

3 de mayo de 2006

Reporte de resultados financieros dictaminados de PEMEX al 31 de diciembre de 2005

Principales aspectos financieros

PEMEX, la empresa petrolera mexicana y la novena empresa petrolera a nivel mundial¹, dirigida por Luis Ramírez Corzo, anunció sus resultados consolidados dictaminados al 31 de diciembre de 2005.

- ✦ Las ventas totales aumentaron 19%, respecto al 2004, alcanzando Ps. 928.6 miles de millones (US\$ 86.2 miles de millones)
- ✦ El rendimiento antes de impuestos incrementó 7%, ubicándose en Ps. 506.1 miles de millones (US\$47.0 miles de millones)
- ✦ La pérdida neta fue de Ps. 76.3 miles de millones (US\$7.1 miles de millones)

Tabla 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				
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>	
	(Ps. mm)			(US\$mm)		(Ps. mm)			(US\$mm)	
Ventas totales	215,650	255,587	19%	39,938	23,714	799,368	928,643	16%	129,275	86,163
En México ⁽¹⁾	124,155	136,720	10%	12,565	12,685	463,977	505,109	9%	41,132	46,866
Exportaciones	91,495	118,867	30%	27,373	11,029	335,392	423,534	26%	88,142	39,297
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos⁽¹⁾	132,458	93,577	-29%	(38,881)	8,682	474,615	506,112	7%	31,497	46,959
Impuestos, derechos y aprovechamientos	132,642	160,673	21%	28,031	14,908	490,142	580,629	18%	90,487	53,873
Rendimiento (pérdida) neto	(185)	(73,350)		(73,166)	(6,806)	(26,345)	(76,282)		(49,937)	(7,078)
EBITDA⁽²⁾	145,645	117,124	-20%	(28,520)	10,867	514,613	595,671	16%	81,058	55,269
EBITDA / Gasto financiero bruto ⁽³⁾	13.1	9.6				15.7	11.3			

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

(1) Incluye el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), que fue de Ps. 7,941 millones en el cuarto trimestre de 2004 y Ps. 2,197 millones en el cuarto trimestre de 2005.

(2) Ingreso antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización. Excluye IEPS.

(3) Excluye intereses capitalizados.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

¹ Petroleum Intelligence Weekly Ranking, diciembre, 2005.

Principales aspectos operativos

- ✦ En 2005, la producción de gas natural alcanzó un máximo histórico al promediar 4,818 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd)
- ✦ El número de pozos en operación alcanzó un máximo histórico al ubicarse en 5,925. Asimismo, el número de pozos perforados registró un máximo histórico de 742
- ✦ Con la instrumentación del Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), al cierre de 2005 se observó una reducción de 29% en el índice de frecuencia de accidentes en relación a 2004

Aspectos operativos

Exploración y producción

Producción de crudo

Durante 2005 la producción de crudo promedió 3,333 miles de barriles diarios (Mbd), 1% menor que la de 2004, que fue de 3,383 Mbd. La producción de crudo ligero y superligero aumentó 2% y 7%, respectivamente. Sin embargo, la producción de crudo pesado disminuyó 3%.

Entre los principales factores que impactaron la producción de crudo en 2005 se encuentran:

- Condiciones climatológicas adversas, en particular el paso de los huracanes Emily, Katrina, Rita, Stan y Wilma, que generaron disminución en la producción por cierres temporales y acumulación de inventarios (56.3 Mbd).
- Obras de infraestructura en Ku-Maloob-Zaap (5.8 Mbd)
- El incremento en la producción de crudos ligeros se debió principalmente a la terminación y reparación de pozos en los complejos Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Litoral de Tabasco

La acumulación de inventarios se debió a que algunas refinerías en Estados Unidos de América con las que PEMEX tiene acuerdos comerciales sufrieron daños, por lo que se tuvo que interrumpir el envío de crudo. Es importante señalar que los huracanes no causaron daños a la infraestructura de PEMEX.

Tabla 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		
	2004	2005	Variación	2004	2005	Variación
	(Mbd)			(Mbd)		
Líquidos	3,793	3,732	-2% (61)	3,834	3,769	-2% (65)
Petróleo crudo	3,346	3,306	-1% (39)	3,383	3,333	-1% (50)
Pesado	2,429	2,323	-4% (105)	2,458	2,387	-3% (71)
Ligero	775	818	5% 42	790	802	2% 13
Superligero	141	165	17% 24	135	144	7% 9
Líquidos del gas natural ⁽¹⁾	447	426	-5% (21)	451	435	-3% (15)

(1) Incluye condensados.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Producción de gas natural

En 2005 la producción total de gas natural aumentó 5% en comparación con 2004. La producción de gas no-asociado aumentó 19% y la de gas asociado disminuyó 2%. El aumento anual se debió a la incorporación de nuevos pozos de desarrollo y a trabajos de infraestructura en las Cuencas de Burgos y Veracruz.

Envío de gas a la atmósfera

Durante 2005 el envío de gas a la atmósfera representó 3.9% de la producción total de gas natural. El incremento respecto a 2004 se debió a:

- La reparación de un ducto que va de la Terminal Marítima Dos Bocas a instalaciones de compresión en Cunduacán
- Obras de mantenimiento en la plataforma Akal J-4 en el complejo Cantarell

Tabla 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				
	2004	2005	Variación		2004	2005	Variación		
	(MMpcd)				(MMpcd)				
Total	4,586	4,928	7%	342	4,573	4,818	5%	245	
Asociado	2,961	2,972	0.4%	11	3,010	2,954	-2%	(56)	
No-asociado	1,625	1,956	20%	331	1,563	1,864	19%	301	
Envío de gas a la atmósfera	132	193	46%	60	153	182	19%	30	
Envío de gas / producción total	2.9%	3.9%			3.3%	3.8%			

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Pozos en operación

Durante 2005 el número de pozos en operación alcanzó un máximo histórico al ubicarse en 5,925. Asimismo, el número de pozos perforados registró un máximo histórico de 742.

La actividad total de perforación aumentó en 15 pozos la actividad total de perforación. Se perforaron 44 pozos de desarrollo más que en 2004 y 29 pozos exploratorios menos que en 2004.

El incremento en pozos de desarrollo se debió principalmente a:

- Mayor disponibilidad de equipos en proyectos como Burgos y Veracruz
- Mayor actividad en perforación en proyectos como Jujo-Tecominoacán, Ku-Maloob-Zaap y El Golpe – Puerto Ceiba

La reducción en pozos exploratorios se debió principalmente a:

- Terminación y reclasificación de pozos exploratorios como de desarrollo
- Ajustes en la estrategia de exploración
- Reducción en el presupuesto asignado a esta actividad

Tabla 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>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
	(Número de pozos)				(Número de pozos)			
Pozos perforados	184	181	-2%	(3)	727	742	2%	15
Desarrollo	157	159	1%	2	624	668	7%	44
Exploración	27	22	-19%	(5)	103	74	-28%	(29)
Pozos en operación ⁽¹⁾					5,448	5,925	9%	477
Inyección					231	254	10%	23
Producción					5,217	5,671	9%	454
Crudo					2,986	3,128	5%	142
Gas no asociado					2,231	2,543	14%	312

(1) Al 31 de diciembre de 2005.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Información sísmica

En 2005 la obtención de información sísmica 2D ascendió a 3,678 km en tanto que la obtención de información sísmica 3D alcanzó 6,843 km². La disminución en estas actividades se debe principalmente al avance de los proyectos a las fases de análisis e interpretación de la información previamente obtenida.

Nuevas localizaciones aprobadas

Durante 2005 las nuevas localizaciones aprobadas fueron 156. Al igual que en la obtención de información sísmica, la disminución se debe básicamente al avance de proyectos exploratorios a fases subsecuentes de estudio.

Tabla 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>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
Sísmica								
2D (Km.)	4,140	352	-92%	(3,789)	11,688	3,678	-69%	(8,010)
3D (Km ²)	2,658	183	-93%	(2,475)	26,379	6,843	-74%	(19,536)
Nuevas localizaciones aprobadas (número)	139	79	-43%	(60)	238	156	-34%	(82)

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Descubrimientos

A continuación se muestran los principales descubrimientos realizados en 2005:

Tabla 6

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Principales descubrimientos

<u>Proyecto</u>	<u>4T05</u>	<u>Era geológica</u>	<u>Producción inicial</u>	<u>Tipo</u>
Campeche Oriente	Pit-1	Cretácico	2.2 Mbd	Crudo pesado
Campeche Oriente	Ichalkil-1	Cretácico	1.8 Mbd	Crudo Ligero
Crudo Ligero Marino	Xanab-1	Cretácico	4.3 Mbd	Crudo Ligero
Burgos	Niquel-1	Oligoceno	3.8 MMpcd	Gas natural no asociado
Burgos	Antiguo-8	Paleoceno	4.3 MMpcd	Gas natural no asociado
Burgos	Caravana-1	Paleoceno	4.7 MMpcd	Gas natural no asociado
Veracruz	Huace-1	Mioceno	5.3 MMpcd	Gas natural no asociado

**Programa
Estratégico
de Gas
(PEG)**

El Programa Estratégico de Gas (PEG) tiene como objetivo incrementar tanto las reservas probadas de gas natural como la producción de gas natural.

El PEG contempla actividades de exploración y explotación. La exploración está enfocada a áreas de alto potencial para su sucesivo desarrollo. La explotación incluye acciones para optimizar la operación de campos existentes de gas.

El PEG inició actividades a mediados de 2001 con una producción promedio de 19 MMpcd de gas natural y se conformaba originalmente de 20 proyectos:

- 3 integrales -exploración y desarrollo- (Cuenca de Veracruz, Cuenca de Macuspana y Crudo Ligero Marino)
- 10 exploratorios
- 7 de desarrollo

El PEG incluye proyectos en tres de las cuatro regiones operativas de PEMEX (Región Norte, Región Sur, Región Marina Suroeste y Región Marina Noreste).

En la Región Norte, el PEG ha evolucionado favorablemente con el desarrollo del campo Cocuite y con descubrimientos exploratorios como Papán, Playuela, Vistoso Apertura, Arquimia, Lizamba y Madera, incluidos en el proyecto Cuenca de Veracruz.

En la Región Sur se han realizado importantes descubrimientos como el de un bloque adicional en el proyecto San Manuel y como el de los campos Shishito, Saramako y Viche en la Cuenca Macuspana. En términos de desarrollo, a través de nuevas inversiones se busca reactivar la producción de los campos Narváez y Cafeto.

En la Región Marina Suroeste el programa incluye los proyectos Crudo Ligero Marino e Ixtal-Manik. El primero incluye los campos Sinán, May, Yum, Kab, Citam y Bolontiku. El segundo proyecto incluye los campos Ixtal y Manik.

Durante el periodo 2001-2005 se han realizado las siguientes actividades:

- Perforación y terminación de 140 pozos exploratorios y 263 de desarrollo
- 205 reparaciones mayores a pozos en explotación
- Adquisición de 879 km de sísmica 2D y 27,857 km² de sísmica 3D
- Construcción de 199 obras (ductos e instalaciones)

En 2005 el PEG alcanzó una producción aproximada de 1,113 MMpcd de gas natural. Actualmente el PEG incluye 18 proyectos:

- 3 proyectos integrales -exploración y desarrollo-
- 12 proyectos exploratorios y
- 3 de desarrollo

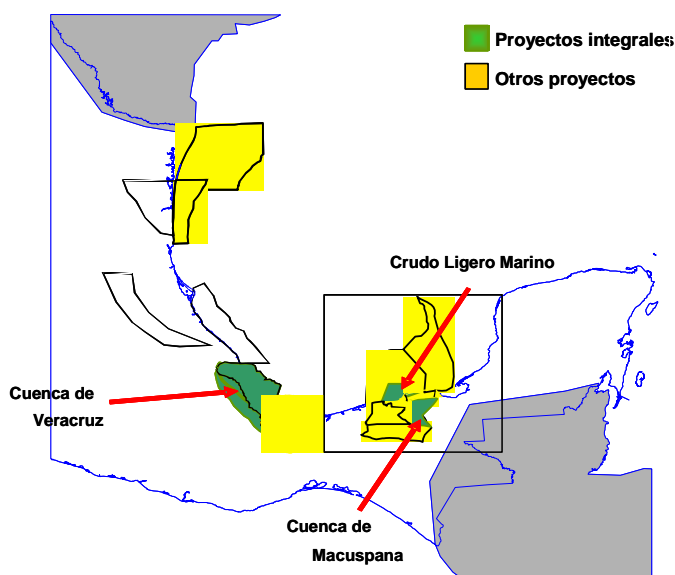
A largo plazo el PEG contempla las siguientes actividades:

- Perforación y terminación de 842 pozos exploratorios y 165 de desarrollo
- Reparación de 154 pozos
- Adquisición de 1,600 km de información sísmica 2D y 6,559 km² de información sísmica 3D
- Construcción de infraestructura de desarrollo

En el 2008 se espera que el PEG alcance una producción de alrededor de 2,000 MMpcd y en el 2015 una producción máxima de 2,800 MMpcd.

Se estima que la inversión total en el periodo 2006-2019 sea aproximadamente US\$27 miles de millones.

Figura 1
Principales proyectos del Programa Estratégico de Gas



Proyecto Cantarell

Mediante estudios realizados al yacimiento, se estima que la producción para 2006 será de 1,905 Mbd, aproximadamente, monto 6% inferior a la producción 2005. Para los años 2007 y 2008, las producciones estimadas son de 1,683 y 1,430 Mbd, respectivamente, sujeto a la obtención de los montos de inversión requeridos.

CSM

Durante el primer trimestre de 2005 se realizaron licitaciones para tres bloques bajo el esquema de Contratos de Servicios Múltiples:

- El contrato del bloque Pirineo se firmó por un monto de US\$645 millones
- La firma del bloque Monclova no se pudo realizar debido a causas externas a PEMEX
- La licitación del bloque Ricos se declaró desierta

PEMEX analizará la conveniencia de futuras licitaciones para los bloques no asignados.

Planta de inyección de nitrógeno

Durante el primer trimestre de 2005 se inició la construcción de una planta de inyección de nitrógeno para el complejo Antonio J. Bermúdez que se espera finalice en 2007 y contribuya a incrementar la producción de hidrocarburos en dicho complejo.

Gas y petroquímica básica**Proceso de gas y producción de gas seco**

Durante 2005 el proceso de gas húmedo dulce aumentó 18% debido a la mayor producción de gas natural no-asociado en las cuencas de Burgos y Veracruz y a la operación estable de las plantas criogénicas modulares 1 y 2 en el Centro Procesador de Gas (CPG) Burgos.

El proceso de gas húmedo amargo en tierra disminuyó 6% como resultado de:

- Menor oferta de gas húmedo amargo producido en las regiones marinas derivada de los cierres de producción por la acumulación de inventarios
- Mayor volumen de gas natural procesado en la planta marina de tratamiento del centro de proceso Akal-C en Cantarell, donde el gas tratado es reinyectado a los pozos para mejorar su producción

A pesar de la menor oferta de gas húmedo amargo, la producción de gas seco aumentó 1%; no obstante, la producción de líquidos del gas disminuyó 3%.

Tabla 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			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
	(MMpcd)				(MMcfd)			
Proceso de gas en tierra	3,968	3,862	-3%	(106)	3,963	3,879	-2%	(84)
Gas húmedo amargo	3,297	3,124	-5%	(173)	3,349	3,153	-6%	(196)
Gas húmedo dulce	672	739	10%	67	614	726	18%	112
Producción								
Gas seco	3,193	3,183	-0.3%	(10)	3,144	3,147	0.1%	3
Líquidos del gas natural (Mbd) ⁽¹⁾	447	426	-5%	(21)	451	435	-3%	(15)

(1) Incluye condensados.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Obras de infraestructura

Con el fin de aumentar la capacidad de proceso de gas húmedo dulce en la zona norte del país, se espera que durante los primeros nueve meses de 2006 entren en operación las plantas criogénicas modulares 3 y 4 en el Centro Procesador de Gas (CPG) Burgos. Las obras de construcción de estas plantas iniciaron a finales de 2004 y principios de 2005, respectivamente y, al igual que las plantas criogénicas 1 y 2 que iniciaron operaciones en 2004, cada planta tendrá una capacidad de procesamiento de 200 MMpcd de gas húmedo dulce.

A finales de 2005 PEMEX obtuvo los permisos necesarios para la construcción de un ducto de gas licuado de petróleo (GLP) que permitirá transportar hasta 30 Mbd de GLP del CPG Burgos a la ciudad de Monterrey.

Asimismo, con el fin de elevar la eficiencia de la distribución del gas seco y gas licuado de petróleo, PEMEX inició un proceso de actualización y modernización del sistema SCADA -Supervisión, Control y Adquisición de Datos- (por sus siglas en inglés Supervisory, Control and Data Acquisition), cuya función es la de monitorear en tiempo real las condiciones operativas de la red de ductos.

Por otra parte, en el primer semestre de 2006 PEMEX espera iniciar la construcción de la Estación de Compresión Emiliano Zapata, en el estado de Veracruz, que ayudará a incrementar el transporte de gas seco de las zonas sur y norte del país a la zona centro.

En agosto de 2005 inició operaciones la planta recuperadora de azufre en el Centro Procesador de Gas (CPG) La Cangrejera. Esta planta tiene una capacidad de 10 toneladas diarias y está diseñada para recuperar el 96% del azufre contenido en la corriente de gas ácido proveniente de la sección de endulzamiento de la planta fraccionadora instalada en el CPG La Cangrejera. Como resultado, se emitirá a la atmósfera un máximo de 50 kg de bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado, cantidad 50% inferior a la establecida en la Norma Oficial Mexicana NOM-137-SEMARNAT-2003 y a parámetros internacionales.

