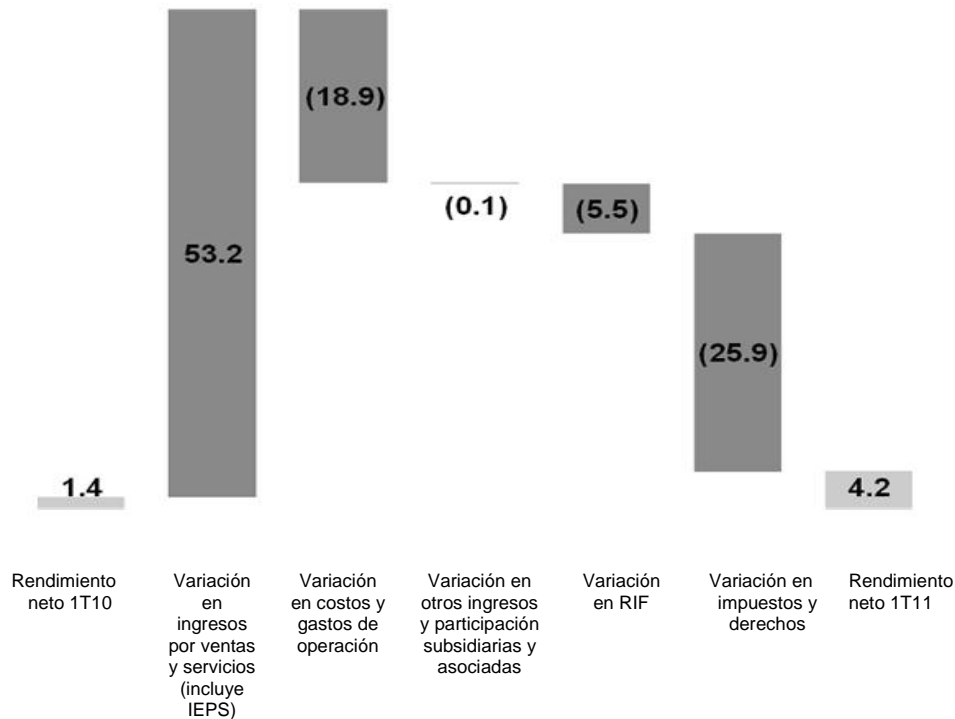


# Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de marzo de 2011<sup>1,2</sup>

## Síntesis de información trimestral

- Los ingresos totales por ventas y servicios aumentaron 14.6%, ubicándose en Ps. 352.7 mil millones. Los ingresos totales incluyendo IEPS<sup>3</sup> aumentaron 16.2%, ubicándose en Ps. 381.4 mil millones, principalmente por mayores precios del crudo y petrolíferos, así como mayor volumen de exportación de crudo. Los resultados en ventas hubieran sido mayores sino hubiera sido por la apreciación de 5.6% del peso respecto al dólar americano.
- El rendimiento de operación aumentó 18.8%, a Ps. 163.5 mil millones, derivado principalmente de un incremento en los ingresos por ventas y servicios.
- El mayor rendimiento de operación generó un incremento en el rendimiento antes de impuestos y derechos por Ps. 28.7 mil millones.
- El rendimiento neto se ubicó en Ps. 4.2 mil millones, lo que representa un aumento de Ps. 2.8 mil millones en relación con el rendimiento neto del primer trimestre de 2010. Éste obedece principalmente a que hubo mayores ingresos por ventas.
- Los recursos generados por la operación antes de impuestos y derechos ascienden a Ps. 218.9 mil millones.
- Las amortizaciones fueron superiores por Ps. 7.3 mil millones al endeudamiento neto incurrido durante el primer trimestre del 2011.
- El rendimiento neto ajustado se hubiera ubicado en Ps. 170.1 mil millones
- La producción de petróleo crudo en el primer trimestre de 2011, que se ubicó en los 2,572 miles de barriles (Mbd), fue mayor a la observada en los dos trimestres previos de 2010.

