b>440,701</b>	<b>515,757</b>	<b>17%</b>	<b>75,056</b>
Petróleo crudo y condensados	110,349	96,453	-13%	(13,897)	394,264	463,183	17%	68,919
Productos refinados	12,544	10,200	-19%	(2,344)	42,464	48,911	15%	6,447
Productos petroquímicos	792	934	18%	142	3,973	3,663	-8%	(311)

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

<sup>13</sup> Debido a que la composición de las canastas de importación y exportación son diferentes, el efecto de las variaciones en precios puede ser distinto para cada una.

## Costos y gastos de operación

<b>Monto total</b>	En el cuarto trimestre de 2006 los costos y gastos de operación disminuyeron 21%, o Ps. 34.7 miles de millones respecto al mismo trimestre del año pasado, ubicándose en Ps. 131.0 miles de millones (US\$12.0 miles de millones). Los costos de operación disminuyeron principalmente por menores precios en la compra de productos.
<b>Costo de lo vendido</b>	<p>En el cuarto trimestre de 2006 el costo de lo vendido disminuyó 28%, o Ps. 41.2 miles de millones, respecto al cuarto trimestre de 2005, alcanzando Ps. 106.5 miles de millones (US\$9.8 miles de millones). La variación se compone principalmente por:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Una disminución de Ps. 25.0 miles de millones por compra de productos,</li><li>• una reducción de Ps. 9.3 miles de millones por variación de inventarios,</li><li>• una reducción de Ps. 3.8 miles de millones por gastos de exploración y pozos no exitosos,</li><li>• una reducción de Ps. 2.4 miles de millones en conservación y mantenimiento,</li><li>• una reducción de Ps. 2.0 en gastos de operación,</li><li>• una reducción de Ps. 1.6 miles de millones por gastos de maquila,</li><li>• un incremento de Ps. 1.9 miles de millones en el costo de la reserva laboral,</li><li>• un incremento de Ps. 1.0 miles de millones en depreciación y amortización.</li></ul>
<b>Gastos de distribución</b>	Durante el cuarto trimestre de 2006 los gastos de distribución incrementaron 0.3%, a Ps. 7.0 miles de millones (US\$0.6 miles de millones).
<b>Gastos de administración</b>	En el cuarto trimestre de 2006 los gastos de administración crecieron de Ps. 11.0 a Ps. 17.5 miles de millones (US\$1.6 miles de millones), principalmente por el incremento de la reserva laboral por Ps. 1.5 miles de millones. Adicionalmente, durante el cuarto trimestre de 2005 se reconocieron beneficios por servicios médicos posteriores al retiro, por Ps. 2.0 miles de millones, correspondientes a todo el año; mientras que en 2006 se reconocieron a lo largo del año.
<b>Costo por reserva laboral</b>	En el cuarto trimestre de 2006, el costo por reserva laboral aumentó de Ps. 13.3 a Ps. 17.9 miles de millones. <sup>14</sup>

## Rendimiento de operación

En el cuarto trimestre de 2006 el rendimiento de operación fue Ps. 109.6 miles de millones (US\$53.4 miles de millones), 9% superior a la cifra comparable de 2005 de Ps. 100.2 miles de millones.

Sin considerar el IEPS, el incremento del rendimiento de operación fue de 12%, o Ps. 11.6 miles de millones, de Ps. 98.0 a Ps. 109.6 miles de millones (US\$10.1 miles de millones).

<sup>14</sup> Este costo es prorrateado entre el costo de lo vendido, los gastos de distribución y los gastos de administración.

## Costo integral de financiamiento

### Monto total

En el cuarto trimestre de 2006 el costo integral de financiamiento aumentó Ps. 2.1 miles de millones, de Ps. 0.7 a Ps. 2.8 miles de millones (US\$0.3 miles de millones). El aumento se debió principalmente a:

- Una disminución de Ps. 4.0 miles de millones en la utilidad por posición monetaria,
- un aumento de Ps. 1.6 miles de millones de ganancia cambiaria, y
- una reducción de Ps. 0.3 miles de millones de intereses y productos financieros netos.

### Intereses y productos financieros netos<sup>15</sup>

En el cuarto trimestre de 2006 los intereses y productos financieros netos disminuyeron 2%, de Ps. 12.9 a Ps. 12.6 miles de millones (US\$1.2 miles de millones).

El costo financiero, considerando intereses capitalizables y productos financieros, disminuyó Ps. 6.1 miles de millones, mientras que el rendimiento financiero aumentó Ps. 5.8 miles de millones.

### Ganancia cambiaria

En el cuarto trimestre de 2006 PEMEX registró una ganancia cambiaria de Ps. 3.0 miles de millones (US\$0.3 miles de millones), comparado a una ganancia cambiaria de Ps. 1.4 miles de millones en el cuarto trimestre de 2005.

Este aumento se debió principalmente a la depreciación del tipo de cambio del peso respecto al dólar de 1.0% durante el cuarto trimestre de 2006, en comparación con una depreciación de 0.1% en el mismo período de 2005.

### Resultado por posición monetaria

En el cuarto trimestre de 2006 la utilidad por posición monetaria fue de Ps. 6.8 miles de millones (US\$0.6 miles de millones), representando una reducción de Ps. 4.0 miles de millones respecto al cuarto trimestre de 2005.

**Cuadro 16**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Costo integral de financiamiento

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2005 (Ps. mm)	2006	Variación	2006 (US\$m)	2005 (Ps. mm)	2006	Variación	2006 (US\$m)	2006	
Costo integral de financiamiento	717	2,799	290%	2,082	257	4,661	22,983	393%	18,322	2,112
Rendimiento financiero**	239	6,048	2429%	5,809	556	(15,079)	(9,545)	-37%	5,533	(877)
Costo financiero**	12,651	6,554	-48%	(6,097)	602	55,076	44,429	-19%	(10,647)	4,083
Pérdida (ganancia) por variación cambiaria	(1,368)	(2,963)	117%	(1,595)	(272)	(18,342)	2,381		20,723	219
Resultado por posición monetaria (utilidad)	(10,805)	(6,839)	-37%	3,965	(629)	(16,994)	(14,282)	-16%	2,712	(1,313)

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

\*\*El rendimiento y costo financiero incluyen el efecto de derivados financieros.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Otros ingresos netos

En el cuarto trimestre de 2006 el rubro de otros ingresos netos pasó de Ps. 2.2 negativo a Ps. 8.8 miles de millones positivo (US\$0.8 miles de millones). Este aumento se debió principalmente a mayores ingresos generados por la acreditación del IEPS equivalente a una tasa negativa, que fue de Ps. 4.2 miles de millones.

<sup>15</sup> Incluye el efecto de derivados financieros.

## Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos

En el cuarto trimestre de 2006 el rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos fue Ps. 115.6 miles de millones (US\$10.6 miles de millones), en comparación con Ps. 97.4 miles de millones. El aumento de 19% se debió a:

- Un aumento de Ps. 11.0 miles de millones de otros ingresos netos,
- un incremento de Ps. 9.3 miles de millones del rendimiento de operación, y
- un incremento de Ps. 2.1 miles de millones del costo integral de financiamiento.

## Impuestos, derechos y aprovechamientos

### Régimen fiscal

A partir del 1 de enero de 2006, PEMEX está sujeto a un nuevo régimen fiscal; como consecuencia, la carga fiscal como porcentaje de las ventas disminuyó de 63% a 55% durante 2006. No obstante, este porcentaje de contribución sitúa a PEMEX entre las empresas con mayor carga fiscal en el mundo.