Refinación

Proceso

El proceso total de crudo durante 2005 disminuyó 1%. El proceso de corrientes pesadas disminuyó 0.2% al igual que el de corrientes ligeras 2%. La reducción en el proceso fue consecuencia principalmente de:

- Mayor número de trabajos de mantenimiento de ductos en relación a 2004 por la instrumentación del Programa Emergente de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA)
- Condiciones climatológicas adversas en el Golfo de México
- Fallas en el suministro de energía eléctrica
- Mantenimiento de plantas

Tabla 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			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
	(Mbd)				(Mbd)			
Proceso total	1,247	1,236	-1%	(12)	1,303	1,284	-1%	(19)
Corrientes pesadas	540	521	-3%	(18)	543	542	-0.2%	(1)
Corrientes ligeras	708	714	1%	7	760	743	-2%	(18)

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Utilización de la capacidad

En 2005 la utilización de la capacidad de destilación primaria disminuyó 1% con respecto a 2004, de 84.6% a 83.4%, como consecuencia de la reducción en el proceso de corrientes pesadas.

Producción de refinados

Ante un menor proceso de crudo, durante 2005 la producción de gasolinas, combustóleo y diesel disminuyeron 3%, 5% y 2%; respectivamente. Otros factores que influyeron en la menor producción de combustóleo fueron la estabilización del proceso de coquización en las refinerías de Madero y Cadereyta y la mayor elaboración de asfaltos.

Tabla 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			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
	(Mbd)				(Mbd)			
Producción total	1,529	1,522	-0.5%	(8)	1,587	1,554	-2%	(33)
Gasolinas	451	440	-3%	(11)	468	456	-3%	(12)
Combustóleo	354	343	-3%	(11)	368	351	-5%	(17)
Diesel	316	327	3%	11	325	318	-2%	(6)
Gas licuado de petróleo (GLP)	248	239	-4%	(9)	253	246	-3%	(7)
Turbosina	55	62	13%	7	62	63	2%	1
Otros ⁽¹⁾	105	111	6%	6	112	120	8%	9

(1) Incluye principalmente parafinas, extracto de furfural y aeroflex.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Margen variable de refinación aumentó 72%

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 refinerías (autoconsumos)
- Energía eléctrica, agua y catalizadores (servicios auxiliares)

En 2005 el margen variable de refinación aumentó 72% con respecto a 2004, de US\$4.27 a US\$7.34 por barril, debido a mayores precios de productos refinados.

Franquicias

El número de franquicias de estaciones de servicio se ubicó en 7,172 al 31 de diciembre de 2005, 7% mayor a las 6,732 existentes al 31 de diciembre de 2004.

Petroquímicos**Producción**

En 2005 la producción de petroquímicos disminuyó 1% en comparación con 2004, debido principalmente a la menor producción de derivados del metano, resultado de los altos precios del gas natural observados durante 2005. No obstante, la producción de polietileno de baja densidad y de etileno observaron incrementos derivados de:

- Ampliaciones de los trenes de producción de la planta de polietileno de baja densidad en el Centro Petroquímico La Cangrejera
- Mayor producción de cloruro de vinilo en el Centro Petroquímico Pajaritos

La producción de propileno y derivados disminuyó por condiciones desfavorables del mercado del acrilonitrilo por altos precios del propileno.

Tabla 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			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
	(Mt)				(Mt)			
Producción total	2,809	2,644	-6%	(165)	10,731	10,603	-1%	(128)
Derivados del metano								
Amoniaco	222	114	-48%	(108)	681	514	-25%	(168)
Metanol	38		-	-	165	81	-51%	(84)
Derivados del etano								
Etileno	243	280	15%	37	1,007	1,085	8%	78
Oxido de etileno	82	62	-25%	(20)	299	321	7%	21
Polietileno de baja densidad	67	83	24%	16	262	296	13%	34
Polietileno de alta densidad	46	45	-4%	(2)	181	169	-7%	(12)
Cloruro de vinilo		69	-	-	63	159	151%	96
Aromáticos y derivados								
Tolueno	62	62	0%	(0)	214	253	18%	38
Etilbenceno	48	41	-15%	(7)	179	155	-13%	(24)
Benceno	44	34	-24%	(11)	136	160	18%	24
Propileno y derivados								
Acrlonitrilo	18	10	-45%	(8)	72	63	-12%	(9)
Propileno	104	92	-12%	(12)	416	380	-9%	(37)
Otros ⁽¹⁾	1,835	1,753	-4%	(82)	7,055	6,968	-1%	(87)

(1) Incluyen glicoles, reformado pesado, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, ácido clorhídrico, ácido muriático, hexano, heptano y otros.
 Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Proyecto Fénix

El nuevo alcance del Proyecto Fénix consiste en la ampliación de los crackers de etileno de los Centros Petroquímicos La Cangrejera y Morelos, de 600 a 875 Mt anuales cada uno. Las gasolinas naturales utilizadas como insumo para estas plantas serán abastecidas por PEMEX. Anteriormente estas gasolinas eran enviadas a exportación ante la falta de capacidad de proceso.

La producción de petroquímicos intermedios derivada de estas ampliaciones servirá como insumo para una planta de polietilenos y un nuevo tren de aromáticos que PEMEX pretende construir en colaboración con compañías de la iniciativa privada, tanto nacional como internacional.

Nueva planta petroquímica

En 2006 PEMEX espera iniciar operaciones de una planta "swing" en el Centro Petroquímico Morelos, en Coatzacoalcos, Veracruz. La planta tendrá una capacidad de producción de 300 Mt anuales de polietileno lineal de baja densidad o polietileno de alta densidad, indistintamente.

Fusión de petroquímicas

El 15 de septiembre de 2005 la Secretaría de Energía solicitó una prórroga de 6 meses para llevar a cabo la fusión de las siete subsidiarias de Pemex Petroquímica, de conformidad con la resolución publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de septiembre de 2004.

Comercio internacional ²

Exportaciones de crudo

Durante 2005 las exportaciones de petróleo crudo de PEMEX promediaron 1,817 Mbd, 3% menores a las registradas en 2004. Aproximadamente 84% de las exportaciones totales de petróleo crudo estuvieron compuestas por crudo pesado (Maya) y el resto por crudo ligero y superligero (Istmo y Olmeca).

En 2005 el 78% del total de las exportaciones de crudo fueron destinadas a los Estados Unidos de América, mientras que el 22% restante fue distribuido a Europa (11%), al resto del Continente Americano (9%) y al Lejano Oriente (2%).

El precio ponderado de la mezcla mexicana de exportación se ubicó en US\$42.69 por barril, comparado con US\$31.05 por barril en 2004.

Exportaciones de refinados y petroquímicos

En 2005 las exportaciones de productos refinados se ubicaron en 186 Mbd, 23% mayores a las de 2004. Lo anterior se debió a la alta disponibilidad de residuo largo, turbosina y nafta. Las exportaciones de petroquímicos disminuyeron 7%, o 63 Mt, situándose en 853 Mt, principalmente debido a un incremento de inventarios.

Tabla 11
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Exportaciones⁽¹⁾

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2004	2005	Variación		2004	2005	Variación	
Exportación de crudo (Mbd) ⁽²⁾								
Total	1,968	1,888	-4%	(81)	1,870	1,817	-3%	(53)
Pesado	1,676	1,508	-10%	(168)	1,622	1,520	-6%	(101)
Ligero	63	172	172%	108	27	81	196%	54
Superligero	229	208	-9%	(21)	221	216	-3%	(6)
Precio promedio (US\$/b)	33.45	45.54	36%	12	31.05	42.69	37%	12
Productos refinados (Mbd)	136	192	41%	56	152	186	23%	34
Petroquímicos (Mt)	223	174	-22%	(48)	916	853	-7%	(63)

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

(2) Excluye maquila de crudo.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Importaciones

En 2005 las importaciones de gas natural promediaron 480 MMpcd, 37% menos en comparación con 2004. La disminución se atribuyó a mayor producción y menor demanda nacional.

Las importaciones de productos refinados aumentaron 26%, de 310 Mbd a 392 Mbd. Este incremento se debió principalmente a una mayor importación de gasolinas y diesel.

Las importaciones de petroquímicos aumentaron 44%, situándose en 397 Mt.

² Fuente: PMI.

Tabla 12
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Importaciones⁽¹⁾

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
Gas natural (MMpcd)	801	284	-65%	(517)	766	480	-37%	(285)
Productos refinados (Mbd) ⁽²⁾	392	450	15%	58	310	392	26%	81
Petroquímicos (Mt)	70	159	127%	89	277	397	44%	121

(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, 111 Mbd y 103 Mbd de GLP para el cuarto trimestre de 2004 y 2005, respectivamente; y 84 Mbd y 73 Mbd de GLP para el periodo enero - diciembre de 2004 y 2005, respectivamente.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Seguridad industrial

SSPA

En mayo de 2005 PEMEX empezó la instrumentación del Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA). Mediante este programa se identificaron y pusieron en práctica una serie de acciones dirigidas a contener el número y gravedad de los accidentes personales e industriales en PEMEX.

Se espera que la instrumentación del SSPA tendrá una duración de tres años. PEMEX se propone alcanzar cero accidentes, lesiones, emisiones contaminantes y enfermedades en todos sus centros de trabajo.

El SSPA incorpora las 12 mejores prácticas preventivas y correctivas en materia de seguridad a nivel mundial, así como la revisión y observancia de:

- Análisis causa-raíz
- Administración de la seguridad de procesos con énfasis en la integridad mecánica
- Cuidado del medio ambiente
- Seguridad del trabajo
- Disciplina operativa
- Auditorías efectivas
- Planes de respuesta a emergencias
- Pruebas de sistemas de protección y análisis de riesgos

Indicadores de accidentalidad a la baja

Con la ejecución del proyecto SSPA, los indicadores de accidentalidad de PEMEX han mostrado una tendencia a la baja. Al cierre de 2005 se observó una reducción de 29%, respecto al cierre de 2004, en el índice de frecuencia de accidentes, que pasó de 1.50 a 1.06 por millón de horas hombre laborados con exposición al riesgo.

Entre las acciones que han coadyuvado para disminuir los índices de frecuencia de accidentes se encuentra la implementación inmediata de 53 visitas de evaluación a instalaciones críticas de PEMEX.

Resultados financieros al 31 de diciembre de 2005

Ventas totales

IEPS

Durante el 2005 el pago de impuestos, derechos y aprovechamientos de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios³ fue equivalente al 60.8% de sus ventas totales más un aprovechamiento sobre rendimientos excedentes aplicable a exportaciones de crudo. El 60.8% de ventas totales incluyó el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz.

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:

- La SHCP establece el precio al público o precio final de gasolinas y diesel. Usualmente se incrementa en línea con el nivel de inflación esperada
- El precio productor de gasolinas y diesel de PEMEX está ligado a una referencia internacional más ajustes por logística

La diferencia entre el precio final y el precio productor se compone de:

- IEPS
- Impuesto al Valor Agregado (IVA)
- Margen por servicio
- Transporte a la estación de servicio

Con excepción del IEPS, el IVA, el margen por servicio y el transporte a la estación de servicio son porcentajes preestablecidos. Por lo tanto, cuando el precio del crudo es elevado y el precio productor de gasolinas y diesel se incrementa, el IEPS disminuye, y viceversa.

Durante 2005 PEMEX no estuvo en posibilidades de reflejar en el precio final de gasolina y diesel el incremento en el precio productor de estos combustibles. Por lo tanto, las cifras de ventas hubiesen sido Ps. 24.2 miles de millones superiores si reflejaran el incremento en el precio productor.

Lo anterior ya no sucederá en el 2006 ya que, de conformidad con una modificación a la Ley de Ingresos de la Federación 2006, a partir del 1 de enero de 2006 en caso de que el precio productor de gasolinas y diesel sea superior al precio final o precio al público, esta diferencia será acreditada a otros impuestos y derechos que PEMEX paga.

Subsidios

PEMEX subsidia diesel para uso agropecuario y marino, gasolina para pesca ribereña, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP).

³ Las Compañías Subsidiarias de Petróleos Mexicanos con domicilio en México tienen un régimen fiscal similar al de otras empresas en México.

Tabla 13
Impacto en ventas por no reflejar incremento en costos durante 2005

	<u>Ventas en México</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Precio al público</u> ^{(1),(3)}	<u>Precio productor</u>	<u>Costo de oportunidad</u>	<u>Pérdida contable</u>
	(Mbd)	(Mbd)	(Ps. por litro)	(Ps. por litro)	(Ps. mm)	(Ps. mm)
Gasolina ⁽²⁾	671.3	163.9	4.83	5.09	(10,341)	(2,525)
Diesel	320.1	21.4	4.32	5.06	(13,841)	(925)
GLP	313.6	72.9	2.71	2.97	(4,674)	(1,086)
	(MMpcd)	(MMpcd)	(US\$ por MMBtu)	(US\$ por MMBtu)	(Ps. mm)	(Ps. mm)
Gas natural	2,632.4	480.4	7.62	8.05	(4,501)	(821)
Total					(33,357)	(5,358)

(1) Para gasolina y diesel, el precio al público de PEMEX no incluye IEPS, IVA, margen de servicio ni transporte a la estación de servicio.

(2) Se estima que 50% de las importaciones corresponden a gasolina Pemex Magna, 47% a gasolina Pemex Premium y el 3% restante a componentes para la fabricación de gasolinas.

(3) Para gas natural, el precio de referencia de Reynosa, Tamaulipas.

Ventas totales

Durante 2005 las ventas totales incluyendo IEPS se incrementaron 16% en pesos constantes, de Ps. 799.4 miles de millones en 2004 a Ps. 928.6 miles de millones (US\$86.2 miles millones).

Ventas en México

En 2005 las ventas en México incluyendo IEPS se incrementaron 9%, de Ps. 464.0 miles de millones a Ps. 505.1 miles de millones (US\$46.9 miles de millones). Las ventas en México sin IEPS aumentaron 19%, de Ps. 407.4 miles de millones a Ps. 484.9 miles de millones (US\$45.0 miles de millones).

Si PEMEX hubiera reflejado en sus ventas en México sin IEPS el incremento en el precio productor de gasolinas y diesel, éstas hubieran aumentado Ps. 101.6 miles de millones, o 25%. La variación porcentual del costo de lo vendido en 2005 también fue de 25%.

- Las ventas de gas natural aumentaron 10%, de Ps. 73.5 miles de millones a Ps. 81.1 miles de millones (US\$7.5 miles de millones). El volumen de ventas de gas natural disminuyó 4%, de 2,756 MMpcd a 2,632 MMpcd. El precio promedio de gas natural fue de US\$7.62 por millón de Unidad Térmica Británica (MMBtu), mientras que en 2004 promedió US\$6.60 por MMBtu
- Las ventas de productos refinados sin IEPS aumentaron 21%, de Ps. 314.9 miles de millones a Ps. 382.0 miles de millones (US\$35.4 miles de millones). El volumen de ventas de productos refinados aumentó 3%, de 1,719 Mbd a 1,772 Mbd. El IEPS causado por dichas ventas disminuyó 64%, de Ps. 56.5 miles de millones a Ps. 20.2 miles de millones (US\$1.9 miles de millones). Las ventas de productos refinados con IEPS aumentaron 8%, de Ps. 371.4 miles de millones a Ps. 402.2 miles de millones (US\$37.3 miles de millones)
- Las ventas de petroquímicos aumentaron 14%, de Ps. 19.1 miles de millones a Ps. 21.8 miles de millones (US\$2.0 miles de millones). El volumen de ventas de petroquímicos aumentó 6%, de 3,531Mt a 3,749 Mt

Tabla 14
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					
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>		
	(Ps. mm)			(US\$mm)	(Ps. mm)			(US\$mm)		
Ventas en México incluyendo IEPS	124,155	136,720	10%	12,565	12,685	463,977	505,109	9%	41,132	46,866
Ventas en México sin IEPS	116,214	134,523	16%	18,309	12,482	407,449	484,895	19%	77,446	44,991
Gas natural	20,521	23,585	15%	3,064	2,188	73,495	81,082	10%	7,587	7,523
Productos refinados incluyendo IEPS	97,854	107,249	10%	9,395	9,951	371,425	402,208	8%	30,784	37,319
Productos refinados	89,913	105,052	17%	15,138	9,747	314,897	381,994	21%	67,097	35,443
IEPS	7,941	2,197	-72%	(5,743)	204	56,528	20,214	-64%	(36,314)	1,876
Gasolinas	43,739	52,503	20%	8,764	4,871	153,562	188,136	23%	34,574	17,456
Diesel	19,873	21,114	6%	1,241	1,959	65,105	80,226	23%	15,121	7,444
GLP	12,455	13,835	11%	1,381	1,284	44,749	49,386	10%	4,636	4,582
Otros	13,846	17,599	27%	3,753	1,633	51,481	64,247	25%	12,766	5,961
Productos petroquímicos	5,781	5,887	2%	106	546	19,057	21,819	14%	2,762	2,024

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 15
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Volumen de ventas en México⁽¹⁾

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	
Gas natural (MMpcd)	2,760	2,506	-9%	(254)	2,756	2,632	-4%	(124)
Productos refinados (Mbd)	1,754	1,794	2%	41	1,719	1,772	3%	53
Gasolina	663	699	5%	36	636	671	6%	35
Diesel	315	331	5%	16	303	320	6%	17
GLP	341	330	-3%	(11)	328	314	-4%	(14)
Otros	434	434	-0.1%	(0.3)	452	467	3%	14
Petroquímicos (Mt)	921	920	-0.03%	(0.3)	3,531	3,749	6%	218