**Gráfica 1**  
**Evolución del rendimiento neto 1T10 vs. 1T11**  
 Miles de millones de pesos



<sup>1</sup>Se sugiere leer la hoja final del documento donde se hacen diversas especificaciones sobre la información utilizada.

<sup>2</sup>Todas las variaciones trimestrales y acumuladas se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

<sup>3</sup>IEPS se refiere al Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.

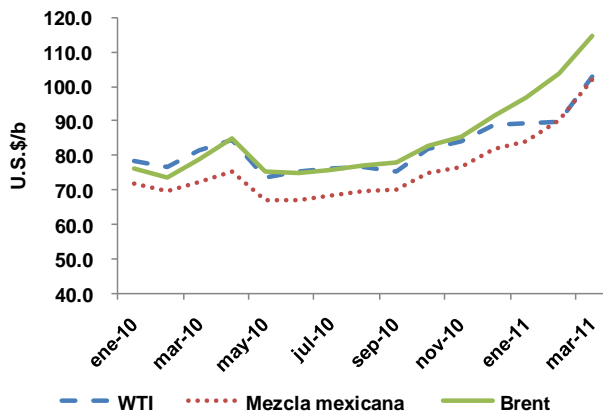
## Desempeño financiero al 31 de marzo de 2011

Cuadro 1

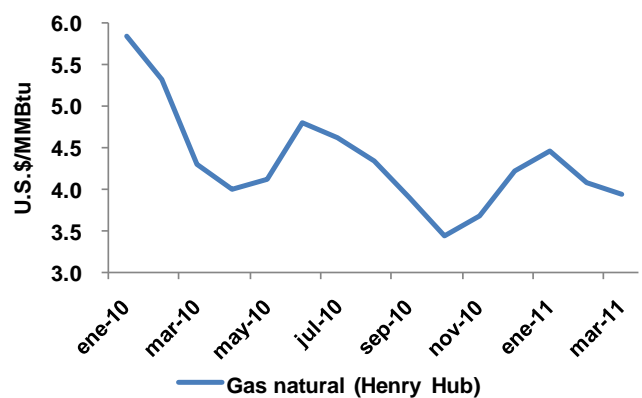
PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de				
	2010	2011	Variación	2011	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
<b>Ventas totales</b>	<b>307,875</b>	<b>352,700</b>	<b>14.6%</b>	<b>44,825</b>	<b>29,471</b>
En México	165,786	179,316	8.2%	13,530	14,983
De exportación	140,661	172,151	22.4%	31,490	14,385
Ingresos por servicios	1,428	1,234	-13.6%	(195)	103
<b>Costo de ventas</b>	<b>144,630</b>	<b>165,839</b>	<b>14.7%</b>	<b>21,209</b>	<b>13,857</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>163,245</b>	<b>186,861</b>	<b>14.5%</b>	<b>23,616</b>	<b>15,614</b>
<b>Gastos generales</b>	<b>25,687</b>	<b>23,380</b>	<b>-9.0%</b>	<b>(2,306)</b>	<b>1,954</b>
Gastos de distribución y transportación	7,693	7,029	-8.6%	(664)	587
Gastos de administración	17,994	16,351	-9.1%	(1,642)	1,366
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>137,559</b>	<b>163,481</b>	<b>18.8%</b>	<b>25,922</b>	<b>13,660</b>
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>22,094</b>	<b>29,689</b>	<b>34.4%</b>	<b>7,595</b>	<b>2,481</b>
IEPS devengado	20,422	28,748	40.8%	8,326	2,402
Otros	1,672	941	-43.7%	(731)	79
<b>Resultado integral de financiamiento</b>	<b>14,233</b>	<b>8,725</b>	<b>-38.7%</b>	<b>(5,508)</b>	<b>729</b>
<b>Participación en resultados de subs. y asociadas que no consolidan</b>	<b>(403)</b>	<b>269</b>	<b>166.8%</b>	<b>672</b>	<b>22</b>
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>173,482</b>	<b>202,164</b>	<b>16.5%</b>	<b>28,681</b>	<b>16,892</b>
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>172,039</b>	<b>197,956</b>	<b>15.1%</b>	<b>25,917</b>	<b>16,541</b>
<b>Rendimiento neto</b>	<b>1,443</b>	<b>4,208</b>	<b>191.5%</b>	<b>2,764</b>	<b>352</b>