El esquema de contribuciones para Pemex-Exploración y Producción quedó establecido en la Ley Federal de Derechos. El del resto de los Organismos Subsidiarios continúa establecido en la Ley de Ingresos de la Federación.

El derecho principal en el régimen fiscal actual de Pemex-Exploración y Producción es el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), cuya base gravable es un cuasi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSH, Pemex-Exploración y Producción paga los siguientes derechos:

- Derecho sobre extracción de petróleo,
- derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo,
- derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización de los ingresos petroleros,
- derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía,
- derecho para la fiscalización petrolera, y
- aprovechamiento por rendimientos excedentes.<sup>16</sup>

### Monto total

El monto de impuestos, derechos y aprovechamientos causados durante 2006 disminuyó 4%, de Ps. 604.2 a Ps. 582.9 miles de millones. Sin embargo, las ventas totales sólo aumentaron 10%. Como resultado, la carga fiscal como porcentaje de las ventas disminuyó de 63% a 55% en 2006. La reexpresión de impuestos por efecto inflacionario durante 2006 representó Ps. 14.0 miles de millones.

El monto de impuestos, derechos y aprovechamientos causados en el cuarto trimestre de 2006 disminuyó 28%, de Ps. 167.2 a Ps. 119.8 miles de millones. Sin embargo, las ventas totales sólo se redujeron 10%. Como resultado, la carga fiscal como porcentaje de las ventas disminuyó de 63% a 50% en el cuarto trimestre de 2006.

<sup>16</sup> En 2005 el Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) representó el 39.2% de los ingresos por exportación de petróleo crudo por arriba de US\$23.00 por barril. En 2006 el ARE fue equivalente al 6.5% de los ingresos por exportación de petróleo por arriba de US\$36.50 por barril. Este derecho está complementado por el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo (DEE), que equivale al 13.1% de los ingresos por exportación de petróleo por arriba de US\$36.50 por barril. La suma del ARE y el DEE corresponde al 19.6% que representa la mitad del ARE aplicado en 2005.

**IEPS** Bajo el régimen fiscal actual, el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz, continúa establecido en la Ley de Ingresos de la Federación.<sup>17</sup>

Durante 2005 y de 2006 el precio productor promedio de gasolinas y diesel fue superior al precio al público, o precio final. En 2005 PEMEX cubrió la diferencia, de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación de ese año. En 2006 esta diferencia fue acreditada a otros impuestos y derechos que PEMEX paga, de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación 2006. El impacto de la acreditación del IEPS se reflejó en el concepto de otros ingresos.

En el cuarto trimestre de 2006 el IEPS fue acreditado contra otros impuestos, en relación con con Ps. 2.3 miles de millones del cuarto trimestre de 2005.

Cuadro 17

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Impuestos, derechos y aprovechamientos**

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2005 (Ps. mm)	2006 (Ps. mm)	Variación	2006 (US\$mm)	2005 (Ps. mm)	2006 (Ps. mm)	Variación	2006 (US\$mm)		
<b>Total de impuestos, derechos y aprovechamientos</b>	<b>167,186</b>	<b>119,773</b>	<b>-28%</b>	<b>(47,413)</b>	<b>11,008</b>	<b>604,164</b>	<b>582,855</b>	<b>-4%</b>	<b>(21,309)</b>	<b>53,566</b>
Derechos sobre hidrocarburos	141,972	114,481	-19%	(27,491)	10,521	515,059	562,092	9%	47,033	51,658
Derecho ordinario sobre hidrocarburos	-	90,997	90,997	8,363	-	486,175	486,175	44,681		
Derecho sobre extracción de petróleo	141,972	3	(141,968)	0	515,059	36	(515,023)	3		
Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo	-	2,357	2,357	217	-	15,555	15,555	1,430		
Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización	-	9,598	9,598	882	-	45,899	45,899	4,218		
Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía	-	82	82	8	-	404	404	37		
Derecho para la fiscalización petrolera	-	5	5	0	-	24	24	2		
Derecho adicional	-	(2,558)	(2,558)	(235)	-	-	-	-		
Efecto inflacionario	-	13,999	13,999	1,287	-	13,999	13,999	1,287		
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	2,286	-	(2,286)	-	21,033	-	(21,033)	-		
Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE)	17,369	1,303	-93%	(16,066)	120	58,665	7,926	-86%	(50,739)	728
Otros impuestos y derechos	5,560	3,990	-28%	(1,570)	367	9,407	12,837	36%	3,431	1,180

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

<sup>17</sup> El IEPS lo paga el consumidor final de gasolinas y diesel para uso automotriz. PEMEX es un intermediario entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y el consumidor final ya que PEMEX retiene el IEPS y lo paga al gobierno federal. La diferencia entre el precio al público, o precio final, y el precio al productor de gasolinas y diesel es, principalmente, el IEPS. El precio al público, o precio final, de gasolinas y diesel lo establece la SHCP. El precio al productor de gasolinas y diesel de PEMEX está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México.

## Rendimiento neto

En el cuarto trimestre de 2006 PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 4.1 miles de millones (US\$0.4 miles de millones), comparado con una pérdida neta de Ps. 76.3 miles de millones en el cuarto trimestre de 2005. La disminución en la pérdida neta de Ps. 72.2 miles de millones se explica por:

- Una disminución en impuestos, derechos y aprovechamientos de Ps. 47.4 miles de millones,
- un aumento en otros ingresos netos de Ps. 11.0 miles de millones,
- un incremento en el rendimiento de operación de Ps. 9.3 miles de millones,
- un aumento debido al efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos contables de Ps. 6.5 miles de millones durante 2005, y
- un incremento en el costo integral de financiamiento de Ps. 2.1 miles de millones.

## Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización

En el cuarto trimestre de 2006 los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA por sus siglas en inglés) aumentaron 23%, de Ps. 124.9 a Ps. 153.2 miles de millones (US\$14.1 miles de millones).

**Cuadro 18**

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Reconciliación de los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización**

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2005 (Ps. mm)	2006 (Ps. mm)	Variación	2006 (US\$mm)	2005 (Ps. mm)	2006 (Ps. mm)	Variación	2006 (US\$mm)
<b>Rendimiento (pérdida) neto</b>	<b>(76,324)</b>	<b>(4,149)</b>		<b>(381)</b>	<b>(79,374)</b>	<b>45,252</b>		<b>4,159</b>
+ Impuestos, derechos y aprovechamientos	167,186	119,773	-28%	(47,413)	604,164	582,855	-4%	(21,309)
- Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	2,286	-		(2,286)	21,033	-		(21,033)
+ Costo integral de financiamiento	717	2,799	290%	2,082	4,661	22,983	393%	18,322
+ Depreciación y amortización	15,801	16,828	6%	1,027	54,931	63,293	15%	8,362
+ Costo por reserva laboral	13,333	17,907	34%	4,574	61,477	71,795	17%	10,318
+ Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento contable	(6,507)	-		6,507	(1,837)	-		1,837
<b>Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización<sup>1</sup></b>	<b>124,934</b>	<b>153,158</b>	<b>23%</b>	<b>28,224</b>	<b>626,661</b>	<b>786,178</b>	<b>25%</b>	<b>159,516</b>

<sup>1</sup> EBITDA por sus siglas en inglés

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Activos totales

Al 31 de diciembre de 2006 los activos totales fueron Ps. 1,204.7 miles de millones (US\$110.7 miles de millones), lo que representa un incremento de 11%, o Ps. 119.9 miles de millones, respecto al 31 de diciembre de 2005. Las variaciones de los componentes del activo total fueron las siguientes:

- Efectivo y valores de inmediata realización aumentaron 50%, o Ps. 63.0 miles de millones;
- propiedades y equipo incrementó 6%, o Ps. 41.2 miles de millones;
- cuentas, documentos por cobrar y otros crecieron 8%, o Ps. 9.5 miles de millones;
- el valor de los inventarios aumentó 14%, o Ps. 7.2 miles de millones;
- instrumentos financieros derivados aumentaron 17%, o Ps. 0.6 miles de millones; y
- otros activos disminuyeron 1%, o Ps. 1.6 miles de millones.