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

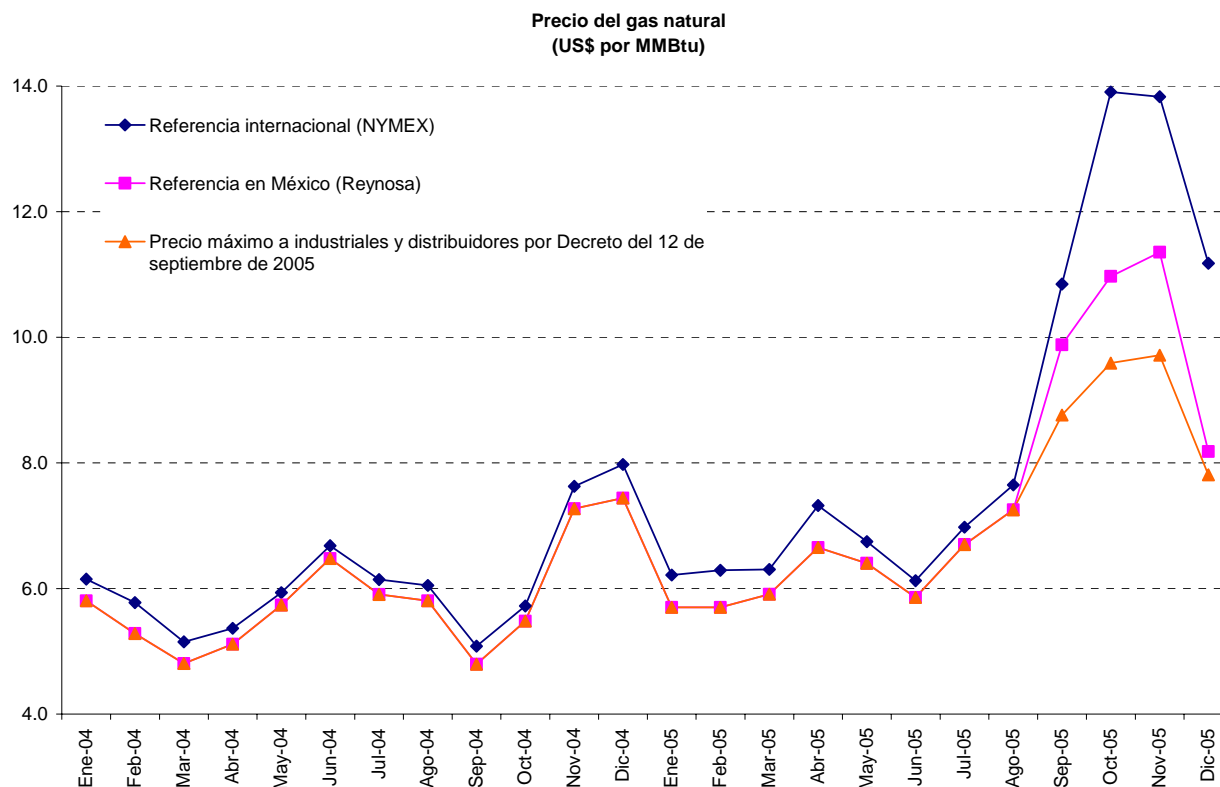
Precios del gas natural

En 2005 el precio promedio de gas natural fue de US\$7.62 por millón de Unidad Térmica Británica (MMBtu), mientras que en 2004 promedió US\$6.60 por MMBtu.

De conformidad con el Decreto Presidencial del 12 de septiembre de 2005, el precio de venta de gas natural para consumidores industriales y distribuidores fue equivalente al precio de Reynosa, Tamaulipas de agosto de 2005 (US\$7.253 por MMBtu) más la diferencia entre el precio de Reynosa, para el mes en cuestión, menos 7.253. Esta diferencia se multiplicaba por 0.21, que fue el porcentaje de gas natural importado. Casi la mitad del volumen de ventas de gas natural en México se destina a consumidores industriales y distribuidores.

Durante el cuarto trimestre de 2005, el precio máximo establecido representó el 77% del precio de mercado (US\$10.17 por MMBtu).

Figura 2
Precios del gas natural



Exportaciones

En 2005 las ventas por exportaciones fueron Ps. 423.5 miles de millones (US\$39.3 miles de millones), 26% mayores a las de 2004 de Ps. 335.4 miles de millones. El desglose de las ventas por exportaciones durante 2005, comparado con el mismo período de 2004, es el siguiente:

- Las ventas por exportaciones de petróleo crudo y condensados aumentaron 24%, de Ps. 305.0 miles de millones a Ps. 378.9 miles de millones (US\$35.2 miles de millones). El volumen de exportaciones de petróleo crudo disminuyó 3%, de 1,870 Mbd a 1,817 Mbd
- Las ventas por exportaciones de productos refinados aumentaron 47%, de Ps. 27.7 miles de millones a Ps. 40.8 miles de millones (US\$3.8 miles de millones). El volumen de exportaciones de productos refinados aumentó 23%, de 152 Mbd a 186 Mbd
- Las ventas por exportaciones de petroquímicos aumentaron 41%, de Ps. 2.7 miles de millones a Ps. 3.8 miles de millones (US\$0.4 miles de millones). El volumen de las exportaciones de petroquímicos disminuyó 7%, de 916 Mt a 853 Mt

Tabla 16
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>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>	
	(Ps. mm)			(US\$mm)		(Ps. mm)			(US\$mm)	
Exportaciones totales	91,495	118,867	30%	27,373	11,029	335,392	423,534	26%	88,142	39,297
Petróleo crudo y condensados	84,144	106,061	26%	21,917	9,841	305,007	378,906	24%	73,899	35,156
Productos refinados	6,659	12,035	81%	5,376	1,117	27,680	40,810	47%	13,130	3,787
Productos petroquímicos	692	771	11%	79	72	2,705	3,818	41%	1,114	354

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Costos y gastos de operación

Costos y gastos de operación

En 2005 se observó un aumento en los costos y gastos de operación de 31%, o Ps. 100.9 miles de millones respecto al 2004, situándose en Ps. 429.9 miles de millones (US\$39.9 miles de millones). Esto se debió principalmente a:

- Un incremento de 43% o Ps. 50.2 miles de millones por compra de productos
- Un incremento de 22% o Ps. 16.9 miles de millones en gastos de operación, principalmente en servicios personales, adquisición de materiales y fletes
- Un incremento de 22% o Ps. 9.5 miles de millones por depreciación y amortización
- Un aumento de 94% o Ps. 7.7 miles de millones por gastos de exploración y pozos no exitosos
- Un incremento de 14% o Ps. 6.5 miles de millones en el costo de la reserva laboral
- Una disminución de 5% o Ps. 1.7 miles de millones en conservación, mantenimiento y mantenimiento operacional
- Una disminución de 10% o Ps. 0.6 miles de millones por variación de inventarios

Costo de lo vendido

Durante 2005 el costo de lo vendido aumentó 32% respecto a 2004, o Ps. 88.3 miles de millones, alcanzando Ps. 361.2 miles de millones (US\$33.5 miles de millones). La variación se compone principalmente por:

- Un incremento de 51% o Ps. 60.1 miles de millones por compra de productos
- Un incremento de 30% o Ps. 9.6 miles de millones por depreciación y amortización
- Un incremento de 23% o Ps. 9.4 miles de millones en gastos de operación, principalmente en servicios personales y adquisición de materiales
- Un incremento de 94% o Ps. 7.7 miles de millones por gastos de exploración y pozos no exitosos
- Un incremento de 10% o Ps. 2.6 miles de millones en el costo de la reserva laboral
- Un aumento de 5% o Ps. 0.6 miles de millones en gastos de maquila
- Una disminución de 6% o Ps. 2.1 miles de millones en conservación y mantenimiento, principalmente en mantenimiento operacional
- Una disminución de 10% o Ps. 0.6 miles de millones por variación de inventarios

Gastos de distribución

En 2005, los gastos de distribución incrementaron 21%, de Ps. 18.2 miles de millones a Ps. 21.9 miles de millones (US\$2.0 miles de millones). Este incremento se debió principalmente a un incremento de 20%, o Ps. 2.3 miles de millones por incremento en fletes.

Gastos de administración

En 2005 los gastos de administración crecieron 23%, de Ps.37.9 miles de millones a Ps. 46.8 miles de millones (US\$4.3 miles millones). El aumento se atribuyó principalmente a:

- Un incremento de Ps. 5.3 miles de millones por gastos de operación
- Un incremento de Ps. 3.4 miles de millones en el crecimiento del costo de la reserva laboral, atribuido principalmente a reclasificaciones que modificaron la proporción de prorrateo del costo de la reserva laboral y por la incorporación de servicios médicos

Costo por reserva laboral

En 2005 el costo por reserva laboral aumentó 14%, de Ps. 46.0 miles de millones a Ps. 52.5 miles de millones (US\$4.9 miles de millones). Este incremento refleja:

- Un aumento de Ps. 7.2 miles de millones (US\$0.7 miles de millones) debido a la modificación de condiciones laborales⁴
- Un aumento de Ps. 3.2 miles de millones (US\$0.3 miles de millones) como consecuencia de otros efectos actuariales (variación en las partidas pendientes de amortizar conforme al cálculo actuarial)
- Un aumento de Ps. 2.8 miles de millones (US\$0.3 miles de millones) ocasionado por la diferencia entre la negociación salarial y de prestación realizada contra la esperada
- Un aumento de Ps. 2.7 miles de millones (US\$0.3 miles de millones) ocasionado por el cambio de hipótesis actuariales
- Un aumento de Ps. 1.1 miles de millones (US\$0.1 miles de millones) por el otorgamiento de jubilaciones anticipadas
- Un aumento de Ps. 0.9 miles de millones (US\$0.1 miles de millones) ocasionado por un año más de servicio de los trabajadores
- Una disminución de Ps. 8.7 miles de millones (US\$0.8 miles de millones) por el efecto inicial en 2004 derivado del reconocimiento de los servicios médicos
- Una disminución de Ps. 1.5 miles de millones (US\$0.1 miles de millones) por el efecto inicial en 2005 derivado del reconocimiento de la nueva reserva por concepto de terminación de la relación laboral antes de que los trabajadores alcancen la edad de retiro
- Una disminución de Ps. 1.2 miles de millones (US\$0.1 miles de millones) por terminaciones de servicios

Rendimiento de operación**Aumentó de 6%**

El rendimiento de operación fue Ps. 498.8 miles de millones (US\$46.3 miles de millones), 6% superior a la cifra comparable de 2004 de Ps. 470.4 miles de millones.

Sin considerar el IEPS, el incremento del rendimiento de operación fue 16% mayor, o Ps. 64.7 miles de millones, al pasar de Ps. 413.8 miles de millones a Ps. 478.5 miles de millones (US\$44.4 miles de millones).

⁴ Representan el efecto de la aplicación de compromisos resultantes de las revisiones salariales, la concesión de jubilaciones anticipadas y la aplicación de políticas de incentivo al retiro voluntario.

Costo integral de financiamiento

Reducción del CIF

En 2005 el costo integral de financiamiento disminuyó Ps. 2.8 miles de millones, pasando de un costo de Ps. 7.3 miles de millones a un costo de Ps. 4.5 miles de millones (US\$0.4 miles de millones). La reducción se debió principalmente a:

- Un aumento de Ps. 14.5 miles de millones de intereses netos
- Un aumento de Ps. 21.2 miles de millones de ganancia cambiaria
- Una disminución de Ps. 3.9 en la utilidad por posición monetaria

Intereses netos

En 2005 los intereses netos –sin considerar intereses capitalizables- aumentaron 61%, de Ps. 23.9 miles de millones a Ps. 38.4 miles de millones (US\$3.6 miles de millones).

Los intereses a cargo aumentaron Ps. 20.1 miles de millones, mientras que los intereses a favor incrementaron Ps. 5.6 miles de millones.

Desde el 1 de julio de 2005 los intereses a cargo de Pemex Finance, Ltd. consolidan en los estados financieros de PEMEX.

Ganancia cambiaria

En 2005 PEMEX obtuvo una ganancia cambiaria de Ps. 17.6 miles de millones (US\$1.6 miles de millones), comparado a una pérdida cambiaria de Ps. 3.6 miles de millones en 2004.

Este aumento se debió principalmente a la apreciación del tipo de cambio del peso respecto al dólar de 4.32% en 2005, comparado a una depreciación de 0.26% en 2004.

Resultado por posición monetaria

En 2005 la utilidad por posición monetaria fue de Ps. 16.3 miles de millones (US\$1.5 miles de millones), representando una disminución de Ps. 3.9 miles de millones respecto a la utilidad por posición monetaria de 2004.

La disminución de la posición monetaria se debió a una disminución en la inflación de 2004 de 5.19%, comparado con 3.33% en 2005.

Tabla 17

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			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u>
	(Ps. mm)			(US\$mm)	(Ps. mm)			(US\$mm)
Costo integral de financiamiento	(1,809)	689		64	7,283	4,479		416
Intereses a favor	(195)	230		21	(8,929)	(14,491)		(1,345)
Intereses a cargo	11,136	12,158	9%	1,128	32,823	52,931	61%	4,911
Pérdida (ganancia) por variación cambiaria	(5,126)	(1,315)		(122)	3,586	(17,628)		(1,636)
Resultado por posición monetaria (utilidad)	(7,625)	(10,384)		(963)	(20,198)	(16,333)		(1,515)

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Otros ingresos

Otros ingresos netos

En 2005 el rubro de otros ingresos netos pasó de Ps. 11.5 miles de millones a Ps. 11.8 miles de millones (US\$1.1 miles de millones). Este aumento se debió principalmente al incremento en ingresos por coberturas de gas natural.

Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos

Rendimiento antes de impuestos

En 2005 el rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos fue Ps. 506.1 miles de millones (US\$47.0 miles de millones), en comparación con Ps. 474.6 miles de millones. El aumento de 7% se debió a:

- Un aumento de Ps. 28.4 miles de millones del rendimiento de operación
- Un aumento de Ps. 0.3 miles de millones de otros ingresos netos
- Una reducción de Ps. 2.8 miles de millones del costo integral de financiamiento

Impuestos, derechos y aprovechamientos

Aumento de 18%

En 2005, el monto de impuestos, derechos y aprovechamientos aumentó 18%, pasando de Ps. 490.1 miles de millones a Ps. 580.6 miles de millones (US\$53.9 miles de millones).

IEPS

En 2005 el IEPS fue de Ps. 20.2 miles de millones (US\$1.9 miles de millones), esto es Ps. 36.3 miles de millones inferior al observado en 2004.

ARE En 2005 el Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) reemplazó al Aprovechamiento para Obras de Infraestructura en materia de exploración, gas, refinación y petroquímica (AOI). El ARE representó el 39.2% de los ingresos por exportación de petróleo crudo por arriba de US\$23.0 por barril. Se estableció que durante 2005 el ARE generado a partir de US\$27.0 por barril se asignara como sigue:

- 50% a gasto de inversión de PEMEX en exploración, producción y refinación, gas y petroquímica
- 50% a programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas

En 2005 el ARE fue de Ps. 56.4 miles de millones (US\$5.2 miles de millones), mientras que en 2004, el AOI fue de Ps. 35.6 miles de millones.

El anticipo del reembolso del ARE correspondiente a 2005 fue por Ps. 22.0 miles de millones (US\$2.0 miles de millones). Los recursos obtenidos en los primeros seis meses de 2005 fueron utilizados para inversión en el mismo año, mientras que los recursos recibidos durante el tercer y cuarto trimestres de 2005 se utilizarán durante 2006. En adición, de conformidad con el Presupuesto de Egresos de la Federación 2005, PEMEX recibió en 2005 un reembolso por Ps. 22.6 miles de millones⁵.

Tabla 18
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					
	2004 (Ps. mm)	2005	Variación	2005 (US\$mm)	2004 (Ps. mm)	2005	Variación	2005 (US\$mm)	2005	
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	132,642	160,673	21%	28,031	14,908	490,142	580,629	18%	90,487	53,873
Derechos sobre extracción y otros	112,741	141,784	26%	29,043	13,155	398,023	504,036	27%	106,013	46,767
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	7,941	2,197	-72%	(5,743)	204	56,528	20,214	-64%	(36,314)	1,876
Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes ⁽¹⁾	11,960	16,692	40%	4,732	1,549	35,591	56,379	58%	20,788	5,231

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

(1) Para 2003 este monto equivale al aprovechamiento para obras de infraestructura (AOI).

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

⁵ Artículo 21 inciso "J" (Capítulo I "Disposiciones Generales", Título II del Ejercicio por Resultados del Gasto Público en la Disciplina Presupuestaria, del Presupuesto de Egresos de la Federación 2005.

Rendimiento neto

Pérdida neta

En 2005 PEMEX registró un pérdida neta de Ps. 76.3 miles de millones (US\$7.1 miles de millones), comparada con una pérdida neta de Ps. 26.3 miles de millones. El aumento de Ps. 49.9 miles de millones se explica por:

- Un aumento en el rendimiento de operación de Ps. 28.4 miles de millones. De no considerarse el impacto de subsidios y IEPS negativo, el incremento en el rendimiento de operación hubiera sido de Ps. 61.8 miles de millones
- Una disminución en el costo integral de financiamiento de Ps. 2.8 miles de millones, atribuidos principalmente a un aumento en la ganancia cambiaria de Ps. 21.2 miles de millones
- Un aumento de Ps. 0.3 miles de millones en otros ingresos netos
- Un aumento en impuestos, derechos y aprovechamientos de Ps. 90.5 miles de millones
- Un aumento del efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos contables de Ps. 9.1 miles de millones

EBITDA

EBITDA

En 2005 el EBITDA aumentó 16%, a Ps. 595.7 miles de millones (US\$55.3 miles de millones), de Ps. 514.6 miles de millones.