Cuadro 2

PEMEX			
Indicadores financieros			
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de		
	2010	2011	Variación
Costo de lo vendido / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	44.1%	43.5%	(0.6)
Dep. y amortiz. / Costo de lo vendido y Gastos generales	13.1%	12.5%	(0.7)
Rendimiento de operación (incluyendo IEPS) / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	48.1%	50.4%	2.3
Impuestos y derechos / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	52.4%	51.9%	(0.5)
Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) / costo financiero (excluye intereses capitalizados)	9.5	20.6	11.1

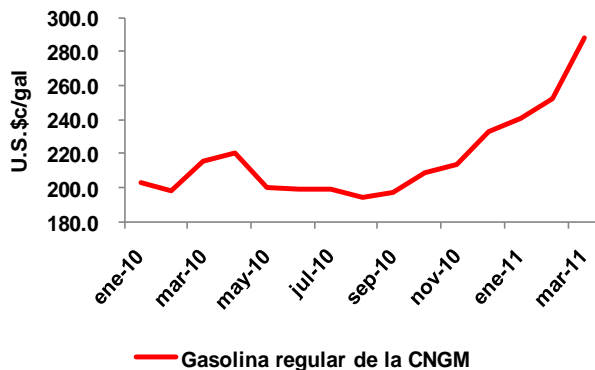
Gráfica 2  
Precios del crudo

Fuente: Reuters y PEMEX.

Gráfica 3  
Precios del gas natural (Henry Hub)

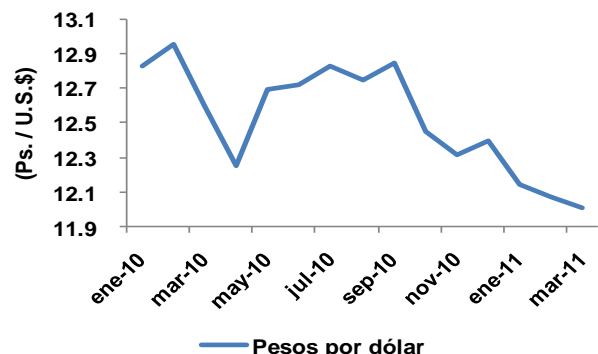
Fuente: Reuters y PEMEX.

**Gráfica 4**  
Precios de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México



Fuente: Reuters y PEMEX.

**Gráfica 5**  
Tipo de cambio peso-dólar



Fuente: Reuters y PEMEX.

**Ingresos totales por ventas y servicios**

**Cuadro 3**

PEMEX					
Ingresos por ventas y servicios					
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de				
	2010	2011	Variación		2011
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
<b>Ingresos totales por ventas y servicios (incluye IEPS)</b>	<b>328,298</b>	<b>381,448</b>	<b>16.2%</b>	<b>53,151</b>	<b>31,873</b>
<b>Ingresos totales por ventas y servicios</b>	<b>307,875</b>	<b>352,700</b>	<b>14.6%</b>	<b>44,825</b>	<b>29,471</b>
<b>Ventas en México (incluye IEPS)</b>	<b>186,208</b>	<b>208,064</b>	<b>11.7%</b>	<b>21,856</b>	<b>17,385</b>
<b>Ventas México</b>	<b>165,786</b>	<b>179,316</b>	<b>8.2%</b>	<b>13,530</b>	<b>14,983</b>
Gas seco	19,935	16,559	-16.9%	(3,376)	1,384
Petrolíferos (incluye IEPS)	158,826	182,744	15.1%	23,918	15,270
Petrolíferos	138,404	153,996	11.3%	15,592	12,868
IEPS	20,422	28,748	40.8%	8,326	2,402
Gasolinas	68,966	76,586	11.0%	7,619	6,399
Combustóleo	13,504	13,366	-1.0%	(138)	1,117
Diesel	32,626	37,878	16.1%	5,252	3,165
Gas licuado de petróleo (GLP)	13,654	14,678	7.5%	1,024	1,226
Turbosina	5,802	7,241	24.8%	1,439	605
Otros	3,852	4,248	10.3%	397	355
Petroquímicos	7,447	8,761	17.6%	1,314	732
<b>De exportación</b>	<b>140,661</b>	<b>172,151</b>	<b>22.4%</b>	<b>31,490</b>	<b>14,385</b>
Crudo y condensados	102,949	138,394	34.4%	35,445	11,564
Gas seco	272	2	-99.3%	(270)	0
Petrolíferos	14,421	14,067	-2.5%	(354)	1,175
Petroquímicos	577	1,157	100.6%	580	97
Otros	22,443	18,531	-17.4%	(3,912)	1,548
<b>Ingresos por servicios</b>	<b>1,428</b>	<b>1,234</b>	<b>-13.6%</b>	<b>(195)</b>	<b>103</b>