## Pasivos totales

### Monto total

Los pasivos totales crecieron 5%, a Ps. 1,164.8 miles de millones (US\$107.0 miles de millones):

- El pasivo de corto plazo disminuyó 1%, o Ps. 1.2 miles de millones, ubicándose en Ps. 169.9 miles de millones (US\$15.6 miles de millones), principalmente como resultado de la reducción de impuestos por pagar.
- El pasivo de largo plazo creció 6%, o Ps. 53.2 miles de millones, ubicándose en Ps. 994.9 miles de millones (US\$91.4 miles de millones), como resultado principalmente del incremento de la reserva laboral.

### Reserva laboral

La reserva laboral creció 16%, de Ps. 390.9 a Ps. 454.6 miles de millones, (US\$41.8 miles de millones), de acuerdo con estudios actuariales.

## Patrimonio

El patrimonio de PEMEX aumentó Ps. 67.9 miles de millones, de Ps. -28.0 a Ps. 40.0 miles de millones (US\$ 3.7 miles de millones). El cambio se debe principalmente a:

- Una aportación de Ps. 47.0 miles de millones por recursos excedentes, de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio 2006 y 2005,
- una disminución en las pérdidas acumuladas de Ps. 30.1 miles de millones por la utilidad generada durante 2006,
- una disminución de Ps. 18.2 miles de millones por el efecto de la reserva laboral
- un aumento en la cuenta de exceso o insuficiencia en el patrimonio de Ps. 9 miles de millones, esta cuenta está asociada a la actualización de los activos fijos, y
- un incremento de Ps. 5.1 miles de millones en el rubro de utilidad integral como consecuencia de la aplicación de boletín C-10 "Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura".

## Resultados por Organismo Subsidiario

### Rendimiento de operación

Durante 2006 el rendimiento de operación de PEMEX fue Ps.581.3,miles de millones (US\$53.4 miles de millones), 12% superior al del mismo periodo del año anterior de Ps.519.0 miles de millones.

- PEMEX Exploración y Producción registró un rendimiento de operación de Ps. 665.6 miles de millones (US\$61.2 miles de millones), Ps. 118.6 miles de millones mayor que durante 2005.
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica registró un rendimiento de operación de Ps. 10.3 miles de millones (US\$0.9 miles de millones), Ps. 0.04 miles de millones mayor que durante 2005.
- PEMEX Refinación registró una pérdida de operación de Ps. 79.9 miles de millones (US\$7.3 miles de millones), Ps. 52.1 miles de millones mayor que durante 2005.
- PEMEX Petroquímica registró una pérdida de operación de Ps. 11.4 miles de millones (US\$1.0 miles de millones), Ps. 2.0 miles de millones mayor que durante 2005.

## Estado de cambios

### Recursos generados en operación

Los recursos generados en actividades de operación ascendieron a Ps. 131.0 miles de millones (US\$12.0 miles de millones). El incremento de Ps. 70.8 miles de millones se debe principalmente al aumento en el rendimiento neto.

### Recursos generados por financiamiento

Los recursos generados mediante financiamiento ascendieron a Ps. 41.0 miles de millones (US\$ 3.8 miles de millones). La reducción de Ps. 18.5 miles de millones se debe principalmente a una reducción en el financiamiento bursátil.

### Recursos utilizados en inversión

Los recursos utilizados en actividades de inversión ascendieron a Ps. 109.1 miles de millones (US\$10.0 miles de millones), principalmente como resultado del incremento en activos fijos.

## Actividades de inversión y financiamiento

### Actividades de inversión

**2006** Durante el cuarto trimestre de 2006 se aprobaron recursos adicionales por US\$1.0 miles de millones de dólares para invertir en actividades de exploración y producción. Como resultado, la inversión total ejercida durante 2006 ascendió a US\$13.8 miles de millones, en comparación con US\$10.8 miles de millones durante 2005, de los cuales US\$12.0 miles de millones corresponden a recursos PIDIREGAS.

**2007** El monto de inversión para 2007 es de Ps. 162.9 miles de millones (US\$14.5 miles de millones), de los cuales Ps.154.8 miles de millones (US\$13.8 miles de millones) son PIDIREGAS. La distribución por Organismo Subsidiario es la siguiente:

- Ps. 139.6 miles de millones a Exploración y Producción,
- Ps. 18.4 miles de millones a Refinación,
- Ps. 3.1 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica, y
- Ps. 1.6 miles de millones a Petroquímica.

Adicionalmente, Ps. 0.2 miles de millones se destinarán al Corporativo.

Los montos de inversión podrían modificarse en función de ajustes presupuestales.

### Actividades de financiamiento

**2006** Durante 2006 el monto captado mediante actividades de financiamiento ascendió a US\$ 5.2 miles de millones, distribuidos como sigue:

- US\$2.7 miles de millones a través de Agencias de Crédito a la Exportación,<sup>18</sup>
- US\$1.4 miles de millones en bonos emitidos en mercados de capital internacionales, y
- US\$1.1 miles de millones en certificados bursátiles emitidos en el mercado de capitales mexicano.

**2007** PEMEX estima captar entre US\$1.0 -2.0 miles de millones para financiar el programa de inversión de 2007. Como en años anteriores, este monto está sujeto a varios factores, entre ellos, condiciones de mercado.

<sup>18</sup> ECA's por sus siglas en inglés.

## Mercados de capital

### Master Trust

En 2006 el Pemex Project Funding Master Trust (Master Trust), un fideicomiso registrado en Delaware, Estados Unidos, ha realizado las siguientes transacciones:

- El 2 de febrero de 2006 realizó la reapertura de dos colocaciones por US\$1,500 millones:<sup>19</sup>
  - US\$750 millones con cupón 5.75% y vencimiento en 2015 y
  - US\$750 millones con cupón 6.625% y vencimiento en 2035.
- El 3 de mayo de 2006 firmó una línea revolvente por US\$1,250 millones con vencimiento en tres años. Esta línea revolvente podrá ser utilizada indistintamente por el Master Trust o por Petróleos Mexicanos.
- El 18 de mayo de 2006 firmó un crédito sindicado por US\$4,250 millones, dividido en dos tramos, para refinanciar un crédito sindicado firmado el 22 de marzo de 2005:
  - US\$1,500 millones a un plazo de cinco años del tramo A y
  - US\$2,750 millones amortizables a un plazo de siete años del tramo B.

### F/163

El 16 de junio de 2006, el Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163, un fideicomiso registrado en la Ciudad de México, emitió certificados bursátiles por Ps. 10 mil millones, con vencimiento en siete años, a un cupón mensual de TIIE menos 0.07% anual.

## Deuda total

### Monto total

La deuda total consolidada,<sup>20</sup> incluyendo intereses devengados, fue de Ps. 569.3 miles de millones (US\$52.3 miles de millones). Esta cifra representa un incremento de 2%, o Ps. 9.8 miles de millones, respecto a 2005, y se debe principalmente al incremento en la deuda de largo plazo con vencimientos menores a 12 meses.

- La deuda con vencimientos menores a 12 meses fue de Ps. 63.8 miles de millones (US\$5.9 miles de millones).
- La deuda total de largo plazo fue de Ps. 505.5 miles de millones (US\$46.5 miles de millones).