El EBITDA trimestral y acumulado es reconciliado a la pérdida neta como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 19
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reconciliación del EBITDA

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2004	2005	Variación	2005	2004	2005	Variación	2005		
	(Ps. mm)			(US\$mm)	(Ps. mm)			(US\$mm)		
Rendimiento (pérdida) neto	(185)	(73,350)		(73,166)	(6,806)					
+ Impuestos, derechos y aprovechamientos	132,642	160,673	21%	28,031	14,908	490,142	580,629	18%	90,487	53,873
- Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	7,941	2,197	-72%	(5,743)	204	56,528	20,214	-64%	(36,314)	1,876
+ Costo integral de financiamiento	(1,809)	689		2,499	64	7,283	4,479	-38%	(2,804)	416
+ Depreciación y amortización	10,345	15,185	47%	4,841	1,409	43,249	52,759	22%	9,510	4,895
+ Costo por reserva laboral	12,593	9,871	-22%	(2,722)	916	45,994	52,534	14%	6,540	4,874
+ Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento	0.1	(6,253)		(6,254)	(580.2)	(10,818)	(1,765)		9,053	(164)
EBITDA	145,645	117,124	-20%	(28,520)	10,867	514,613	595,671	16%	81,058	55,269

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Activos totales

Activos totales

Al 31 de diciembre de 2005 los activos totales fueron Ps. 1,042.6 miles de millones (US\$96.7 miles de millones), lo que representa un incremento de 6%, o Ps. 63.5 miles de millones, respecto al 31 de diciembre de 2004. Las variaciones de los componentes del activo total fueron las siguientes:

- Efectivo y valores de inmediata realización aumentaron 38%, o Ps. 33.1 miles de millones
- Las cuentas, documentos por cobrar y otros disminuyeron 7%, o Ps. 9.2 miles de millones
- El valor de los inventarios aumentó 37%, o Ps. 13.6 miles de millones, debido al incremento en los precios de hidrocarburos
- Instrumentos financieros derivados aumentó Ps. 3.5 miles de millones
- Propiedades y equipo se incrementó 5%, o Ps. 28.9 miles de millones, resultado de nuevas inversiones
- Otros activos disminuyeron 6%, o Ps. 6.4 miles de millones, principalmente como resultado de la aplicación del boletín D-3 "Obligaciones laborales" que separa los Planes de Beneficios al Retiro de los Posteriores al Retiro, ya que éstos últimos no generan activo intangible

Pasivos totales

Los pasivos crecieron 13%

Los pasivos totales crecieron 13%, a Ps. 1,069.4 miles de millones (US\$99.2 miles de millones).

- El pasivo de corto plazo aumentó 13%, o Ps. 19.3 miles de millones, ubicándose en Ps. 164.5 miles de millones (US\$15.3 miles de millones), principalmente como resultado del incremento en impuestos por pagar, instrumentos derivados financieros y proveedores
- El pasivo de largo plazo creció 13%, o Ps. 105.5 miles de millones, llegando a Ps. 904.9 miles de millones (US\$84.0 miles de millones), como resultado principalmente del incremento en la reserva laboral

Reserva laboral

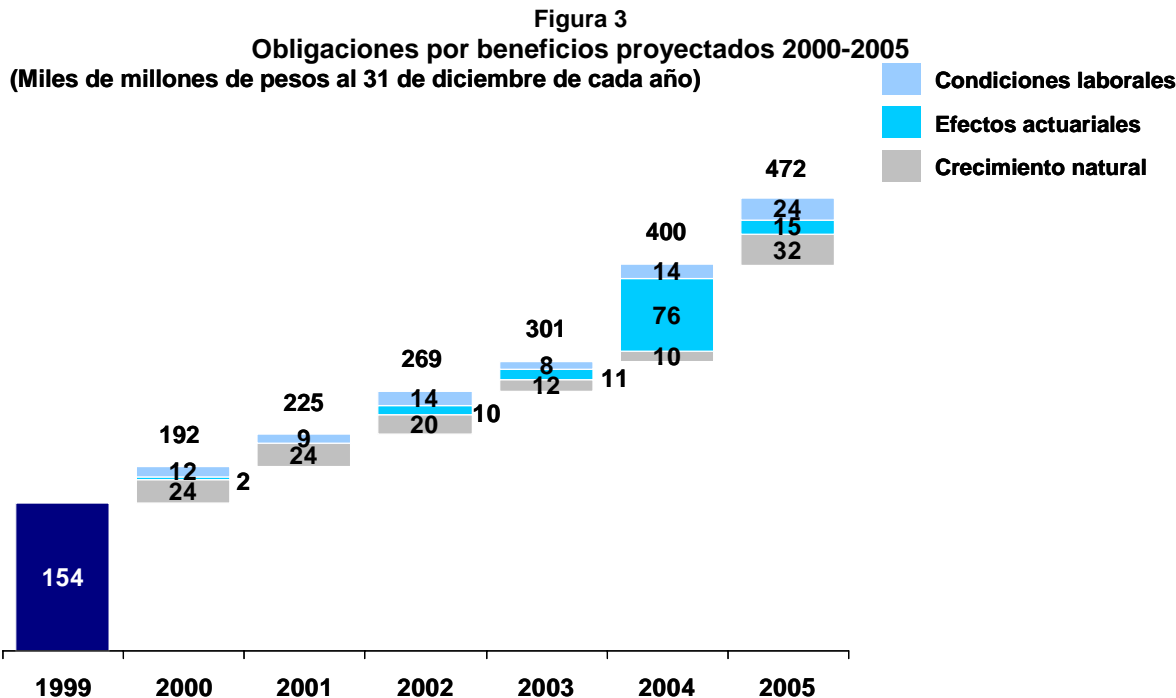
Evolución de la reserva laboral

A través de su contrato colectivo de trabajo y reglamento de trabajo de personal de confianza, PEMEX ha establecido beneficios por retiro adicionales a los de Ley para sus empleados. Estos beneficios se resumen en la siguiente tabla:

Beneficios por Jubilación	Requisitos	Importe
1) Pensión 1ª Opción	55 Años de Edad y 25 Años de Antigüedad	80% del Salario Ordinario Por cada año de antigüedad adicional a los 25 años, la pensión se incrementará un 4% hasta llegar a 100% como máximo
2ª Opción	55 Años de Edad y 30 Años de Antigüedad	100% del Salario Ordinario
3ª Opción	35 años de Antigüedad sin importar la Edad	
2) Prima de Antigüedad	55 Años de Edad y 25 Años de Antigüedad ó 35 años de Antigüedad sin importar la Edad	20 días del Salario Ordinario por año de servicios
3) Beneficios Adicionales: Gas, Gasolina, Canasta Básica y Servicio Médico		Al 100% de los alcances pactados.

Valuación y revelación de la reserva laboral

Desde 1993, PEMEX ha revelado sus valuaciones actuariales de los pasivos contingentes en materia laboral, conforme a los lineamientos establecidos en el boletín contable D-3.



Condiciones laborales

Las Condiciones Laborales representan el efecto de la aplicación de compromisos resultantes de las revisiones salariales, la concesión de jubilaciones anticipadas y la aplicación de políticas de incentivo al retiro voluntario.

Efectos actuariales

Los Efectos Actuariales muestran los impactos por la modificación de hipótesis financieras o biométricas y la aplicación de metodologías de revelación contable.

Crecimiento natural

El Crecimiento Natural representa el reconocimiento de la reducción del plazo de financiación de las obligaciones por el incremento en la edad y antigüedad de los participantes, así como la incorporación de trabajadores transitorios a la planta con el reconocimiento inicial de su antigüedad real, y el crecimiento del número de participantes por nuevas contrataciones.

Nuevo Boletín D-3

El Boletín D-3, vigente a partir de enero de 2004, incorporó las reglas de valuación, presentación y revelación para Otros Beneficios Posteriores al Retiro, tales como el Servicio Médico para pensionados y sus derechohabientes, así como de las reducciones y/o extinciones anticipadas de estos beneficios. Asimismo, las Prestaciones o Beneficios que actualmente se consideran en el pasivo laboral y que son valuadas actuarialmente al cierre de cada ejercicio se dividieron en dos grandes grupos: Beneficios al Retiro y Beneficios Posteriores al Retiro.

En el ejercicio 2005 se reconocieron las remuneraciones al término de la relación laboral, antes de que los trabajadores alcancen la edad de jubilación en el Plan de Retiro.

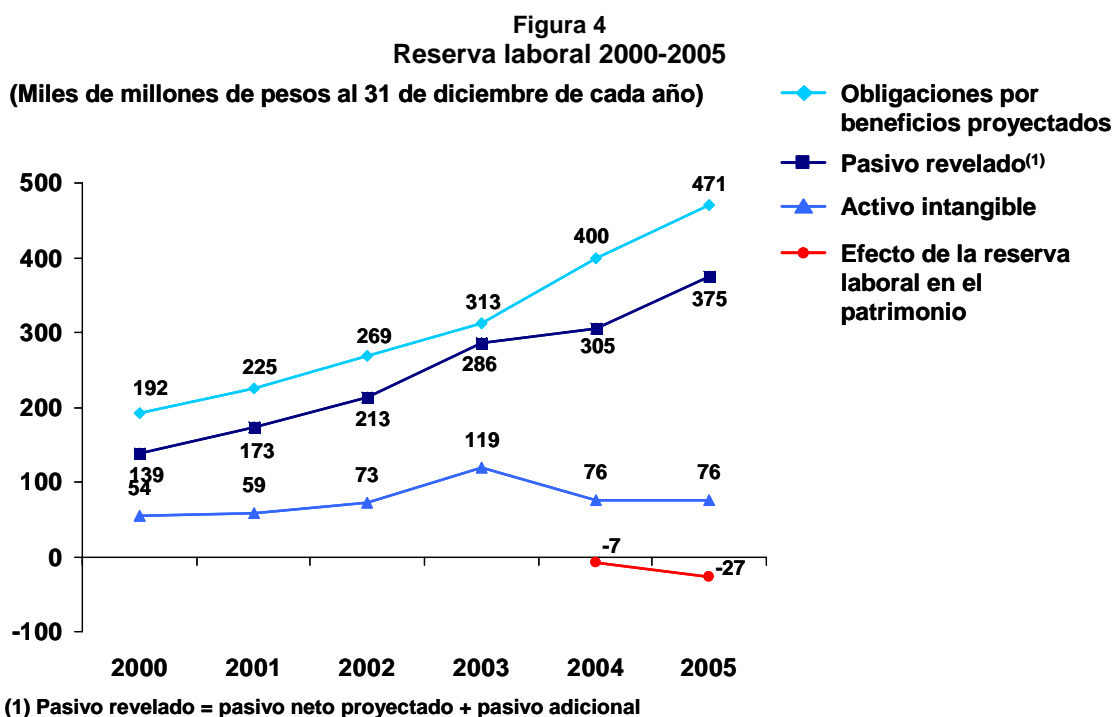
Beneficios al Retiro	Beneficios Posteriores al Retiro
Prima de Antigüedad por Jubilación o Renuncia	Canasta Básica
Pensión Jubilatoria y Aguinaldo y Pensión Post Mortem	Bonificación por Venta de Productos (Gas y Gasolina)
Remuneraciones al Término de la Relación Laboral: Indemnización y Prima de Antigüedad por Despido (Vigente a partir del ejercicio 2005)	Servicio Médico (Vigente a partir del ejercicio 2004)

Impacto de la reserva laboral en el patrimonio

Con el propósito de reducir el impacto del crecimiento del pasivo laboral en el patrimonio, el Boletín establece la creación de un Activo Intangible, que no podrá compensarse con el saldo del pasivo laboral. Dicha cuenta esta limitada al saldo por amortizar de los beneficios.

Hasta el año 2003, el crecimiento de las obligaciones laborales al retiro no había requerido revelar un impacto en el patrimonio de PEMEX.

A partir de 2004, la revelación de dicho Activo Intangible está limitada al saldo por amortizar únicamente de los Beneficios al Retiro. Este cambio reduce la posibilidad de mitigar las afectaciones al patrimonio al no poder incluir los saldos amortizables de los Beneficios Posteriores al Retiro, a través del mecanismo del Activo Intangible.



Aumento de la reserva laboral

La reserva laboral creció 19%, de Ps. 315.4 miles de millones al 31 de diciembre de 2004 a Ps. 375.7 miles de millones (US\$34.9 miles de millones). El incremento de Ps. 60.2 miles de millones (US\$5.6 miles de millones) proviene de:

- Un incremento de Ps. 29.8 miles de millones (US\$2.8 miles de millones) debido a la modificación de condiciones laborales⁶
- Un incremento de Ps. 13.0 miles de millones (US\$1.2 miles de millones) como consecuencia de otros efectos actuariales (variación en las partidas pendientes de amortizar conforme al cálculo actuarial)
- Un incremento de Ps. 11.8 miles de millones (US\$1.1 miles de millones) ocasionado por la diferencia entre la negociación salarial y de prestaciones realizada contra la esperada
- Un incremento de Ps. 11.1 miles de millones (US\$1.0 miles de millones) ocasionado por el cambio de hipótesis actuariales
- Un incremento de Ps. 4.6 miles de millones (US\$0.4 miles de millones) por el otorgamiento de jubilaciones anticipadas
- Un incremento de Ps. 3.9 miles de millones (US\$0.4 miles de millones) ocasionado por un año más de servicio de los trabajadores
- Un incremento de Ps. 1.2 miles de millones (US\$0.1 miles de millones) ocasionado por la caída en el fondo del plan de pensiones
- Un decremento de Ps. 8.7 miles de millones (US\$0.8 miles de millones) por el efecto inicial en 2004 derivado del reconocimiento de los servicios médicos
- Un decremento de Ps. 5.0 miles de millones (US\$0.5 miles de millones) por terminaciones de servicios
- Un decremento de Ps. 1.5 miles de millones (US\$0.1 miles de millones) por el efecto inicial en 2005 derivado del reconocimiento de la nueva reserva por concepto de terminación de la relación laboral antes de que los trabajadores alcancen la edad de retiro

⁶ Representan el efecto de la aplicación de compromisos resultantes de las revisiones salariales, la concesión de jubilaciones anticipadas y la aplicación de políticas de incentivo al retiro voluntario.

Patrimonio

Disminución del patrimonio

De 2004 a 2005, el patrimonio de PEMEX disminuyó Ps. 61.3 miles de millones, de Ps. 34.5 miles de millones a Ps. -26.9 miles de millones (US\$-2.5 miles de millones). El cambio en el patrimonio se debe principalmente a:

- Un aumento en las pérdidas acumuladas de Ps. 86.9 miles de millones; derivadas principalmente del pago de impuestos, derechos y aprovechamientos
- Un aumento en el efecto negativo generado por el pasivo laboral de Ps. 20.1 miles de millones, debido a cambios en metodología establecida por el boletín D-3 "Obligaciones Laborales"
- Una disminución de Ps. 6.6 miles de millones en la utilidad integral como consecuencia de la aplicación del boletín C-10 "Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura"
- Un aumento por aportación patrimonial de Ps. 44.6 miles de millones derivada del reembolso del Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) y el Artículo 21 inciso "J"⁷
- Un aumento de Ps. 7.6 miles de millones en el exceso en la actualización del patrimonio

No hay implicaciones legales

Bajo leyes mexicanas no existen implicaciones legales para entidades públicas descentralizadas del Gobierno Federal con patrimonio negativo. Por lo tanto, no hay conflictos legales referentes a las obligaciones financieras de PEMEX ni a su capacidad de generar efectivo.

Los contratos de crédito vigentes no incluyen acuerdos financieros, o eventos de suspensión de pagos, que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo. Cabe destacar que en la forma 20-F del 2000, PEMEX reportó un patrimonio negativo en su conciliación a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en EUA (USGAAP). De 2001 a 2002, con la aplicación del Boletín contable B-10, el cual incorpora los efectos de la inflación en la información financiera, el patrimonio de PEMEX conciliado a USGAAP se tornó positivo, sin embargo, en 2003 el patrimonio resultó negativo nuevamente.

Resultados por segmento

Rendimiento de operación

En 2005 el rendimiento de operación de exploración y producción aumentó Ps. 99.5 miles de millones, respecto a 2004. La pérdida de operación de Refinación aumentó Ps. 31.7 miles de millones y la de petroquímica aumentó Ps. 0.9 miles de millones. El rendimiento de operación de gas y petroquímica básica disminuyó Ps. 3.9 miles de millones.

⁷ Artículo 21 inciso "J", Capítulo I "Disposiciones Generales", Título II del Ejercicio por Resultados del Gasto Público en la Disciplina Presupuestaria, del Presupuesto de Egresos de la Federación 2005.

Estado de cambios

Recursos generados en operación

En 2005 los recursos generados en actividades de operación ascendieron a Ps. 50.0 miles de millones (US\$4.6 miles de millones). El incremento de Ps. 26.5 miles de millones se debe principalmente a variaciones favorables en cuentas por cobrar, proveedores y otros pasivos, generando un crecimiento en el capital de trabajo de Ps. 51.2 miles de millones.

Recursos generados por financiamiento

En 2005 los recursos generados mediante financiamiento ascendieron a Ps. 71.3 miles de millones (US\$6.6 miles de millones). El aumento se debió, principalmente, a actividades de financiamiento a largo plazo y a las aportaciones patrimoniales.

Recursos utilizados en inversión

Los recursos utilizados en actividades de inversión ascendieron a Ps. 88.2 miles de millones (US\$8.2 miles de millones) como consecuencia del incremento en activos fijos.

Considerando mantenimiento operacional PIDIREGAS (no capitalizable) y gastos en exploración y perforación de pozos no exitosa, los recursos utilizados en inversión ascienden a Ps. 128.8 miles de millones (US\$12 miles de millones).

Cambio de moneda funcional

Moneda funcional Master Trust

Al 1 de noviembre de 2005 la moneda funcional del Pemex Project Funding Master Trust para información financiera bajo Principios Contables Generalmente Aceptados (PCGA) cambió al peso mexicano del dólar americano, por recomendación del auditor externo. Al 31 de diciembre de 2005, el impacto estimado de este cambio fue de US\$105 millones y se registró en el costo integral de financiamiento.

Enmienda del Reporte Anual bajo la Forma 20-F para la SEC

Enmienda 20-F

Periódicamente, la Comisión de Valores de los Estados Unidos, la Securities and Exchange Commission (SEC), realiza una revisión minuciosa de los reportes anuales bajo la Forma 20-F. La SEC realizó esta revisión del Reporte Anual de PEMEX bajo la Forma 20-F al 31 de diciembre de 2004 y, como consecuencia, se realizaron dos enmiendas que contemplan básicamente una corrección a la información por segmento, considerando (i) Petróleos Mexicanos (Corporativo), (ii) los Organismos Subsidiarios que fungen como obligados solidarios de la deuda de PEMEX (Pemex Exploración y Producción, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Refinación) y (iii) Pemex Petroquímica.

Actividades de financiamiento

Gastos de Inversión

Inversión en capital 2005

La inversión en capital realizada en 2005 fue de US\$10.8 miles de millones, considerando un tipo de cambio de Ps. 11.6451 pesos por dólar. Su asignación por línea de negocio fue:

- Producción y exploración 89%
- Refinación 7%
- Gas y petroquímica básica 2.5%
- Petroquímicos 1.2%
- Otros 0.3%

83% de la inversión en capital de 2005, o US\$9.0 miles de millones, son recursos PIDIREGAS.

Asignación de la inversión en capital 2006

La inversión en capital estimada para 2006 es de US\$13.1 miles de millones⁸, basado en un tipo de cambio de Ps. 11.4 por dólar, y será distribuido de la siguiente forma:

- Producción y exploración 79%
- Refinación 14%
- Gas y petroquímica básica 4%
- Petroquímicos 2%
- Otros 1%

Aproximadamente 84% de la inversión en capital estimado para 2006, US\$11.0 miles de millones, será bajo el esquema PIDIREGAS.

⁸ Sujeto a aprobación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Necesidades de financiamiento

Monto captado en 2005

Durante 2005, el monto captado asciende a US\$ 10.1 miles de millones distribuidos como sigue:

- US\$2.6 miles de millones en bonos emitidos en mercados de capital internacionales
- US\$3.8 miles de millones en bonos emitidos en el mercado de capital mexicano
- US\$2.1 miles de millones en préstamos bancarios
- US\$1.6 miles de millones a través de Agencias de Crédito a la Exportación (ECA's)

Respecto al programa original de captación en 2005, se incrementó la captación alrededor de US\$1.6 miles de millones.

Aproximadamente el 62% proviene de mercados financieros extranjeros y el resto del mercado mexicano.

Programa de financiamientos 2006

Utilización de flujo de operación

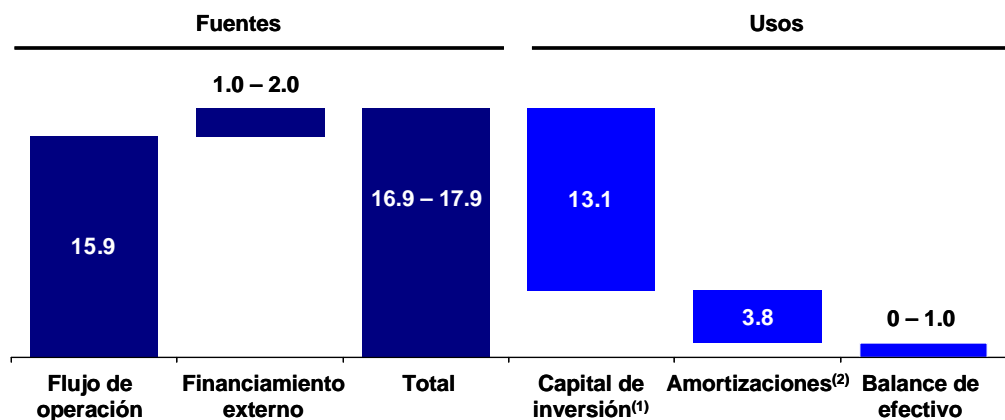
Las necesidades de recursos para inversión en capital y amortizaciones de PEMEX en 2006 ascienden a alrededor de US\$16.9 miles de millones. PEMEX pretende financiar la mayor parte de su inversión en capital y amortizaciones de 2006 con recursos provenientes de su flujo de operación. En adición, PEMEX pretende recurrir al financiamiento externo por un monto aproximado de entre US\$1.0 y US\$2.0 miles de millones.

La utilización del flujo de operación para financiar la mayor parte de la inversión en capital y amortizaciones de 2006 está en función de:

- La generación de flujo de operación suficiente
- La autorización para poder ejercer una inversión en capital de US\$13.1 miles de millones
- La autorización de una estructura que permita la utilización de recursos de Petróleos Mexicanos para financiar proyectos PIDIREGAS

En función de las condiciones de mercado prevalecientes, PEMEX podría recurrir a otras operaciones en los mercados de capital para refinanciar deuda vigente.

Figura 6

Actividades de financiamiento
MMMUS\$


(1) Incluye inversión en capital PIDIREGAS y programable

(2) Incluye rendimientos mínimos garantizados

Nota: El tipo de cambio utilizado fue de Ps. 11.40 por dólar

Mercados de capital

Master Trust

El Pemex Project Funding Master Trust, un fidecomiso registrado en Delaware, EUA y cuya deuda es garantizada por PEMEX, ha realizado las siguientes transacciones en 2005:

- El 24 de febrero emitió un bono por EUR1,000 millones con cupón de 5.5% y vencimiento en 2025
- El 8 de junio emitió un bono por US\$1,500 millones dividido en 2 tramos:
 - US\$1,000 millones con cupón 5.75% y vencimiento en 2015
 - US\$500 millones con cupón 6.625% y vencimiento en 2035
- El 31 de agosto emitió notas por US\$175 millones con cupón de LIBOR más 0.425% y vencimiento en 2008
- El 1 de diciembre emitió un bono por US\$750 millones con cupón de LIBOR más 0.60% y vencimiento en 2012

El 2 de febrero de 2006 el Pemex Project Funding Master Trust realizó una emisión por US\$1,500 millones correspondientes a la reapertura de los bonos denominados en dólares y emitidos el 8 de junio de 2005:

- US\$750 millones con cupón 5.75% y vencimiento en 2015
- US\$750 millones con cupón 6.625% y vencimiento en 2035

F/163

El Fideicomiso F/163, registrado en la Ciudad de México y cuya deuda es garantizada por PEMEX, ha realizado las siguientes transacciones en 2005:

- El 1 de febrero de 2005 reabrió una emisión de certificados bursátiles a tasa cupón cero y plazo de 15 años por el equivalente en UDI's de Ps. 6,000 millones. La tasa de rendimiento obtenida fue de 9.07%
- El 11 de febrero de 2005 emitió certificados bursátiles por Ps. 15,000 millones:
 - Ps. 7,500 millones con cupón de CETES a 91 días más 0.51% con vencimiento en 2010
 - Ps. 7,500 millones con cupón de CETES a 182 días más 0.57% con vencimiento en 2013
- El 13 de mayo de 2005 reabrió la emisión del 11 de febrero de 2005 por Ps. 10,000 millones:
 - Ps. 5,013 millones a una tasa de rendimiento de CETES a 91 días más 0.49% con vencimiento en 2010
 - Ps. 4,987 millones a una tasa de rendimiento de CETES a 182 días más 0.55% con vencimiento en 2013
- El 29 de julio de 2005 emitió certificados bursátiles por Ps. 5,000 millones con cupones segregables anuales de 9.91% y vencimiento en 2015
- El 21 de octubre de 2005 reabrió la emisión del 29 de julio de 2005 por Ps. 4,500 millones y emitió certificados bursátiles por Ps. 5,500 millones con cupón de CETES a 91 días más 0.35% y vencimiento en 2011

**Pemex
Finance**

El 27 de junio de 2005 Pemex Finance, Ltd. prepagó las series de los bonos emitidos por este vehículo que contaban con garantía financiera y, por lo tanto, tenían la máxima calificación crediticia, "AAA". Los bonos seleccionados para el prepago cotizaban en el mercado secundario a tasas de rendimiento similares a las de los bonos emitidos por vehículos financieros de PEMEX que no contaban con garantía financiera. El monto nominal total de los bonos prepagados es de US\$994 millones:

- US\$194 millones de notas con cupón 6.55% y vencimiento en 2008
- US\$400 millones de notas con cupón 6.30% y vencimiento en 2010
- US\$250 millones de notas con cupón 7.33% y vencimiento en 2012
- US\$150 millones de notas con cupón 7.80% y vencimiento en 2013

Los bonos fueron prepagados a un precio de amortización igual al monto de capital de los mismos más los intereses acumulados y una prima por pago anticipado. Al 31 de diciembre de 2005, el monto nominal vigente de bonos de Pemex Finance, Ltd. es US\$2.3 miles de millones, con vencimientos entre 2007 y 2018.

Préstamos bancarios

Crédito sindicado

El 22 de marzo de 2005 el Pemex Project Funding Master Trust contrató un crédito sindicado por US\$4,250 millones dividido en dos tramos:

- US\$2,177.5 millones con vencimiento en 2010 y un diferencial de 0.50% anual sobre la tasa LIBOR correspondiente
- US\$2,072.5 millones con vencimiento en 2012 y un diferencial de 0.65% anual sobre la tasa LIBOR correspondiente

De los US\$4,250 millones, US\$2,177.5 se destinaron al refinanciamiento de un crédito sindicado vigente y el resto para financiar inversión en capital.

Se espera que en el primer semestre de 2006 PEMEX cierre un crédito sindicado por US\$5,500 millones, que actualmente está en proceso de sindicación, y estará dividido en un crédito de largo plazo por US\$4,250 millones y una línea revolvente por US\$1,250 millones (de la cual hablaremos en la siguiente sección).

El monto de US\$4,250 millones, que será captado a través del Pemex Project Funding Master Trust y se utilizarán para refinanciar el crédito sindicado firmado el 22 de marzo de 2005, se dividirá en dos tramos:

- US\$1,500 millones con vencimiento en 2011 y una tasa de interés de LIBOR más 0.40%
- US\$2,750 millones a una tasa de interés de LIBOR más 0.55%; US\$1,375 con vencimiento en 2012 y US\$1,375 con vencimiento en 2013

Línea revolvente

El 18 de julio de 2005 se realizó una enmienda a un crédito sindicado revolvente firmado en junio de 2004 por US\$1,250 millones, dividido en dos tramos. Este crédito podrá ser utilizado indistintamente por el Pemex Project Funding Master Trust o por Petróleos Mexicanos. La enmienda contempla:

- Reducción de los márgenes sobre LIBOR
- Reducción en la comisión de compromiso
- Extensión de un año a la vigencia de la línea

Como se mencionó anteriormente, se espera que a principios de marzo de 2006 PEMEX contrate un nuevo crédito sindicado revolvente por US\$1,250 millones que podrá ser utilizado indistintamente por el Pemex Project Funding Master Trust o por Petróleos Mexicanos. Tendrá un plazo de tres años y una tasa de interés de LIBOR más 0.275%.

Con esta contratación, las líneas de crédito revolventes con las que PEMEX dispondrá ascenderán a US\$2,500 millones.

Deuda total

Deuda total de US\$49.9 miles de millones

La deuda total consolidada, incluyendo intereses devengados, fue de Ps. 537.7 miles de millones (US\$49.9 miles de millones). Esta cifra representa un incremento de 6%, o Ps. 29.7 miles de millones, con respecto a la cifra registrada al 31 de diciembre de 2004. La deuda total está integrada por la deuda documentada, la cual incluye:

- Deuda documentada de Petróleos Mexicanos y los vehículos financieros Pemex Project Funding Master Trust, el Fideicomiso F/163 y RepConLux, S.A. y Pemex Finance, Ltd.
- Notas a contratistas. Por recomendación de los auditores, este concepto fue consolidado en el rubro de deuda documentada

El 1 de julio de 2005 PEMEX firmó con BNP Paribas Private Bank Cayman Limited una opción de compra por el 100% de las acciones de Pemex Finance, Ltd. con lo cual, de acuerdo a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en México, la información financiera de Pemex Finance, Ltd. debe consolidarse en los estados financieros de Petróleos Mexicanos. Como consecuencia, se reclasificaron las ventas de cuentas por cobrar a deuda documentada. Esta opción podrá ejercerse hasta que se redima en su totalidad la deuda preferencial de Pemex Finance, Ltd. que actualmente asciende aproximadamente a US\$2.3 miles de millones.

Deuda neta de US\$38.7 miles de millones

La deuda neta, o la diferencia entre deuda total y efectivo y valores de inmediata realización, disminuyó Ps. 3.4 miles de millones, de Ps. 420.3 miles de millones al 31 de diciembre de 2004 a Ps. 416.9 miles de millones (US\$38.7 miles de millones) al 31 de diciembre de 2005.

Tabla 20
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Deuda consolidada total

	Al 31 de diciembre de				2005 (US\$mm)
	2004 (Ps. mm)	2005	Variación	2004	
Deuda documentada⁽¹⁾	470,139	537,688	14%	67,549	49,889
Corto plazo	50,779	36,095	-29%	(14,684)	3,349
Largo plazo	419,360	501,593	20%	82,233	46,540
Venta de cuentas por cobrar⁽²⁾	37,857	-		(37,857)	-
Largo plazo	37,857	-		(37,857)	-
Deuda total	507,996	537,688	6%	29,692	49,889
Corto plazo	50,779	36,095	-29%	(14,684)	3,349
Largo plazo	457,216	501,593	10%	44,376	46,540
Efectivo y valores de inmediata realización	87,701	120,827	38%	33,126	11,211
Deuda neta total	420,295	416,861	-1%	(3,434)	38,678

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

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

(2) Representa la deuda de Pemex Finance.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Deuda de corto plazo

La deuda con vencimientos menores a 12 meses fue de Ps. 36.1 miles de millones (US\$3.3 miles de millones)

Deuda de largo plazo

La deuda total de largo plazo fue de Ps. 501.6 miles de millones (US\$46.5 miles de millones).

Perfil de vencimientos

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos para la deuda total por tipo de moneda:

Tabla 21
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Perfil de vencimientos

	Al 31 de diciembre de	
	(Ps. mm)	US\$mm
Deuda en pesos	104,940	9,737
	2006	(66) ⁽¹⁾
	2007	17,944
	2008	4,944
	2009	13,944
	2010 en adelante	68,172
Deuda en otras monedas	432,749	40,152
	2006	36,162
	2007	40,634
	2008	48,028
	2009	57,956
	2010 en adelante	249,971
Deuda total	537,688	49,889

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

(1) Este vencimiento es el resultado neto de amortizaciones por Ps. 4,009.6 millones y un saldo a favor por Ps. 4,075.3 millones. Este saldo a favor fue contabilizado en un solo año, de conformidad con la normatividad vigente, y corresponde a la diferencia entre el monto nominal de un bono a tasa cero con vencimiento en 2019 y su valor presente al 31 de diciembre de 2005.

Duración

PEMEX está buscando suavizar su perfil de vencimientos, independientemente de su duración. La siguiente tabla presenta la duración de la exposición de la deuda:

Tabla 22
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Duración promedio de la exposición de la deuda

	Al 31 de diciembre de		
	<u>2004</u>	<u>2005</u> (Años)	<u>Variación</u>
Dólares de E.U.A.	3.9	4.1	0.2
Pesos mexicanos	1.5	2.2	0.7
Euros	0.9	1.4	0.4
Yenes japoneses	2.8	2.4	(0.4)
Franco suizos	0.2	0.2	(0.0)
Total	3.6	3.7	0.1

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 2005, aproximadamente 62% de la exposición de la deuda de PEMEX era a tasa fija y el 38% restante a tasa flotante.

Mayor financiamiento en pesos

Aunque la mayor parte de la deuda de PEMEX está denominada en dólares americanos y a tasa fija, debido a un incremento del financiamiento en pesos la exposición de la deuda en pesos mexicanos se ha aumentado 6 puntos porcentuales.

Exposición de la deuda

La siguiente tabla muestra la exposición de la deuda a monedas extranjeras y a tasas de interés:

Tabla 23
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Exposición de la deuda
(sin considerar intereses devengados)

			Al 31 de diciembre de			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Porcentaje</u>		<u>2004</u>	<u>2005</u>
	<u>Por moneda</u>		<u>A tasa fija</u>		<u>A tasa flotante</u>	
Dólares de E.U.A.	85.1%	79.1%	69.4%	64.8%	30.6%	35.2%
Pesos mexicanos	14.7%	20.8%	39.4%	48.8%	60.6%	51.2%
Euros	0.008%	0.003%	19.3%	32.0%	80.7%	68.0%
Yenes japoneses	0.2%	0.1%	100.0%	100.0%	0.0%	0.0%
Franco suizos	0.0004%	0.0002%	0%	0.0%	100.00%	100.00%
Total	100.0%	100.0%	65.1%	61.5%	34.9%	38.5%

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Riesgo de precio de crudo

En el primer trimestre de 2005 PEMEX concertó un programa de coberturas de corto plazo para mitigar el impacto de la volatilidad de los precios del crudo en sus flujos.

El programa consistió en la compra de opciones para cubrir a PEMEX de eventuales reducciones en el precio del crudo para el resto del año. La cantidad involucrada en el programa fue aproximadamente el 7% de su producción anual.

Este programa concluyó el 31 de diciembre de 2005. Debido al alto precio de crudo observado durante el período, las opciones no fueron ejercidas.

En 2006, no se han contratado coberturas de crudo.