### Deuda neta

La deuda neta, o la diferencia entre deuda total y efectivo más valores de inmediata realización, disminuyó Ps. 53.1 miles de millones, de Ps. 433.8 miles de millones a Ps. 380.6 miles de millones (US\$35.0 miles de millones).

<sup>19</sup> Estas colocaciones fueron emitidas originalmente el 8 de junio de 2005.

<sup>20</sup> La deuda total está integrada por deuda documentada de Petróleos Mexicanos y los vehículos financieros Pemex Project Funding Master Trust, Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163, RepConLux, S.A. y Pemex Finance, Ltd.

Cuadro 19

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Deuda consolidada total					
	Al 31 de diciembre de		Variación		2006 (US\$mm)
	2005 (Ps. mm)	2006			
<b>Deuda total</b>	<b>559,482</b>	<b>569,315</b>	<b>2%</b>	<b>9,833</b>	<b>52,322</b>
Corto plazo	37,558	63,841	70%	26,283	5,867
Largo plazo	521,924	505,475	-3%	(16,449)	46,455
Efectivo y valores de inmediata realización	125,724	188,684	50%	62,960	17,341
<b>Deuda neta total</b>	<b>433,758</b>	<b>380,631</b>	<b>-12%</b>	<b>(53,126)</b>	<b>34,981</b>

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

(1) Consistente con reportes a la Comisión de Valores de los E.U.A. (SEC).

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Perfil de vencimientos

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos:

Cuadro 20

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias			
Perfil de vencimientos			
	Al 31 de diciembre de		
	(Ps. mm)	US\$mm	
<b>Deuda en pesos</b>	<b>111,785</b>	<b>10,273</b>	
	2007	13,928	1,280
	2008	4,944	454
	2009	13,944	1,282
	2010	20,085	1,846
	2011 en adelante	58,884	5,412
<b>Deuda en otras monedas</b>	<b>457,529</b>	<b>42,048</b>	
	2007	49,912	4,587
	2008	50,550	4,646
	2009	54,074	4,970
	2010	42,147	3,873
	2011 en adelante	260,845	23,973
<b>Deuda total</b>	<b>569,314</b>	<b>52,322</b>	

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Duración**

El siguiente cuadro presenta la duración de la exposición de la deuda:

**Cuadro 21**  
**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Duración promedio de la exposición de la deuda**

	Al 31 de diciembre de		<u>Variación</u>
	<u>2005</u>	<u>2006</u> (Años)	
Dólares de E.U.A.	4.1	4.2	0.03
Pesos mexicanos	2.2	1.7	(0.5)
Euros	1.4	3.6	2.3
Yenes japoneses	2.4	1.8	(0.5)
Franco suizos	0.2	0.0	(0.2)
<b>Total</b>	<b>3.7</b>	<b>3.6</b>	<b>(0.2)</b>

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Riesgo de tasas de interés**

La política de PEMEX es mantener un balance de pasivos a tasa fija y flotante para mitigar el impacto de fluctuaciones en tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2006 aproximadamente 59% de la exposición de la deuda de PEMEX era a tasa fija y el 41% restante a tasa flotante.

**Exposición de la deuda**

El siguiente cuadro muestra la exposición de la deuda a monedas extranjeras y a tasas de interés:

**Cuadro 22**  
**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Exposición de la deuda**  
**(sin considerar intereses devengados)**

	Al 31 de diciembre de					
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Porcentaje</u>		<u>2005</u>	<u>2006</u>
	<u>Por moneda</u>		<u>A tasa fija</u>		<u>A tasa flotante</u>	
Dólares de E.U.A.	79.1%	76.0%	64.8%	65.1%	35.2%	34.9%
Pesos mexicanos	20.8%	23.9%	48.8%	38.8%	51.2%	61.2%
Euros	0.003%	0.001%	32.0%	100.0%	68.0%	0.0%
Yenes japoneses	0.14%	0.10%	100.0%	100.0%	0.0%	0.0%
Franco suizos	0.0002%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>61.5%</b>	<b>58.8%</b>	<b>38.5%</b>	<b>41.2%</b>

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Otros aspectos relevantes

### Nombramientos

El 4 de diciembre de 2006, Jesús Reyes Heróles G.G. asumió el cargo de Director General de Petróleos Mexicanos, en sustitución de Luis Ramírez Corzo.

En los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, se ratificaron los nombramientos de:

- Carlos Morales Gil, Director General de Pemex - Exploración y Producción;
- Roberto Ramírez Soberón, Director General de Pemex - Gas y Petroquímica Básica; y
- Rafael Beverido Lomelín, Director General de Pemex – Petroquímica.

Asimismo, se designó a:

- José Antonio Ceballos, Director General de Pemex – Refinación; y
- Heber Cinco Ley, Director General del Instituto Mexicano del Petróleo.

El 27 de febrero de 2007 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos ratificó a los siguientes funcionarios:

Dirección General:

- Roberto Ortega Lomelín, Coordinador Ejecutivo de la Dirección General;
- Mariano Ruiz Funes, Coordinador de Asesores de la Dirección General; y
- Luis López González, Secretario Particular del Director General.

Dirección Corporativa de Operaciones:

- Raúl Livas Elizondo, Director Corporativo de Operaciones;
- Rolando Alejandro Hernández Albín, Subdirector de Procesos de Negocio e Infraestructura Tecnológica;
- Guillermo Camacho Uriarte, Subdirector de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental; y
- Raúl Mendoza Mata, Subdirector de Suministros.

Adicionalmente, durante el trimestre se realizaron los siguientes nombramientos en el Corporativo :

- Ernesto Ríos Montero, Director Corporativo de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos;
- Enrique Rodríguez Betancourt, Subdirector de Transportes por Ducto;
- Yolanda G. Valladares Valle, Gerente Corporativa de Desarrollo Social; y
- Carlos Ramírez Fuentes, Gerente Corporativo de Comunicación Social.

En Pemex - Exploración y Producción se nombró a:

- Antonio Escalera Alcocer, Subdirector Técnico de Exploración;
- Teóduo Gutiérrez Acosta, Subdirector Técnico de Explotación;
- Jorge Fernández Venegas, Subdirector de la Región Norte;
- Jorge Serrano Lozano; Subdirector de la Región Sur; y
- Adrián Oviedo Pérez en la Compañía Mexicana de Exploraciones (COMESA).

En Pemex – Gas y Petroquímica Básica se nombró a:

- Mario Nieto Garza, Subdirector de Ductos; y
- Miguel Bueno, Subdirector de Gas LP y Petroquímica Básica.

En Pemex - Refinación se nombró a:

- Claudio Urencio Castro, Subdirector de Almacenamiento y Distribución; y
- Antonio Álvarez Moreno, Subdirector de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

#### Nombramientos del Consejo de Administración

En el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos del 27 de febrero de 2007 se nombraron a los siguientes miembros:

- Georgina Kessel Martínez, Presidenta del Consejo y Secretaria de Energía;
- Juan Rafael Elvira Quesada, Consejero y Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales;
- Agustín Guillermo Carstens Carstens, Consejero y Secretario de Hacienda y Crédito Público;
- Eduardo Sojo Garza Aldape. Consejero y Secretario de Economía;
- Luis Téllez Kuenzler, Consejero y Secretario de Comunicaciones y Transporte; y
- Gerardo Ruiz Mateos, Consejero y Coordinador de Gabinetes y Proyectos Especiales de la Oficina de la Presidencia de la República.

En adición fueron nombrados como Consejeros Propietarios, cinco representantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.