Otros aspectos relevantes

Nuevo régimen fiscal

El 20 de octubre de 2005 la Cámara de Diputados aprobó un nuevo régimen fiscal para PEMEX basado en las observaciones enviadas por el Poder Ejecutivo Federal al Congreso de la Unión el 1 de septiembre de 2005.

Las observaciones del Poder Ejecutivo Federal se referían a la propuesta de un nuevo régimen fiscal aprobado el 27 de abril de 2005 por la Cámara de Senadores y el 28 de junio de 2005 por la Cámara de Diputados.

Las observaciones abarcaban básicamente tres aspectos:

- Cuestiones técnicas y precisiones del régimen fiscal de PEMEX
- Precisiones sobre la repartición de recursos excedentes entre los estados y municipios
- Ligar el régimen fiscal de PEMEX a instrumentación de mejores prácticas de gobierno corporativo

El 8 de noviembre de 2005 la Cámara de Senadores discutió y aprobó la propuesta en lo general y fue remitida a la Cámara de Diputados. Esta propuesta no incluyó el tema de mejores prácticas de gobierno corporativo con el objetivo de que fuera analizado y discutido con mayor detalle en el siguiente Período Ordinario. El 10 de noviembre de 2005, la Cámara de Diputados aprobó la propuesta de la Cámara de Senadores.

El nuevo régimen fiscal se publicó el 21 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial de la Federación y entró en vigor el 1 de enero de 2006.

Bajo el nuevo régimen fiscal de PEMEX, el esquema de contribuciones de Pemex Exploración y Producción queda establecido en la Ley Federal de Derechos; con excepción del Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) que queda establecido, al igual que el esquema fiscal del resto de los Organismos Subsidiarios, en la Ley de Ingresos de la Federación.

(Continuación)

El nuevo esquema fiscal para Pemex Exploración y Producción contempla el siguiente aprovechamiento y los siguientes derechos; asimismo, los elementos para su cálculo están contenidos en el Anexo:

- Derecho ordinario sobre hidrocarburos.- De 2006 a 2009 se aplicará una tasa variable en función del precio observado de la mezcla mexicana de crudo de exportación y del año que corresponda⁹. En el 2006, la tasa variará en un rango de 78.68% a 87.81% (dependiendo del precio de la mezcla mexicana de crudo) y se convertirá en una tasa única de 79% del 2010 en adelante. La base para el cálculo de este derecho es el valor de la producción total de crudo y gas natural extraída durante el año menos las deducciones permitidas (parte de las inversiones, más algunos costos, gastos y derechos)¹⁰
- Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización de los ingresos petroleros.- Se aplicará una tasa de entre 1% y 10%, en función del precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación, sobre el valor de la producción de crudo extraída siempre que éste exceda los US\$ 22 por barril¹¹ en un año dado. La recaudación anual que genere la aplicación de este derecho se destinará al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
- Derecho extraordinario sobre la exportación de crudo.- Se aplicará una tasa de 13.1% sobre la diferencia entre el valor realizado de las exportaciones de crudo y el valor presupuestado de las exportaciones de crudo. Este derecho es acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros. Los ingresos provenientes de este derecho se destinarán a los Estados a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas
- Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE).- Se aplicará una tasa de 6.5% sobre la diferencia entre el valor realizado de las exportaciones de crudo y el valor presupuestado de las exportaciones de crudo. Este derecho es acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros y de ser necesario contra el derecho ordinario sobre hidrocarburos
- Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía.- Se aplicará una tasa de 0.05% sobre el valor de la producción de crudo y gas natural extraída en el año. La recaudación se destinará al Instituto Mexicano del Petróleo de acuerdo con el Presupuesto de Egresos de la Federación
- Derecho para la fiscalización petrolera.- Se aplicará una tasa de 0.003% sobre el valor de la producción total de crudo y gas natural extraída en el año. La recaudación se destinará a la Auditoría Superior de la Federación de acuerdo con el Presupuesto de Egresos de la Federación
- Derecho adicional.- Se aplicará cuando la producción real de crudo en los años 2006, 2007 y 2008 sea menor a la producción objetivo¹²

⁹ Ver Tabla A10

¹⁰ Ver Tabla A11

¹¹ Ver Tabla A12

¹² Ver Tabla A13 y metodología de cálculo

Paquete de medidas energéticas

El 12 de septiembre de 2005 el Presidente Vicente Fox anunció 10 medidas en materia energética para:

- Atender el impacto en los costos de energéticos a causa de la catástrofe del huracán Katrina
- Fortalecer la estructura de abasto energético del país

El Ejecutivo Federal envió a la Cámara de Diputados iniciativas de:

- Reformas constitucionales
- Reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el Ramo del Petróleo
- Modificaciones de tres artículos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Estas iniciativas tienen como objetivo complementar la inversión pública con la inversión privada en exploración, explotación, actividades relacionadas con el gas natural no asociado al petróleo, infraestructura de almacenamiento y ductos de petróleo y sus derivados.

Asimismo, el Presidente Vicente Fox expidió decretos que establecen precios máximos para el gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y tarifas de electricidad. Además, anunció la diversificación de las fuentes de suministro de gas natural; la elaboración de un programa de apoyos en materia energética a las micro, pequeñas y medianas empresas; la construcción de una planta eólica y; la participación de la sociedad en la definición de la política energética.

Cogeneración

Los sistemas de cogeneración producen conjuntamente electricidad y energía térmica partiendo de un único combustible. Este aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor permite obtener ahorro energético y monetario sin alterar el proceso productivo.

En 2006 PEMEX iniciará estudios técnicos y financieros del primer proyecto de cogeneración en el Centro Procesador de Gas (CPG) Nuevo PEMEX, Tabasco. Este proyecto permitiría a PEMEX producir la energía eléctrica que requiriera y podría venderle los excedentes generados a la Comisión Federal de Electricidad y a la Compañía de Luz y Fuerza. Asimismo, podría vender los bonos de carbono generados. Su instrumentación implicaría ahorros para PEMEX de alrededor de US\$50 millones anuales, además de la reducción de contaminantes y emisión de gases de efecto invernadero.

- PREH** Desde 1998 PEMEX aplica el Plan de Respuesta a Emergencias por Huracanes (PREH) para dar respuesta organizada y oportuna al paso de huracanes. El objetivo del PREH es preservar la seguridad del personal e instalaciones y proteger el medio ambiente.
- Entre las principales acciones que integran el PREH se encuentran: la evacuación parcial y total del personal costa afuera, el cierre de pozos, la suspensión temporal de la producción petrolífera y la protección de instalaciones.
- En 2005 PEMEX instrumentó el PREH debido al paso de los huracanes Emily, Katrina, Rita y Stan por el Golfo de México. No se registraron daños a la infraestructura petrolera, luego de la presencia de estos huracanes, por lo que todas las actividades se reanudaron con normalidad.
- Huracán Emily** El huracán Emily pasó por la Sonda de Campeche y las costas de Veracruz y Tamaulipas el 16, 17 y 18 de julio de 2005. Las medidas tomadas fueron:
- Desalojo de todo el personal de las plataformas marítimas de la Sonda de Campeche y de las instalaciones en tierra de Poza Rica, Veracruz y Altamira, Tamaulipas (alrededor de 15 mil trabajadores)
 - Cierre de instalaciones
 - Suspensión de la producción
- Las operaciones reiniciaron parcialmente el 20 de julio y fueron totalmente reestablecidas el 22 de julio de 2005.
- Huracán Katrina** El huracán Katrina pasó por las costas del Golfo de México del 25 al 29 de agosto de 2005 y afectó nueve refinerías de Estados Unidos de América. De las refinerías afectadas, cuatro tienen relación comercial con PEMEX y solamente una solicitó diferir el envío de siete cargamentos de petróleo crudo tipo Maya por un total de 3.5 MMb.
- Huracán Rita** El huracán Rita pasó por las costas del Golfo de México del 20 al 24 de septiembre de 2005, ocasionando el cierre de 19 refinerías en Estados Unidos de América. Algunas de estas refinerías cerraron como medida precautoria, sin embargo, varias tuvieron afectaciones importantes. La refinería Deer Park, en Houston -copropiedad de Shell y PEMEX- evacuó a su personal y cerró temporalmente sus instalaciones.
- Los daños a refinerías dieron lugar a que PEMEX enfrentara cancelaciones por más de 17.0 MMb. Estos excedentes fueron parcialmente controlados mediante ventas adicionales y con el arrendamiento de dos buques VLCC (*Very Large Crude Carriers*) utilizados como almacenamiento flotante.
- Contrato Colectivo de Trabajo** PEMEX y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) suscribieron el 25 de agosto de 2005 el Contrato Colectivo de Trabajo que regirá las relaciones laborales hasta su expiración, el 31 de julio de 2007.

Incidentes

Durante el cuarto trimestre de 2005 se presentaron los siguientes incidentes en los Estados de Coahuila, Veracruz, Tabasco, Tamaulipas, Guanajuato y Michoacán:

- El 7 de octubre de 2005 PEMEX detectó una toma clandestina que provocó una fuga de gasolina Magna en el poliducto de 14 pulgadas de diámetro Satélite-Gómez Palacio, en Coahuila. Personal de seguridad industrial rehabilitó el tramo afectado y controló la fuga
- El 18 de octubre de 2005 se presentó una fuga de petróleo crudo en el oleoducto de 30 pulgadas de diámetro Nuevo Teapa – Poza Rica, en el Chapo, municipio de Nanchital, Veracruz. El derrame fue controlado debido al cierre de válvulas y a la colocación de barreras contenedoras
- El 25 de octubre de 2005 se registró una fuga de petróleo crudo en un oleoducto de 12 pulgadas de diámetro que va de Ezequiel Ordoñez a la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica, en el municipio de en Papatla, Veracruz. La fuga fue controlada y se procedió a la recuperación del hidrocarburo y al saneamiento de las áreas afectadas
- El 27 de octubre de 2005 se presentó una fuga de petróleo crudo en una tubería de 4 pulgadas de diámetro en el lecho de una presa en construcción, en el municipio de Poza Rica, Veracruz. No se registraron daños personales ni afectación a viviendas y se realizó el cambio de tramo de la tubería afectada
- El 20 de noviembre de 2005 se produjo una fuga de vapor condensado sulfhídrico en el Centro Procesador de Gas (CPG) Arenque, ubicado en Ciudad Madero, Tamaulipas. Aunque no existió riesgo para la población civil ni para el medio ambiente, lamentablemente, el incidente ocasionó el fallecimiento de tres trabajadores, el cual fue ocasionado por la desconexión de una manguera de una pulgada de diámetro en un tanque recolector
- El 13 de diciembre de 2005 se registró una fuga de gas natural y petróleo crudo ocasionada por una rotura de empaque en una válvula de un ducto de 8 pulgadas de diámetro, en el municipio de Huimanguillo, Tabasco. Personal de mantenimiento de ductos de PEMEX asistió en el desalojo de los habitantes de las zonas aledañas y procedió a efectuar los trabajos de reparación
- El 16 de diciembre de 2005 se presentó una fuga de petróleo crudo en el oleogasoducto del pozo de Puerto Ceiba número 101 en el municipio de Paraíso, Tabasco. Personal de PEMEX llevó a cabo trabajos que permitieron que el hidrocarburo quedara completamente confinado. No se registraron afectaciones a personas ni al medio ambiente
- El 23 de diciembre de 2005 se registró una fuga de gasolina Magna en el poliducto de 16 pulgadas de diámetro que va de Salamanca a Guadalajara ocasionada por una conexión irregular al ducto. El incidente ocurrió en un paraje cercano al poblado de la Quesera, en Guanajuato. El incidente fue controlado inmediatamente por personal de PEMEX
- El 29 de diciembre de 2005 se suscitó una fuga de combustóleo en una línea de 20 pulgadas de diámetro que va de la Terminal de Almacenamiento y Distribución Lázaro Cárdenas hacia la termoeléctrica de la Comisión Federal de Electricidad, en Michoacán. Personal de PEMEX realizó los trabajos necesarios para controlar el incidente

(Continuación)

En colaboración con los Gobiernos de Coahuila, Veracruz, Tabasco, Tamaulipas, Guanajuato y Michoacán, el Ejército, la Armada de México, Protección Civil y autoridades municipales, entre otros, PEMEX ha instrumentado planes de contingencia para proteger y reestablecer la salud e integridad de la población de las áreas afectadas y contrarrestar el impacto ambiental negativo.

Principales cambios entre estados financieros preliminares y auditados al 31 de diciembre de 2005

Estado de resultados

Costo de lo vendido

El costo de lo vendido incrementó en Ps. 19.2 miles de millones debido principalmente a:

- Un incremento de Ps. 7.6 miles de millones en provisiones por juicios relacionados con Cantarell y Conproca
- Un incremento de Ps. 6.9 miles de millones por la reevaluación del costo de ventas derivado del movimiento de inventarios de materias primas
- Un incremento de Ps. 3.4 por el deterioro de activos en Pemex Petroquímica de conformidad con el boletín C-15 "Deterioro en el valor de los activos"
- Un incremento de Ps. 2.6 miles de millones en gastos de mantenimiento no capitalizables
- Un efecto compensatorio de Ps. 1.4 miles de millones por la reducción en la reserva para taponamiento y abandono de pozos

Costo integral de financiamiento

El costo integral de financiamiento incremento en Ps. 12.2 miles de millones debido, principalmente, a una disminución en intereses a favor por Ps. 11. 4 miles de millones por la cancelación de derivados implícitos por un cambio de criterio para su determinación.

En enero 2005, de acuerdo con lo establecido en el Boletín Contable C-10 "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura" PEMEX definió los criterios para la identificación, valuación y registro de los derivados implícitos, considerando que todos aquellos contratos pagaderos en divisas diferentes a la moneda funcional de cualquiera de las partes involucradas, contenían un derivado implícito por moneda.

Este criterio fue revisado por PEMEX en conjunto con los auditores externos, para la elaboración de los estados financieros auditados de 2005. Como resultado de esta revisión se concluyó que no era necesario separar los derivados implícitos detectados, dado que ninguno de los contratos antes citados contiene cláusulas que obliguen a las partes a la liquidación neta de las obligaciones futuras generadas por el diferencial cambiario, ya que el Boletín establece esta como una condición necesaria para su segregación

Otros ingresos

Otros ingresos incrementaron Ps. 3.3 miles de millones debido, principalmente, a:

- Un aumento por Ps. 5.7 miles de millones por un aumento en ingresos por coberturas de gas natural
- Una disminución por Ps. 2.6 miles de millones en ingresos diversos e ingresos por reaseguros

Impuestos, derechos y aprovechamientos

Impuestos, derechos y aprovechamientos aumentaron Ps. 2.4 miles de millones debido, principalmente, al registro de una provisión por impuestos diferidos por aproximadamente Ps. 2.0 miles de millones

Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento

El efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento disminuyó en Ps. 4.3 miles de millones debido, principalmente al cambio de criterio para la determinación de derivados implícitos

Pérdida neta

La pérdida neta aumentó Ps. 35.8 miles de millones debido, principalmente, a:

- Un incremento en el costo de lo vendido incrementó en Ps. 19.2 miles de millones
- Un incremento en el costo integral de financiamiento incremento por Ps. 12.2 miles de millones
- Un incremento en otros ingresos por Ps. 3.3 miles de millones
- Un incremento por 2.4 miles de millones en impuestos, derechos y aprovechamientos
- Una disminución en el efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento por Ps. 4.3

Patrimonio**Patrimonio**

El patrimonio disminuyó Ps. 47.5 miles de millones debido a:

- Un incremento en la pérdida neta del ejercicio por Ps. 35.8 miles de millones
- Un incremento de Ps. 20.1 en el efecto de la reserva laboral
- Un efecto compensatorio de Ps. 8.4 por revaluación de activos

Anexo

Tabla A1

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Producción de crudo por campos seleccionados (trimestral)

	2002				2003				2004				2005			
	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Total	3,174	3,157	3,174	3,204	3,324	3,332	3,415	3,411	3,382	3,422	3,382	3,346	3,316	3,425	3,286	3,306
	(Mbd)															
Región Marina Noreste	2,112	2,116	2,164	2,214	2,346	2,376	2,467	2,474	2,440	2,479	2,436	2,408	2,375	2,450	2,305	2,300
Akal y Nohoch	1,816	1,829	1,853	1,907	1,995	2,023	2,096	2,101	2,085	2,110	2,074	2,047	2,067	2,041	1,905	1,883
Ku	185	176	193	185	202	196	197	195	185	194	197	189	159	213	213	225
Zaap	22	19	21	23	28	31	51	54	53	53	54	68	53	77	75	71
Maloob	30	35	36	41	51	53	48	46	51	55	55	50	38	51	48	50
Chac	17	17	17	17	19	20	21	22	23	23	11	11	10	13	12	12
Kutz	7	9	11	9	13	11	13	14	9	12	13	13	10	14	11	11
Otros	36	30	31	31	39	42	41	42	34	33	31	30	37	40	39	48
Región Marina Suroeste	488	462	433	427	410	399	393	388	389	391	388	384	381	394	390	419
Caan	141	136	129	126	119	117	111	110	107	109	109	106	102	100	95	94
Chuc	111	111	103	104	98	101	99	96	92	93	93	94	98	103	99	112
Abkatún	88	80	75	76	75	72	67	63	59	57	52	50	49	47	41	38
Taratunich	41	39	38	39	36	34	38	37	35	33	33	32	27	24	17	19
Pol	49	43	39	37	38	36	34	32	30	28	23	21	19	18	16	14
Otros	58	53	48	45	43	40	44	51	67	72	78	81	86	102	122	142
Región Sur	497	503	503	491	496	485	480	472	474	471	475	471	479	495	508	504
Puerto Ceiba	31	43	40	38	37	43	51	55	70	79	82	77	77	81	81	70
Samaria	73	72	71	68	77	76	71	67	66	64	60	59	60	64	68	69
Iride	40	43	43	45	47	43	43	45	45	46	46	48	48	50	51	52
Jujo	55	56	56	56	54	54	49	48	47	45	45	41	45	52	51	51
Cunduacán	20	19	22	22	22	22	23	25	24	24	28	28	28	30	27	25
Tecominoacán	28	27	26	26	24	23	24	23	21	19	18	19	20	22	23	25
Cárdenas	16	16	16	16	15	14	14	14	14	14	13	11	11	14	18	18
Sen	36	33	31	25	25	24	21	16	9	11	15	16	17	18	19	21
Pijije	9	9	10	10	11	12	13	13	12	11	11	10	10	12	14	14
Jolote	15	15	14	14	13	12	11	11	12	11	11	10	9	10	10	9
Cactus	12	10	10	9	11	11	12	13	11	11	11	10	11	9	9	8
Bellota	10	10	10	10	9	8	9	8	10	10	9	9	10	9	9	8
Chinchorro	9	9	10	10	10	11	10	10	10	9	8	8	8	8	8	7
Yagual	4	4	4	4	4	3	4	4	4	5	7	10	11	11	13	12
Rodador	1	2	4	5	7	7	8	7	7	7	6	5	5	5	5	6
Otros	137	136	137	134	131	122	119	115	111	107	107	108	108	101	104	110
Región Norte	77	76	74	72	71	72	74	77	80	80	82	83	81	86	84	83
Poza Rica	10	11	11	10	9	9	10	11	10	11	12	11	10	10	10	9
Arenque	8	8	8	10	9	9	9	8	8	8	8	9	10	10	9	9
Agua Fria	2	2	2	2	2	2	2	3	6	6	6	8	6	6	5	6
Tajín	1	1	1	1	2	2	4	6	6	6	6	5	6	6	6	6
Tamaulipas	8	8	7	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Constituciones	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Otros	42	41	39	39	39	39	39	39	39	38	40	38	39	43	43	43