#### Certificados de Industria Limpia

Petróleos Mexicanos recibió 86 certificados de industria limpia por parte de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (Profepa). Los certificados se entregaron a cinco áreas de Pemex- Exploración y Producción:

- Región Marina Suroeste,
- Región Marina Noreste,
- Activo Macuspana, de la Región Sur,
- Activo Veracruz, de la Región Norte, y
- Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

#### Certificados de reducción de emisiones

El 4 de marzo de 2007 PEMEX y la empresa noruega STATOIL firmaron el primer convenio para la compra-venta de certificados de reducción de emisiones, con el objetivo de reducir alrededor de 1.6 millones de toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero en un periodo de 10 años.

#### Cero accidentes incapacitantes

El 19 de febrero de 2007, Pemex – Gas y Petroquímica Básica, cumplió doce meses sin accidentes incapacitantes en todas sus instalaciones, como resultado del esfuerzo integral en materia de seguridad, salud y protección ambiental.

Este logro se debe a que desde hace más de 10 años se puso en marcha el Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (PROSSPA), el cual incluye la aplicación de las 12 mejores prácticas internacionales en seguridad y otras herramientas fundamentales, tales como disciplina operativa, administración de la seguridad de los procesos y la integridad mecánica, así como aseguramiento de la calidad. El programa también incluye una extensa campaña de capacitación.

**Incidentes**

Durante el cuarto trimestre de 2006 se presentaron los siguientes incidentes en los estados de Veracruz, Oaxaca, Tamaulipas y Tabasco.

- El 17 de octubre de 2006 se suscitó una explosión en el buque tanque Quetzalcóatl, propiedad de PEMEX, cuando la compañía contratista López García S.A. de C.V. realizaba trabajos de reparación en la grúa de carga en la Terminal Marítima de Pajaritos en Coatzacoalcos, Veracruz. El buque se encontraba vacío de combustible y fuera de operación por mantenimiento. No hubo daños ecológicos. Desafortunadamente fallecieron 7 personas en el accidente.
  - El 24 de octubre de 2006 se suscitó un incendio en la planta de alto vacío número uno en la Refinería Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz, Oaxaca. No se registraron daños personales ni se afectó la producción.
  - El 28 de octubre de 2006 se registró una fuga de combustóleo en el derecho de vía en la colonia Revolución Verde en la Ciudad Madero, Tamaulipas. Se estima que el derrame fue de alrededor de 1,600 litros de combustóleo. El personal técnico de la PEMEX reparó en dos días el ducto dañado y efectuó la limpieza de la calle y de las viviendas afectadas.
  - El 11 de noviembre de 2006 un acto vandálico provocó una fuga de hidrocarburo en el Campo Sánchez Magallanes, ubicado en la comunidad La Trinidad en el municipio de Cárdenas, Tabasco. El derrame fue de alrededor de 70 barriles. No se reportaron daños materiales ni personales.
-

## Anexo

Cuadro A1

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias																
Producción de crudo por campos seleccionados																
	2000	2001	2002	2003	2004				2005				2006			
					1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
	(Mbd)															
<b>Total</b>	<b>3,012</b>	<b>3,127</b>	<b>3,177</b>	<b>3,371</b>	<b>3,382</b>	<b>3,422</b>	<b>3,382</b>	<b>3,346</b>	<b>3,316</b>	<b>3,425</b>	<b>3,286</b>	<b>3,306</b>	<b>3,345</b>	<b>3,329</b>	<b>3,247</b>	<b>3,104</b>
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>1,763</b>	<b>1,986</b>	<b>2,152</b>	<b>2,416</b>	<b>2,440</b>	<b>2,479</b>	<b>2,436</b>	<b>2,408</b>	<b>2,375</b>	<b>2,450</b>	<b>2,305</b>	<b>2,300</b>	<b>2,334</b>	<b>2,289</b>	<b>2,174</b>	<b>2,026</b>
Akal y Nohoch	1,420	1,673	1,851	2,054	2,085	2,110	2,074	2,047	2,067	2,041	1,905	1,883	1,882	1,797	1,698	1,564
Ku	205	176	185	197	185	194	197	189	159	213	213	225	244	278	282	272
Zaap	30	26	21	41	53	53	54	68	53	77	75	71	82	76	66	62
Maloob	50	45	35	50	51	55	55	50	38	51	48	50	57	64	50	45
Chac	18	22	17	20	23	23	11	11	10	13	12	12	13	13	12	11
Kutz	-	5	9	13	9	12	13	13	10	14	11	11	12	12	12	12
Otros	40	40	32	41	34	33	31	30	37	40	39	48	44	50	56	59
<b>Región Marina Suroeste</b>	<b>622</b>	<b>554</b>	<b>452</b>	<b>398</b>	<b>389</b>	<b>391</b>	<b>388</b>	<b>384</b>	<b>381</b>	<b>394</b>	<b>390</b>	<b>419</b>	<b>428</b>	<b>454</b>	<b>498</b>	<b>519</b>
Caan	182	163	133	114	107	109	109	106	102	100	95	94	93	90	86	84
Chuc	140	118	107	99	92	93	93	94	98	103	99	112	111	106	110	99
Abkatún	108	103	80	69	59	57	52	50	49	47	41	38	34	31	29	27
Taratunich	50	43	39	36	35	33	33	32	27	24	17	19	24	33	39	40
Pol	74	62	42	35	30	28	23	21	19	18	16	14	14	13	13	15
Otros	69	64	51	44	67	72	78	81	86	102	122	142	152	181	220	255
<b>Región Sur</b>	<b>550</b>	<b>509</b>	<b>498</b>	<b>483</b>	<b>474</b>	<b>471</b>	<b>475</b>	<b>471</b>	<b>479</b>	<b>495</b>	<b>508</b>	<b>504</b>	<b>499</b>	<b>501</b>	<b>491</b>	<b>474</b>
Puerto Ceiba	17	21	38	46	70	79	82	77	77	81	81	70	63	59	52	45
Samaria	83	83	71	73	66	64	60	59	60	64	68	69	66	64	64	61
Iride	45	43	43	44	45	46	46	48	48	50	51	52	51	50	46	46
Jujo	61	56	56	51	47	45	45	41	45	52	51	51	54	58	59	55
Cunduacán	24	22	21	23	24	24	28	28	28	30	27	25	23	23	21	18
Tecominocán	32	29	27	23	21	19	18	19	20	22	23	25	28	31	30	26
Cárdenas	23	20	16	14	14	14	13	11	11	14	18	18	19	21	18	15
Sen	30	33	31	21	9	11	15	16	17	18	19	21	22	22	21	21
Pijije	4	5	9	12	12	11	11	10	10	12	14	14	14	15	15	14
Jolote	20	16	15	12	12	11	11	10	9	10	10	9	9	9	9	8
Cactus	11	12	10	12	11	11	11	10	11	9	9	8	8	9	9	8
Bellota	10	9	10	8	10	10	9	9	10	9	9	8	8	8	8	7
Chinchorro	10	10	9	10	10	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	8
Yagual	4	4	4	4	4	5	7	10	11	11	13	12	11	10	11	11
Rodador	2	2	3	7	7	7	6	5	5	5	5	6	4	4	5	5
Otros	174	144	136	122	111	107	107	108	108	101	104	110	111	112	117	123
<b>Región Norte</b>	<b>77</b>	<b>79</b>	<b>75</b>	<b>74</b>	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>82</b>	<b>83</b>	<b>81</b>	<b>86</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>84</b>	<b>85</b>	<b>84</b>	<b>85</b>
Poza Rica	10	11	10	10	10	11	12	11	10	10	10	9	10	10	10	10
Arenque	6	8	8	9	8	8	8	9	10	10	9	9	8	9	8	8
Agua Fria	3	2	2	2	6	6	6	8	6	6	5	6	7	8	8	6
Tajín	2	1	1	3	6	6	6	5	6	6	6	6	6	5	5	5
Tamaulipas	8	8	7	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Constituciones	7	7	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Otros	42	41	40	39	39	38	40	38	39	43	43	43	43	43	44	47

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Cuadro A2

Petróleos Mexicanos, Subsidiary Entities and Subsidiary Companies  
Producción de gas natural por campos seleccionados

					2004				2005				2006			
	2000	2001	2002	2003	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
<b>Total</b>	<b>4,679</b>	<b>4,511</b>	<b>4,423</b>	<b>4,498</b>	<b>4,557</b>	<b>4,570</b>	<b>4,577</b>	<b>4,586</b>	<b>4,640</b>	<b>4,861</b>	<b>4,839</b>	<b>4,928</b>	<b>5,094</b>	<b>5,281</b>	<b>5,478</b>	<b>5,565</b>
	(MMpcd)															
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>737</b>	<b>794</b>	<b>831</b>	<b>940</b>	<b>948</b>	<b>959</b>	<b>945</b>	<b>938</b>	<b>918</b>	<b>965</b>	<b>914</b>	<b>915</b>	<b>931</b>	<b>958</b>	<b>923</b>	<b>870</b>
Akal y Nohoch	543	610	676	750	761	770	757	747	755	745	695	687	687	698	675	634
Ku	133	123	98	111	102	101	102	98	82	106	109	115	127	152	150	137
Otros	60	61	57	80	85	89	86	93	81	113	110	113	117	108	99	99
<b>Región Marina Suroeste</b>	<b>820</b>	<b>736</b>	<b>621</b>	<b>581</b>	<b>609</b>	<b>600</b>	<b>599</b>	<b>602</b>	<b>601</b>	<b>654</b>	<b>656</b>	<b>707</b>	<b>750</b>	<b>810</b>	<b>908</b>	<b>953</b>
Caan	278	258	215	206	222	221	207	212	207	216	205	198	196	189	181	176
Chuc	177	148	131	119	105	92	92	92	97	108	117	130	118	113	121	109
Taratunich	75	67	65	67	69	65	67	62	54	49	32	37	57	73	87	81
Sinan	-	-	-	1	32	44	57	61	63	80	89	88	94	104	156	136
Abkatún	82	78	62	56	52	49	45	42	43	42	33	27	33	31	29	29
Uech	51	45	43	40	39	40	36	32	28	25	22	25	26	28	30	25
Otros	157	139	104	92	91	89	96	101	109	134	160	203	226	272	304	398
<b>Región Sur</b>	<b>1,857</b>	<b>1,743</b>	<b>1,704</b>	<b>1,630</b>	<b>1,532</b>	<b>1,507</b>	<b>1,486</b>	<b>1,456</b>	<b>1,419</b>	<b>1,408</b>	<b>1,398</b>	<b>1,377</b>	<b>1,361</b>	<b>1,318</b>	<b>1,355</b>	<b>1,375</b>
Muspac	216	212	235	215	171	146	133	128	124	116	117	104	92	86	81	78
Samaria	113	114	94	99	102	102	106	99	94	89	89	79	78	76	81	76
Catedral	134	123	124	128	111	104	95	92	82	75	71	68	66	54	53	49
Girdaldas	96	102	103	96	91	90	87	87	83	78	69	67	64	61	63	63
Copano	79	86	80	82	84	84	74	72	70	68	64	59	60	55	53	51
Cunduacán	64	57	51	55	72	70	72	69	77	90	90	94	99	101	97	92
Iride	68	76	74	77	67	69	68	77	83	92	96	102	109	109	101	106
Puerto Ceiba	11	18	24	29	43	52	58	57	52	54	53	47	43	39	35	32
Jujo	82	81	71	58	47	46	48	41	46	53	59	59	64	54	54	57
José Colomo	63	60	47	37	37	35	35	35	35	35	36	35	32	31	28	29
Sen	86	92	91	64	25	30	38	39	41	45	47	53	56	57	55	55
Pijije	12	14	26	35	35	32	32	30	29	34	41	42	42	42	43	42
Luna	110	89	85	51	36	33	31	30	30	21	25	21	21	20	17	18
Tecominoacán	40	37	30	25	30	30	30	33	31	36	33	35	40	41	41	37
Saramako	-	-	2	14	21	23	32	36	29	28	25	22	20	19	16	14
Cárdenas	47	35	31	28	24	23	30	29	26	29	40	38	41	41	38	33
Cactus	21	22	19	25	26	25	27	23	25	23	22	22	20	23	24	19
Bellota	26	25	28	27	29	30	20	22	26	26	23	24	23	21	21	19
Otros	590	501	489	486	480	481	471	456	438	415	401	405	393	388	450	505
<b>Región Norte</b>	<b>1,266</b>	<b>1,238</b>	<b>1,268</b>	<b>1,347</b>	<b>1,469</b>	<b>1,504</b>	<b>1,547</b>	<b>1,590</b>	<b>1,703</b>	<b>1,834</b>	<b>1,871</b>	<b>1,930</b>	<b>2,052</b>	<b>2,196</b>	<b>2,292</b>	<b>2,366</b>
Culebra	320	274	219	201	179	164	153	182	182	185	167	153	157	161	171	183
Cuitláhuac	122	126	109	91	92	104	129	127	116	115	116	117	121	120	116	112
Arcos	199	175	148	141	128	115	90	82	76	81	101	109	104	101	100	78
Cocuite	18	27	45	90	112	99	102	92	84	77	71	65	57	52	55	52
Vistoso	-	-	-	8	59	79	85	95	111	118	119	120	120	116	118	113
Santa Rosalia	9	24	63	53	62	66	70	55	56	56	58	71	55	48	46	44
Corindón	26	40	59	59	62	49	44	44	45	41	36	49	48	49	46	46
Arcabuz	93	57	46	33	38	35	41	47	54	67	76	65	71	77	81	79
Torrecillas	1	5	21	34	36	46	38	36	36	41	41	43	43	35	38	35
Velero	2	9	13	22	41	36	38	38	50	50	49	51	54	65	73	91
Arenque	27	28	29	30	32	32	33	32	31	32	33	31	32	34	34	34
Copite	47	35	33	27	28	29	30	30	28	27	22	26	27	25	25	25
Otros	402	439	482	557	601	648	693	732	833	945	982	1,030	1,163	1,311	1,390	1,472

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo

## Cuadro A3

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Estados de situación financiera consolidados