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Tabla A2

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

	2002				2003				2004				2005			
	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	IV
Total	4,441	4,443	4,409	4,402	4,441	4,425	4,563	4,562	4,557	4,570	4,577	4,586	4,640	4,861	4,839	4,928
	(MMcfd)															
Región Marina Noreste	812	818	842	853	913	924	963	962	948	959	945	938	918	965	914	915
Akal y Nohoch	664	667	676	696	728	738	765	767	761	770	757	747	755	745	695	687
Ku	91	98	106	99	118	116	108	102	102	101	102	98	82	106	109	115
Otros	56	53	60	58	67	69	90	93	85	89	86	93	81	113	110	113
Región Marina Suroeste	660	632	595	596	580	578	582	585	609	600	599	602	601	654	656	707
Caan	222	217	210	211	197	209	208	211	222	221	207	212	207	216	205	198
Chuc	139	136	125	125	119	121	120	116	105	92	92	92	97	108	117	130
Taratunich	65	67	63	65	64	61	71	71	69	65	67	62	54	49	32	37
Sinan	-	-	-	-	-	-	-	5	32	44	57	61	63	80	89	88
Abkatún	68	61	58	61	58	57	56	55	52	49	45	42	43	42	33	27
Uech	45	42	44	42	43	37	41	38	39	40	36	32	28	25	22	25
Otros	121	109	95	91	99	93	84	90	91	89	96	101	109	134	160	203
Región Sur	1,705	1,719	1,713	1,678	1,644	1,634	1,641	1,601	1,532	1,507	1,486	1,456	1,419	1,408	1,398	1,377
Muspac	210	213	251	264	245	216	204	196	171	146	133	128	124	116	117	104
Samaria	88	97	95	94	91	95	102	106	102	102	106	99	94	89	89	79
Catedral	123	130	121	123	134	133	125	120	111	104	95	92	82	75	71	68
Giraldas	105	105	102	99	95	95	98	95	91	90	87	87	83	78	69	67
Copano	83	82	78	76	76	79	86	84	84	84	74	72	70	68	64	59
Cunduacán	51	48	51	53	54	54	43	68	72	70	72	69	77	90	90	94
Iride	75	75	72	76	79	73	80	78	67	69	68	77	83	92	96	102
Puerto Ceiba	25	28	23	22	21	26	33	34	43	52	58	57	52	54	53	47
Jujo	80	75	65	65	65	62	55	50	47	46	48	41	46	53	59	59
José Colomo	52	48	45	42	39	38	36	35	37	35	35	35	35	35	36	35
Sen	101	98	91	74	75	71	63	47	25	30	38	39	41	45	47	53
Pijije	22	24	29	29	32	35	37	36	35	32	32	30	29	34	41	42
Luna	98	91	81	70	60	53	47	43	36	33	31	30	30	21	25	21
Tecominoacán	30	32	31	27	26	24	26	24	30	30	30	33	31	36	33	35
Saramako	-	-	0	8	9	9	18	21	21	23	32	36	29	28	25	22
Cárdenas	29	30	33	30	28	29	28	26	24	23	30	29	26	29	40	38
Cactus	19	19	18	19	22	25	24	29	26	25	27	23	25	23	22	22
Bellota	31	31	27	25	22	27	30	29	29	30	20	22	26	26	23	24
Otros	481	493	502	481	470	491	505	479	480	481	471	456	438	415	401	405
Región Norte	1,264	1,273	1,259	1,276	1,304	1,290	1,377	1,414	1,469	1,504	1,547	1,590	1,703	1,834	1,871	1,930
Culebra	249	211	209	206	208	201	200	196	179	164	153	182	182	185	167	153
Cuitláhuac	119	114	104	100	93	92	87	91	92	104	129	127	116	115	116	117
Arcos	153	157	143	140	149	155	134	125	128	115	90	82	76	81	101	109
Cocuile	26	33	57	62	65	79	105	110	112	99	102	92	84	77	71	65
Vistoso	-	-	-	-	-	-	-	32	59	79	85	95	111	118	119	120
Santa Rosalía	52	68	75	59	51	40	53	67	62	66	70	55	56	56	58	71
Corindón	61	63	58	55	54	63	63	56	62	49	44	44	45	41	36	49
Arcabuz	47	51	46	40	37	33	32	32	38	35	41	47	54	67	76	65
Torrecillas	15	19	23	27	30	32	38	36	36	46	38	36	36	41	41	43
Velero	11	15	13	14	17	19	22	29	41	36	38	38	50	50	49	51
Arenque	30	28	28	29	29	30	32	31	32	32	33	32	31	32	33	31
Copite	36	35	32	31	30	21	28	28	28	29	30	30	28	27	22	26
Otros	466	479	470	514	540	526	583	580	601	648	693	732	833	945	982	1,030

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Tabla A3
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados de situación financiera consolidados

	Al 31 de diciembre de				
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>Variación</u>		<u>2005</u>
	(Ps. mm)				(US\$mm)
Activo circulante	251,735	292,763	16%	41,028	27,164
Efectivo y valores de inmediata realización	87,701	120,827	38%	33,126	11,211
Cuentas, documentos por cobrar y otros	127,078	117,880	-7%	(9,198)	10,937
Inventarios	36,956	50,582	37%	13,627	4,693
Instrumentos financieros derivados	-	3,474		3,474	322
Propiedades y equipo	614,384	643,236	5%	28,852	59,682
Otros activos	112,987	106,562	-6%	(6,425)	9,887
Total del activo	979,106	1,042,560	6%	63,454	96,733
Pasivo de corto plazo	145,164	164,482	13%	19,318	15,261
Deuda a corto plazo ⁽¹⁾	50,779	36,095	-29%	(14,684)	3,349
Proveedores	25,133	30,961	23%	5,827	2,873
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,644	10,389	-56%	(13,255)	964
Impuestos por pagar	45,608	68,005	49%	22,398	6,310
Instrumentos derivados financieros	-	19,033		19,033	1,766
Pasivo de largo plazo	799,487	904,947	13%	105,460	83,965
Deuda a largo plazo ⁽²⁾	457,216	501,593	10%	44,376	46,540
Reserva laboral	315,436	375,663	19%	60,227	34,856
Otros pasivos a largo plazo ⁽³⁾	26,835	27,691	3%	857	2,569
Total del pasivo	944,652	1,069,430	13%	124,778	99,226
Total del patrimonio	34,454	(26,870)	-178%	(61,324)	(2,493)
Total del pasivo y patrimonio	979,106	1,042,560	6%	63,454	96,733

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

(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 y RepconLux) y notas a contratistas.

(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 y Repcon Lux, notas a contratistas y venta de cuentas por cobrar.

(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.

Tabla A4

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados de resultados consolidados

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de					Del 1 de ene. al 31 de dic. de				
	2004 (Ps. mm)	2005	Variación	2005 (US\$mm)		2004 (Ps. mm)	2005	Variación	2005 (US\$mm)	
Ventas totales	215,650	255,587	19%	39,938	23,714	799,368	928,643	16%	129,275	86,163
En México ⁽¹⁾	124,155	136,720	10%	12,565	12,685	463,977	505,109	9%	41,132	46,866
Exportaciones	91,495	118,867	30%	27,373	11,029	335,392	423,534	26%	88,142	39,297
Costos y gastos de operación⁽²⁾	91,240	159,249	75%	68,009	14,776	328,997	429,889	31%	100,892	39,887
Costo de lo vendido	77,876	141,930	82%	64,054	13,169	272,907	361,177	32%	88,270	33,512
Gastos de distribución	4,221	6,726	59%	2,506	624	18,160	21,911	21%	3,751	2,033
Gastos de administración	9,144	10,593	16%	1,449	983	37,929	46,800	23%	8,871	4,342
Rendimiento de operación	124,410	96,339	-23%	(28,071)	8,939	470,372	498,755	6%	28,383	46,277
Costo integral de financiamiento	(1,809)	689		2,499	64	7,283	4,479	-38%	(2,804)	416
Otros gastos (ingresos)	(6,239)	2,073		8,311	192	(11,526)	(11,837)		(311)	(1,098)
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	132,458	93,577	-29%	(38,881)	8,682	474,615	506,112	7%	31,497	46,959
Impuestos, derechos y aprovechamientos	132,642	160,673	21%	28,031	14,908	490,142	580,629	18%	90,487	53,873
Derechos sobre extracción, aprovechamientos y otros	124,701	158,476	27%	33,775	14,704	433,614	560,415	29%	126,801	51,998
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	7,941	2,197	-72%	(5,743)	204	56,528	20,214	-64%	(36,314)	1,876
Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento	0.1	(6,253)		(6,254)	(580)	(10,818)	(1,765)		9,053	(164)
Rendimiento (pérdida) neto	(185)	(73,350)		(73,166)	(6,806)	(26,345)	(76,282)		(49,937)	(7,078)

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

(1) Incluye el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), que fue de Ps. 7,941 millones en el cuarto trimestre de 2004 y Ps. 2,197 millones en el cuarto trimestre de 2005.

(2) Incluye el costo por reserva laboral.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Tabla A5
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Patrimonio

	AI 31 de diciembre de		<u>Variación</u>	<u>2005</u> (US\$mm)
	<u>2004</u> (Ps. mm)	<u>2005</u> (Ps. mm)		
Total del patrimonio	34,454	(26,870)	(61,324)	(2,493)
Certificados de contribución "A"	89,806	89,805	(1)	8,333
Aportación patrimonial	33,725	78,330	132%	7,268
Efecto de la reserva laboral	(7,208)	(27,282)	(20,074)	(2,531)
Utilidad integral	-	(6,559)	(6,559)	(609)
Exceso o insuficiencia en el patrimonio	136,752	144,375	6%	13,396
Rendimiento (pérdidas) acumulados	(218,621)	(305,539)	(86,918)	(28,349)
De años anteriores	(192,276)	(229,257)	(36,981)	(21,271)
Rendimiento (pérdida) del ejercicio	(26,345)	(76,282)	(49,937)	(7,078)

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Tabla A6
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados consolidados de cambios en la situación financiera

	Al 31 de diciembre de				
	2004 (Ps. mm)	2005	Variación	2005 (US\$mm)	
Actividades de operación					
Rendimiento (pérdida) neto	(26,345)	(76,282)	190%	(49,937)	(7,078)
<i>Cargos a resultados que no requirieron la utilización de recursos:</i>	<i>81,589</i>	<i>106,810</i>	<i>31%</i>	<i>25,221</i>	<i>9,910</i>
Depreciación y amortización	43,296	52,759	22%	9,463	4,895
Otras partidas virtuales	38,293	54,051	41%	15,758	5,015
Flujo derivado del resultado neto del ejercicio	55,244	30,528	220%	(24,716)	2,832
<i>Variaciones en el capital de trabajo:</i>	<i>(31,746)</i>	<i>19,484</i>		<i>51,230</i>	<i>1,808</i>
Cuentas, documentos por cobrar y otros	(16,570)	9,198		25,768	853
Inventarios	(7,088)	(13,627)	92%	(6,539)	(1,264)
Activo intangible derivado de la valuación actuarial de las obligaciones laborales y otros activos	31,237	6,425	-79%	(24,812)	596
Proveedores	(8,958)	5,827		14,785	541
Otros pasivos	(30,367)	11,660		42,027	1,082
Recursos generados (utilizados) en actividades de operación	23,498	50,011	113%	26,514	4,640
Actividades de financiamiento					
Financiamiento bancario	11,802	13,637	16%	1,835	1,265
Financiamiento bursátil	114,636	172,870	51%	58,234	16,040
Otros financiamientos	15,616	(28,170)		(43,786)	(2,614)
Amortización de financiamiento bancario	(54,492)	(55,897)	3%	(1,405)	(5,186)
Amortización de financiamiento bursátil	(9,763)	(41,629)	326%	(31,866)	(3,863)
Amortización de otros financiamientos	(6,106)	(31,119)	410%	(25,013)	(2,887)
Pago de rendimientos mínimos garantizados al Gobierno Federal	(10,734)	(10,636)	-1%	98	(987)
Aportaciones para futuros aumentos de patrimonio	28,892	52,227	81%	23,335	4,846
Recursos generados (utilizados) mediante financiamiento	89,851	71,283	-21%	(18,568)	6,614
Actividades de inversión					
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(105,364)	(88,169)	-16%	17,194	(8,181)
Recursos generados (utilizados) en actividades de inversión	(105,364)	(88,169)	-16%	17,194	(8,181)
Incremento en efectivo y valores de inmediata realización	7,986	33,125	315%	25,140	3,073
Efectivo y valores de inmediata realización al inicio del ejercicio	79,714	87,700	10%	7,986	8,137
Efectivo y valores de inmediata realización al final del ejercicio	87,700	120,826	38%	33,126	11,211
Recursos generados (utilizados) en actividades de operación	23,498	50,011	113%	26,514	4,640
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(105,364)	(88,169)	-16%	17,194	(8,181)
Flujo libre de caja	(81,866)	(38,158)	-53%	43,708	(3,540)

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

El flujo libre de caja y el flujo libre de caja discrecional no son registros bajo PCGA, pero son reconciliados a PCGA como se indica arriba
 Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Tabla A7

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Ventas totales, rendimiento neto y activo por segmento
Cifras en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2005

	<u>Exploración y Producción</u>	<u>Refinación⁽¹⁾</u>	<u>Gas y Petroquímica Básica</u>	<u>Petroquímica</u>	<u>Compañías Subsidiarias y Corporativo</u>	<u>Eliminaciones entre entidades</u>	<u>Total</u>
Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2005							
Ventas totales	716,287	371,269	216,884	29,033	543,172	(948,001)	928,643
Clientes externos	-	333,008	134,291	20,217	420,912	20,214	928,643
Intersegmentos	716,287	38,260	82,592	8,816	122,260	(968,215)	-
Rendimiento (pérdida) de operación	525,688	(46,984)	9,891	(9,060)	(20,415)	39,635	498,754
	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) neto	(18,248)	(53,266)	6,682	(16,535)	(70,888)	75,973	(76,282)
Al 31 de diciembre de 2005							
Activos	843,575	296,782	96,996	51,723	1,504,878	(1,751,394)	1,042,560
Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2004							
Ventas totales	579,693	298,070	189,343	24,996	431,564	(724,298)	799,368
Clientes externos	-	270,148	119,917	17,385	335,391	56,528	799,368
Intersegmentos	579,693	27,922	69,427	7,611	96,172	(780,826)	0
Rendimiento (pérdida) de operación	426,167	(15,321)	13,741	(8,169)	17,780	36,173	470,372
Rendimiento (pérdida) neto	(14,126)	(22,796)	12,041	(12,726)	(22,754)	34,015	(26,345)
Al 31 de diciembre de 2004							
Activo	751,293	281,482	107,851	47,906	1,026,449	(1,235,875)	979,106

*Estados financieros consolidados elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos. Los estados financieros son auditados. El reconocimiento de los efectos de inflación se elaboró de conformidad con los PCGA, por lo tanto, las cifras en pesos son presentadas en pesos mexicanos constantes al 31 de diciembre de 2005.

(1) Las ventas a clientes externos de Refinación son netas de IEPS.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Tabla A8
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Emisión de certificados bursátiles de corto plazo

Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Plazo (días)	Monto emitido (Ps. mm)	Tasa promedio ponderada	Tasa de cetes a 28 días de colocación primaria
28-07-05	25-08-05	28	500.0	9.78%	9.63%
21-07-05	18-08-05	28	500.0	9.79%	9.60%
14-07-05	11-08-05	28	500.0	9.78%	9.61%
07-07-05	04-08-05	28	500.0	9.78%	9.61%
30-06-05	28-07-05	28	500.0	9.77%	9.61%
23-06-05	21-07-05	28	500.0	9.79%	9.62%
16-06-05	14-07-05	28	500.0	9.77%	9.62%
09-06-05	07-07-05	28	500.0	9.78%	9.64%
02-06-05	30-06-05	28	500.0	9.78%	9.64%
26-05-05	23-06-05	28	500.0	9.80%	9.69%
19-05-05	16-06-05	28	500.0	9.83%	9.73%
12-05-05	09-06-05	28	500.0	9.96%	9.81%
05-05-05	02-06-05	28	500.0	9.97%	9.77%
28-04-05	26-05-05	28	500.0	9.88%	9.61%
21-04-05	19-05-05	28	500.0	9.86%	9.66%
14-04-05	12-05-05	28	500.0	9.76%	9.59%
07-04-05	05-05-05	28	500.0	9.78%	9.64%
31-03-05	28-04-05	28	500.0	9.69%	9.57%
23-03-05	21-04-05	29	500.0	9.61%	9.45%
17-03-05	14-04-05	28	500.0	9.52%	9.37%
10-03-05	07-04-05	28	500.0	9.45%	9.32%
03-03-05	31-03-05	28	500.0	9.46%	9.33%
24-02-05	23-03-05	27	500.0	9.37%	9.23%
17-02-05	17-03-05	28	500.0	9.25%	9.15%
10-02-05	10-03-05	28	500.0	9.25%	9.14%
03-02-05	03-03-05	28	500.0	9.21%	9.07%
27-01-05	24-02-05	28	500.0	8.84%	8.63%
20-01-05	17-02-05	28	500.0	8.76%	8.63%
13-01-05	10-02-05	28	500.0	8.80%	8.59%
06-01-05	03-02-05	28	500.0	8.75%	8.56%

Tabla A9

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Pago de impuestos, derechos y aprovechamientos en flujo de efectivo (cifras nominales)

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	<u>2004</u> (Ps. mm)	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u> (US\$mm)	<u>2004</u> (Ps. mm)	<u>2005</u>	<u>Variación</u>	<u>2005</u> (US\$mm)		
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	134,643	170,548	27%	35,905	15,824	456,731	547,954	20%	91,224	50,841
Derechos sobre extracción y otros	103,970	136,592	31%	32,621	12,674	358,859	475,482	32%	116,623	44,117
Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE)	22,068	33,917	54%	11,849	3,147	39,606	54,298	37%	14,692	5,038
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	8,604	38	-100%	(8,566)	4	58,266	18,174	-69%	(40,091)	1,686

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Pago de impuestos en flujo de efectivo

En el cuarto trimestre de 2005 el pago total de impuestos, derechos y aprovechamientos, en flujo de efectivo, se incrementó 27%. Esto se debió, principalmente, a que el pago en flujo de efectivo de los derechos sobre extracción y otros aumentó Ps. 32.6 miles de millones o 31%. No obstante, el pago en flujo de efectivo del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) disminuyó Ps. 8.6 miles de millones de pesos.

Tabla A10
Tasa para el cálculo del derecho ordinario sobre hidrocarburos

Rango de precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo mexicano exportado (US\$/b)		Por ciento a aplicar sobre el valor de la producción extraída de petróleo crudo y gas natural menos las deducciones permitidas			
		2006	2007	2008	2009
0.00	19.99	87.81	85.61	83.40	81.20
20.00	21.99	87.32	85.24	83.16	81.08
22.00	23.99	83.14	82.10	81.07	80.03
24.00	25.99	82.34	81.50	80.67	79.83
26.00	27.99	81.53	80.90	80.27	79.63
28.00	en adelante	78.68	78.76	78.84	78.92

Tabla A11

Deducciones permitidas para calcular la base del derecho ordinario sobre hidrocarburos

Concepto	Deducción Anual
Inversiones⁽¹⁾	
Valor remanente de las inversiones anteriores a enero 1 de 2006	Conforme a los PCGA
Exploración	
Recuperación secundaria	100%
Mantenimiento no capitalizable	
Desarrollo	
Explotación	16.7%
Oleoductos	
Gasoductos	
Terminales	5%
Transporte	
Tanques de almacenamiento	
Costos	
Erogaciones para explotación ⁽²⁾	100%
Gastos	
Exploración	100%
Transportación	
(1) En ningún caso las deducciones por inversiones rebasarán el 100% de su monto original	
(2) De conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA) y exceptuando las inversiones	
Nota: El monto de la deducción por concepto de las inversiones, costos y gastos no excederá la siguiente cota (costcap)	
Costcap, = (6.5 US\$/b * volumen total de crudo y gas asociado extraído del año t) +(2.7 US\$/Mpc * volumen total de gas natural no asociado del año t)	
La parte deducible que rebase la cota se podrá deducir en los siete ejercicios inmediatos posteriores conforme a las reglas que establezca la SHCP	
Concepto	
Deducción Anual	
Derechos	
Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización	
Derecho extraordinario sobre la exportación de crudo	
Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes	
Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía	
Derecho para la fiscalización petrolera	
Otros	
Gas natural no asociado extraído, superior al volumen de extracción registrado en 2006	US\$ 0.50 / Mpc

Tabla A12
Tasa para el cálculo del derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado (US\$)	Por ciento a aplicar sobre el valor del total de las extracciones de petróleo crudo en el año
22.01-23.00	1.0%
23.01-24.00	2.0%
24.01-25.00	3.0%
25.01-26.00	4.0%
26.01-27.00	5.0%
27.01-28.00	6.0%
28.01-29.00	7.0%
29.01-30.00	8.0%
30.01-31.00	9.0%
31.00 en adelante	10.0%

Tabla A13
Tasa para el cálculo del derecho adicional

Año	Producción objetivo de crudo (Mb)
2006	1,247,935
2007	1,259,980
2008	1,285,895

Metodología de cálculo del derecho adicional

$$\left[(\text{Valor Prod. Objetivo}_t - \text{Valor Prod. Real}_t) \times \left(1 - \frac{\text{Deducciones}_t}{\text{Valor Prod. Real}_t} \right) \right] \times \text{Tasa DOH} \times 16.32\%$$

DOH: Derecho ordinario sobre hidrocarburos

Tabla A14
Elementos para el cálculo del derecho ordinario sobre hidrocarburos

Concepto	
a)	Producción de crudo extraída en 2006 (MMbd) 3.42
b)	Precio de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b) 36.50
c)	Valor de la producción de crudo extraída en 2006 (a x b) (MMUS\$) 45,563
d)	Producción de gas natural en 2006 (MMMpcpd) 5.3
e)	Volumen de gas natural utilizado para la producción de hidrocarburos (MMMpcpd) 0.6
f)	Quema de gas natural (hasta 2% de la producción de gas natural) * (MMMpcpd) 0.1
g)	Volumen deducible de gas natural (e + f) (MMMpcpd) 0.7
h)	Producción de gas natural extraída en 2006 (d - g) (MMMpcpd) 4.6
i)	Precio promedio del gas natural (US\$/Mpc) 6.33
j)	Valor de la producción de gas natural extraída en 2006 (h x i) (MMUS\$) 10,612
k)	Valor de la producción de crudo y gas natural extraída en 2006 (c + j) (MMUS\$) 56,175

* El 2% sólo aplica para 2006, del 2007 en adelante la quema de gas natural no forma parte del volumen deducible

Deducciones

Concepto	
Depreciación de inversiones; costos y gastos (MMUS\$) *	
	Depreciación de inversiones anteriores a 2006 2,746
	Depreciación de inversión en exploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable 3,368
	Depreciación de inversión en desarrollo y explotación 1,026
	Depreciación de inversión en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte y tanques de almacenamiento 53
	Costos y gastos 3,693
l)	Total depreciación de inversiones; costos y gastos 10,886

* Tipo de cambio 11.40 \$/US\$

Costcap

a)	Producción de crudo extraída en 2006 (MMbd) 3.42
	Producción de gas natural asociado extraída en 2006 (MMMpcpd) 2.7
m)	Cota de crudo y gas natural asociado en 2006 (MMUS\$) 9,390
	Producción de gas natural no asociado extraída en 2006 (MMMpcpd) 1.9
n)	Cota de gas natural no asociado en 2006 (MMUS\$) 1,875
o)	Costcap (m + n) 11,266
p)	Deducción por depreciación de inversiones; costos y gastos [Min (l, o)] 10,886

Derechos (MMUS\$)

	Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE) 4,556
	Derecho extraordinario sobre la exportación de crudo (DEE) 0
	Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE) 0
	Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica 28
	Derecho para la fiscalización petrolera 2
	IEPS * 0
q)	Total derechos 4,586
r)	Deducción total para el DOH (p + q) (MMUS\$) 15,472
s)	Base gravable DOH (k - r) (MMUS\$) 40,703
t)	Tasa DOH a un precio de la mezcla mexicana de crudo de 36.50 US\$/b en el año 2006 (Ver Tabla A10) 78.68%
	Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOH) (s x t) (MMUS\$) 32,025

1) Cálculos realizados con base en un precio de la mezcla mexicana de crudo igual a 36.50 US\$/b. Este precio es el utilizado para la elaboración del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de 2006. Por lo tanto, el DEE es igual a cero ya que el valor realizado de las exportaciones de crudo es igual al valor presupuestado de las exportaciones de crudo

2) Las cifras de producción de crudo, gas natural, gas natural asociado y no asociado, volumen de gas natural utilizado para la producción de hidrocarburos, quema de gas natural, precio de gas natural, depreciación de inversiones, costos y gastos son ilustrativos

* Desde el 1 de enero de 2006, de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación para 2006, el IEPS se acreditará contra un saldo previo positivo, en caso de no ser suficiente, se acreditará contra el IVA, y si no fuera suficiente se acreditará contra el DSHFE. En caso de que el IEPS exceda el DSHFE, se acreditará contra el DOH

Tabla A15
Elementos para el cálculo del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización

Concepto	
a)	Producción de crudo extraída en 2006 (MMbd) 3.42
b)	Precio de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b) 36.50
c)	Valor de la producción de crudo extraída en 2006 (a x b) (MMUS\$) 45,563
d)	Tasa DSHFE a un precio de la mezcla mexicana de crudo de 36.50 US\$/b (Ver Tabla A12) 10.0%
Acreditaciones	
Concepto	
e)	Derecho extraordinario sobre la exportación de crudo (DEE) 0
f)	Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) 0
g)	IEPS * 0
	Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE) (c x d - (e + f+g)) 4,556

1) Cálculos realizados con base en un precio de la mezcla mexicana de crudo igual a 36.50 US\$/b. Este precio es el utilizado para la elaboración del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de 2006. Por lo tanto, el DEE y el ARE son iguales a cero ya que el valor realizado de las exportaciones de crudo es igual al valor presupuestado de las exportaciones de crudo

2) La cifra de producción de crudo es ilustrativa

* Desde el 1 de enero de 2006, de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación para 2006, el IEPS se acreditará contra un saldo previo positivo, en caso de no ser suficiente, se acreditará contra el IVA, y si no fuera suficiente se acreditará contra el DSHFE. En caso de que el IEPS exceda el DSHFE, se acreditará contra el DOH

Tabla A16
Elementos para el cálculo del derecho extraordinario sobre la exportación de crudo

Concepto		
a)	Exportaciones de crudo en 2006 (MMbd)	1.87
b)	Precio de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b)	40.00
c)	Valor de las exportaciones de crudo en 2006 (a x b) (MMUS\$)	27,277
d)	Precio presupuestado de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b)	36.50
e)	Valor presupuestado de las exportaciones de crudo en 2006 (a x d) (MMUS\$)	24,890
f)	Diferencia entre el valor realizado y el valor presupuestado de las exportaciones de crudo $\text{Max}(c - e, 0)$ s.a. $c - e \geq 0$ (MMUS\$)	2,387
g)	Tasa DEE	13.1%
Derecho extraordinario sobre la exportación de crudo (DEE) (f x g)		313

1) Para fines ilustrativos se utiliza un precio de la mezcla mexicana de crudo de 40 US\$/b. Este precio es superior al precio de 36.50 US\$/b utilizado para la elaboración del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de 2006.

2) La cifra de exportaciones de crudo es ilustrativa.

Tabla A17
Elementos para el cálculo del aprovechamiento sobre rendimientos excedentes

Concepto		
a)	Exportaciones de crudo en 2006 (MMbd)	1.87
b)	Precio de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b)	40.00
c)	Valor de las exportaciones de crudo en 2006 (a x b) (MMUS\$)	27,277
d)	Precio presupuestado de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b)	36.50
e)	Valor presupuestado de las exportaciones de crudo en 2006 (a x d) (MMUS\$)	24,890
f)	Diferencia entre el valor realizado y el valor presupuestado de las exportaciones de crudo $\text{Max}(c - e, 0)$ s.a. $c - e \geq 0$ (MMUS\$)	2,387
g)	Tasa ARE	6.5%
Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) (f x g)		155

1) Para fines ilustrativos se utiliza un precio de la mezcla mexicana de crudo de 40 US\$/b. Este precio es superior al precio de 36.50 US\$/b utilizado para la elaboración del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de 2006.

2) La cifra de exportaciones de crudo es ilustrativa.

Tabla A18

**Elementos para el cálculo del derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía
y para el cálculo del derecho para la fiscalización petrolera**

Concepto	
a)	Producción de crudo extraída en 2006 (MMbd) 3.42
b)	Precio de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b) 36.50
c)	Valor de la producción de crudo extraída en 2006 (a x b) (MMUS\$) 45,563
d)	Producción de gas natural en 2006 (MMMpcd) 5.3
e)	Volumen de gas natural utilizado para la producción de hidrocarburos (MMMpcd) 0.6
f)	Quema de gas natural (hasta 2% de la producción de gas natural) * (MMMpcd) 0.1
g)	Volumen deducible de gas natural (e + f) (MMMpcd) 0.7
h)	Producción de gas natural extraída en 2006 (d -g) (MMMpcd) 4.6
i)	Precio promedio del gas natural (US\$/Mpc) 6.33
j)	Valor de la producción de gas natural extraída en 2006 (h x i) (MMUS\$) 10,612
k)	Valor de la producción de crudo y gas natural extraída en 2006 (c + j) (MMUS\$) 56,175
* El 2% sólo aplica para 2006, del 2007 en adelante la quema de gas natural no forma parte del volumen deducible	
l)	Tasa Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía 0.05%
	Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía (MMUS\$) (k x l) 28
m)	Tasa Derecho para la fiscalización petrolera 0.003%
	Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía (MMUS\$) (k x m) 2

1) Las cifras de producción de crudo, gas natural, volumen de gas natural utilizado para la producción de hidrocarburos, quema de gas natural y precio de gas natural son ilustrativos.

Tabla A19
Elementos para el cálculo del derecho adicional

Concepto	
a) Producción objetivo de crudo en 2006 (MMb)	1,248
b) Precio de la mezcla mexicana de crudo (US\$/b)	36.50
c) Valor de la producción objetivo de crudo en 2006 (a x b) (MMUS\$)	45,550
d) Producción real de crudo en 2006 (MMb) *	1,095
e) Valor de la producción real de crudo en 2006 (a x b) (MMUS\$)	39,968
f) Deducciones en 2006 **	15,472
g) Base gravable Derecho adicional (DA) (c - e) x (1 - (f / e))	3,421
h) Tasa DOH a un precio de la mezcla mexicana de crudo de 36.50 US\$/b en el año 2006 (Ver Tabla A10)	78.68%
i) Tasa Derecho adicional	16.32%
Derecho adicional (DA) (g x h x i)	439

* Para fines ilustrativos se utiliza una producción real de crudo de 3 MMbd

** Para fines ilustrativos se utilizan las deducciones calculadas en este Anexo para el DOH. Sin embargo, para el cálculo del DA es necesario contar con las deducciones asociadas al nivel de producción real que esté por debajo del nivel de producción objetivo

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

Celina Torres
ctorresu@dcf.pemex.com

Rolando Galindo
rgalindog@dcf.pemex.com

Alejandro Reyes
areyesv@dcf.pemex.com

Armando Acosta
aacosta@dcf.pemex.com

Elizabeth Osman
eosman@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 E.U.A. están convertidos con el tipo de cambio del 31 de diciembre de 2005 de Ps. 10.7777 por dólar de E.U.A.

Este documento contiene proyecciones a futuro. Las declaraciones que no son históricas, incluyendo enunciados de creencias y expectativas, son proyecciones a futuro. Éstas son de buena fé y están basadas en los planes y estimaciones actuales; por lo tanto, no debe confiarse más de la cuenta en ellas. Las proyecciones a futuro se refieren solamente al día en que se realizaron, y no se tiene la obligación de actualizarlas públicamente a la luz de nueva información o eventos futuros. Las proyecciones a futuro implican riesgos inherentes e incertidumbres. Estos factores de riesgo e incertidumbres incluyen la volatilidad del precio del crudo, riesgos de producción, equipo y transporte inherentes a la industria petrolera, regulaciones ambientales en México; acciones del gobierno mexicano con respecto a su presupuesto, recaudación, actividades comerciales, control de las reservas de hidrocarburos, o pago del servicio de la deuda; así como cualquier limitación en las exportaciones derivada de acuerdos del gobierno mexicano; y riesgos económicos, políticos y cambiarios que afecten a México. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada en la Securities and Exchange Commission de E.U.A. (www.sec.gov) y el Reporte Anual de PEMEX registrado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.com.mx). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

La Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC) permite que, en sus reportes a la SEC, 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 Marina Nacional 329 Piso 38 Col. Huasteca, Cd. de México, 11311 o en el (52 55) 1944 9700 o en www.pemex.com. 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 los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA) que se calculan como se describió previamente. El EBITDA, el flujo libre de caja y el flujo libre de caja discrecional no deben considerarse un indicador del desempeño financiero, una alternativa al flujo de efectivo, una medida de liquidez o una medida comparable a medidas llamadas de manera similar por otras empresas.

El cálculo de la deuda total incluye, adicionalmente a deuda documentada, los rubros generalmente considerados como deuda por los mercados financieros.