	Al 31 de diciembre de				
	2005 (Ps. mm)	2006	Variación	2006 (US\$mm)	
<b>Activo circulante</b>	<b>304,629</b>	<b>384,924</b>	<b>26%</b>	<b>80,294</b>	<b>35,376</b>
Efectivo y valores de inmediata realización	125,724	188,684	50%	62,960	17,341
Cuentas, documentos por cobrar y otros	122,658	132,194	8%	9,536	12,149
Inventarios	52,633	59,815	14%	7,183	5,497
Instrumentos financieros derivados	3,614	4,231	17%	616	389
<b>Propiedades y equipo</b>	<b>669,308</b>	<b>710,488</b>	<b>6%</b>	<b>41,180</b>	<b>65,296</b>
<b>Otros activos</b>	<b>110,881</b>	<b>109,322</b>	<b>-1%</b>	<b>(1,558)</b>	<b>10,047</b>
<b>Total del activo</b>	<b>1,084,818</b>	<b>1,204,734</b>	<b>11%</b>	<b>119,916</b>	<b>110,719</b>
<b>Pasivo de corto plazo</b>	<b>171,143</b>	<b>169,927</b>	<b>-1%</b>	<b>(1,216)</b>	<b>15,617</b>
Deuda a corto plazo <sup>(1)</sup>	37,558	63,841	70%	26,283	5,867
Proveedores	32,216	35,759	11%	3,543	3,286
Cuentas y gastos acumulados por pagar	10,803	14,063	30%	3,260	1,292
Impuestos por pagar	70,762	43,376	-39%	(27,386)	3,986
Instrumentos derivados financieros	19,804	12,888	-35%	(6,917)	1,184
<b>Pasivo de largo plazo</b>	<b>941,634</b>	<b>994,854</b>	<b>6%</b>	<b>53,220</b>	<b>91,430</b>
Deuda a largo plazo <sup>(2)</sup>	521,924	505,475	-3%	(16,449)	46,455
Reserva laboral	390,890	454,578	16%	63,687	41,777
Otros pasivos a largo plazo <sup>(3)</sup>	26,762	30,371	13%	3,609	2,791
Impuestos diferidos	2,058	4,431	115%	2,373	407
<b>Total del pasivo</b>	<b>1,112,777</b>	<b>1,164,781</b>	<b>5%</b>	<b>52,004</b>	<b>107,047</b>
<b>Total del patrimonio</b>	<b>(27,959)</b>	<b>39,954</b>		<b>67,913</b>	<b>3,672</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>1,084,818</b>	<b>1,204,735</b>	<b>11%</b>	<b>119,916</b>	<b>110,719</b>

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

(1) Incluye vencimientos a menos de doce meses de deuda documentada (Petróleos Mexicanos, el Pemex Project Funding Master Trust, el vehículo financiero mexicano Trust F/163, Pemex Finance y RepconLux).

(2) Incluye vencimientos a más de doce meses de deuda documentada (Petróleos Mexicanos, el Pemex Project Funding Master Trust, el vehículo financiero mexicano Trust F/163, Pemex Finance y Repcon Lux).

(3) Corresponde al saldo de la reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, créditos diversos y otros.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Cuadro A4

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Estado de resultados consolidado

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>		<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>Variación</u>		<u>2006</u>
	(Ps. mm)			(US\$mm)	(Ps. mm)				(US\$mm)	
<b>Ventas totales</b>	<b>265,947</b>	<b>240,605</b>	<b>-10%</b>	<b>(25,342)</b>	<b>22,112</b>	<b>966,284</b>	<b>1,062,495</b>	<b>10%</b>	<b>96,211</b>	<b>97,647</b>
En México <sup>(1)</sup>	142,262	133,019	-6%	(9,243)	12,225	525,583	546,738	4%	21,155	50,247
Exportaciones	123,685	107,586	-13%	(16,099)	9,888	440,701	515,757	17%	75,056	47,400
<b>Costos y gastos de operación<sup>(2)</sup></b>	<b>165,704</b>	<b>131,017</b>	<b>-21%</b>	<b>(34,687)</b>	<b>12,041</b>	<b>447,313</b>	<b>481,146</b>	<b>8%</b>	<b>33,833</b>	<b>44,219</b>
Costo de lo vendido	147,682	106,487	-28%	(41,195)	9,787	375,817	403,106	7%	27,289	37,047
Gastos de distribución	6,999	7,023	0.3%	24	645	22,799	24,019	5%	1,220	2,207
Gastos de administración	11,022	17,507	59%	6,484	1,609	48,697	54,022	11%	5,325	4,965
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>100,244</b>	<b>109,589</b>	<b>9%</b>	<b>9,345</b>	<b>10,072</b>	<b>518,971</b>	<b>581,348</b>	<b>12%</b>	<b>62,378</b>	<b>53,428</b>
<b>Costo integral de financiamiento</b>	<b>717</b>	<b>2,799</b>	<b>290%</b>	<b>2,082</b>	<b>257</b>	<b>4,661</b>	<b>22,983</b>	<b>393%</b>	<b>18,322</b>	<b>2,112</b>
<b>Otros gastos (ingresos)</b>	<b>2,157</b>	<b>(8,835)</b>		<b>(10,992)</b>	<b>(812)</b>	<b>(12,317)</b>	<b>(69,742)</b>		<b>(57,425)</b>	<b>(6,409)</b>
<b>Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos</b>	<b>97,369</b>	<b>115,624</b>	<b>19%</b>	<b>18,255</b>	<b>10,626</b>	<b>526,627</b>	<b>628,107</b>	<b>19%</b>	<b>101,481</b>	<b>57,725</b>
<b>Impuestos, derechos y aprovechamientos</b>	<b>167,186</b>	<b>119,773</b>	<b>-28%</b>	<b>(47,413)</b>	<b>11,008</b>	<b>604,164</b>	<b>582,855</b>	<b>-4%</b>	<b>(21,309)</b>	<b>53,566</b>
Derechos sobre hidrocarburos y otros	164,900	119,773	-27%	(45,127)	11,008	583,131	582,855	0.0%	(276)	53,566
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	2,286	-		(2,286)	-	21,033	-		(21,033)	-
<b>Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento</b>	<b>(6,506.9)</b>	<b>-</b>		<b>6,507</b>	<b>-</b>	<b>(1,837)</b>	<b>-</b>		<b>1,837</b>	<b>-</b>
<b>Rendimiento (pérdida) neto</b>	<b>(76,324)</b>	<b>(4,149)</b>		<b>72,175</b>	<b>(381)</b>	<b>(79,374)</b>	<b>45,252</b>		<b>124,627</b>	<b>4,159</b>

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

(1) Las cifras de 2005 incluyen el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS). Las ventas de 2006 no incluyen IEPS porque el IEPS fue negativo durante 2006.

(2) Incluye el costo por reserva laboral.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Cuadro A5

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Patrimonio**

	Al 31 de diciembre de				2006 (US\$mm)
	2005 (Ps. mm)	2006	Variación		
<b>Total del patrimonio</b>	<b>(27,959)</b>	<b>39,954</b>	<b>-243%</b>	<b>67,913</b>	<b>3,672</b>
Certificados de contribución "A"	93,445	93,445	-	-	8,588
Aportación patrimonial	81,505	128,468	58%	46,963	11,807
Efecto de la reserva laboral	(28,388)	(46,576)	64%	(18,188)	(4,280)
Utilidad integral	(6,782)	(1,699)	-75%	5,083	(156)
Exceso o insuficiencia en el patrimonio	150,183	154,101	3%	3,917	14,162
Rendimiento (pérdidas) acumulados	(317,923)	(287,786)	-9%	30,138	(26,448)
De años anteriores	(238,549)	(333,038)	40%	(94,489)	(30,607)
Rendimiento (pérdida) del ejercicio	(79,374)	45,252		124,627	4,159

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Cuadro A6

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Estados consolidados de cambios en la situación financiera**

	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>Variación</b>	<b>2006</b>
	<b>(Ps. mm)</b>	<b>(Ps. mm)</b>		<b>(US\$mm)</b>
<u>Actividades de operación</u>				
<b>Rendimiento (pérdida) neto</b>	<b>(79,374)</b>	<b>45,252</b>	<b>124,627</b>	<b>4,159</b>
<i>Cargos a resultados que no requirieron la utilización de recursos:</i>	119,846	136,637	14%	16,791
Depreciación y amortización	54,931	63,293	15%	8,362
Otras partidas virtuales	64,915	73,344	13%	8,428
<b>Flujo derivado del resultado neto del ejercicio</b>	<b>40,472</b>	<b>181,889</b>	<b>349%</b>	<b>141,417</b>
<i>Variaciones en el capital de trabajo:</i>	19,739	(50,843)		(4,673)
Cuentas, documentos por cobrar y otros	9,571	(9,076)		(834)
Inventarios	(6,291)	(2,581)	-59%	3,710
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales y otros activos	5,555	5,491	-1%	(65)
Proveedores	6,064	3,543	-42%	(2,520)
Otros pasivos	4,840	(48,220)		(4,432)
<b>Recursos generados (utilizados) en actividades de operación</b>	<b>60,210</b>	<b>131,046</b>	<b>118%</b>	<b>70,836</b>
<u>Actividades de financiamiento ajeno</u>				
Financiamiento bancario	14,190	61,973	337%	47,784
Financiamiento bursátil	179,877	95,900	-47%	(83,977)
Otros financiamientos	-	-	0%	-
Amortización de financiamiento bancario	(58,162)	(131,741)	127%	(73,579)
Amortización de financiamiento bursátil	(43,317)	(3,023)		40,293
Otras partidas	(68,474)	(13,276)	-	55,198
<b>Recursos generados (utilizados) mediante financiamiento</b>	<b>59,460</b>	<b>40,997</b>	<b>-31%</b>	<b>(18,463)</b>
<u>Actividades de inversión</u>				
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(86,332)	(105,151)	22%	(18,819)
Venta de otras inversiones con carácter permanente	1,131	(3,932)		(5,063)
<b>Recursos generados (utilizados) en actividades de inversión</b>	<b>(85,201)</b>	<b>(109,083)</b>		<b>(23,882)</b>
<b>Incremento en efectivo y valores de inmediata realización</b>	<b>34,469</b>	<b>62,960</b>	<b>83%</b>	<b>28,491</b>
<b>Efectivo y valores de inmediata realización al inicio del ejercicio</b>	<b>91,256</b>	<b>125,724</b>	<b>38%</b>	<b>34,469</b>
<b>Efectivo y valores de inmediata realización al final del ejercicio</b>	<b>125,724</b>	<b>188,684</b>	<b>50%</b>	<b>62,960</b>
Recursos generados (utilizados) en actividades de operación	60,210	131,046	118%	70,836
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(85,201)	(109,083)	28%	(23,882)
<b>Flujo libre de caja**</b>	<b>(24,991)</b>	<b>21,963</b>		<b>46,954</b>

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

\*\*El flujo libre de caja y el flujo libre de caja discrecional no son registros bajo las Normas de Información Financiera, pero son reconciliados a las NIF como se indica arriba

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

	<b>Cuadro A7</b>						<b>Total</b>
	<b><u>Exploración y Producción</u></b>	<b><u>Refinación<sup>(1)</sup></u></b>	<b><u>Gas y Petroquímica Básica</u></b>	<b><u>Petroquímica</u></b>	<b><u>Compañías Subsidiarias y Corporativo</u></b>	<b><u>Eliminaciones entre entidades</u></b>	
<b>Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2006</b>							
Ventas totales	857,769	436,787	213,713	30,160	681,507	(1,157,440)	1,062,495
Clientes externos	-	392,220	133,664	20,855	515,757	-	1,062,495
Intersegmentos	857,769	44,567	80,049	9,305	165,750	(1,157,440)	-
Rendimiento (pérdida) de operación	665,588	(79,907)	10,332	(11,425)	(3,303)	63	581,348
Rendimiento (pérdida) neto	73,139	(34,046)	6,083	(17,376)	52,676	(35,224)	45,252
<b>Al 31 de diciembre de 2006</b>							
Activos	1,056,631	343,979	128,908	69,661	1,964,854	(2,359,299)	1,204,734
<b>Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2005</b>							
Ventas totales	745,320	407,351	225,675	30,210	565,188	(1,007,460)	966,284
Clientes externos	-	367,540	139,735	21,036	437,973	-	966,284
Intersegmentos	745,320	39,811	85,940	9,174	127,215	(1,007,460)	-
Rendimiento (pérdida) de operación	546,995	(27,855)	10,292	(9,427)	(21,243)	20,208	518,970
Rendimiento (pérdida) neto	(18,988)	(55,425)	6,953	(17,205)	(73,761)	79,052	(79,374)
<b>Al 31 de diciembre de 2005</b>							
Activo	877,767	308,811	100,928	53,820	1,565,875	(1,822,383)	1,084,818

\*Estados financieros consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financieras (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con las Normas de Información Financiera en México, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2006.

(1) Las ventas a clientes externos de Refinación son netas de IEPS en 2005. Refinación no obtuvo ingresos por IEPS en 2006 porque el IEPS de 2005 fue negativo.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Si desea contactarnos o ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, favor de llamar o mandar un correo a:

Teléfono: (52 55) 1944 9700  
Buzón de voz: (52 55) 1944 2500 ext. 59412

[ri@dcf.pemex.com](mailto:ri@dcf.pemex.com)

Celina Torres  
ctorresu@dcf.pemex.com

Andrés Brüggmann  
abruggmann@dcf.pemex.com

Rebeca González  
rgonzalez@dcf.pemex.com

Armando Acosta  
aacosta@dcf.pemex.com

Elizabeth Osman  
eosman@dcf.pemex.com

Guillermo Regalado  
gregalado@dcf.pemex.com

Paulina Nieto  
pnietob@dcf.pemex.com

**PEMEX es la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es el productor exclusivo de los recursos petroleros y de gas en México. Sus organismos subsidiarios son Pemex - Exploración y Producción, Pemex - Refinación, Pemex - Gas y Petroquímica Básica y Pemex - Petroquímica. La principal compañía subsidiaria es PMI, que realiza las transacciones de comercio internacional.**

*Los montos en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica están convertidos al tipo de cambio del 31 de diciembre de 2006 de Ps. 10.881 por dólar*

*Este documento contiene proyecciones a futuro. También se pueden realizar proyecciones a futuro en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y a la Securities and Exchange Commission (SEC), en nuestro reporte anual, en circulares de ofertas y prospectos, en declaraciones a la prensa y en otro tipo de materiales escritos así como en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados.*

*Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:*

- actividades de exploración y producción,
- actividades de importación y exportación, y
- proyecciones de inversión y otros costos, objetivos, ingresos y liquidez, etc.

*Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera de nuestro control. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:*

- cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural,
- efectos causados por nuestra competencia,
- limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos,
- eventos políticos o económicos en México,
- desempeño del sector energético, y
- cambios en la regulación.

*Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no tenemos obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada en la SEC ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)) y el prospecto de PEMEX registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores ([www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx)). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.*

*La SEC permite que, en sus reportes las empresas de crudo y gas divulguen reservas probadas que hayan demostrado, por producción actual o pruebas de formación concluyentes, que son, bajo condiciones económicas y operativas existentes, económicamente y legalmente producibles. Nosotros usamos ciertos términos en este documento, tales como reservas totales, reservas probables y reservas posibles, que los lineamientos de la SEC prohíben estrictamente utilizar en sus reportes. Los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F, "File No. 0-99", disponible en nuestro portal [www.pemex.com](http://www.pemex.com) o en Marina Nacional 329 Piso 38 Col. Huasteca, Cd. de México, 11311 o en el (52 55) 1944 9700. Esta forma puede también obtenerla directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.*

*El EBITDA, el flujo libre de caja y el flujo libre de caja discrecional son medidas no contempladas en las Normas de Información Financiera (NIF).*