Incluyendo el IEPS negativo devengado de gasolinas y diesel para uso automotriz, los ingresos totales por ventas y servicios, aumentaron 16.2%, ubicándose en Ps. 381.4 mil millones (U.S.\$31.9 mil millones), principalmente como resultado del alza en los precios del petróleo crudo y productos petrolíferos, y del incremento en el volumen de exportación de crudo.

- La mezcla mexicana de crudo aumentó 29.2%, de U.S.\$71.27 por barril en el primer trimestre de 2010 a U.S.\$92.09 por barril en el mismo trimestre de 2011.
- La gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México aumentó 26.8%, de U.S.\$205.38 por galón a U.S.\$260.34 por galón en los periodos comparados.
- El volumen de crudo exportado aumentó 10.0%, de 1,247 Mbd a 1,372 Mbd en los periodos comparados.

Los resultados en las ventas hubieran sido mayores si no se hubiera observado la apreciación de 5.6% del peso respecto al dólar americano.

## Ventas en México

Las ventas en México incluyendo IEPS aumentaron 11.7%, ubicándose en Ps. 208.1 mil millones (U.S.\$17.4 mil millones):

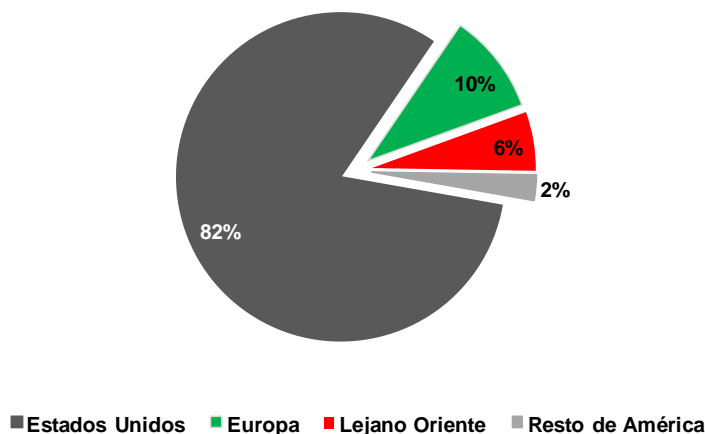
- Incluyendo el IEPS negativo devengado, las ventas de petrolíferos aumentaron 15.1%, a Ps. 182.7 mil millones, principalmente por el mayores precios. Con la excepción del diesel, el volumen de los principales productos petrolíferos vendidos en México disminuyó.
- Las ventas de gas natural disminuyeron 16.9%, a Ps. 16.6 mil millones, como consecuencia de la caída de 19.2% en los precios promedio de referencia del gas natural (*Midpoint Henry Hub*).
- Las ventas de petroquímicos aumentaron 17.6%, a Ps. 8.8 mil millones, debido principalmente a mayores precios de referencia y a mayor volumen vendido.

## Ventas por exportaciones

Por su parte, las ventas por exportaciones aumentaron 22.4%, ubicándose en Ps. 172.2 mil millones (U.S.\$14.4 mil millones):

- Las exportaciones de crudo y condensados aumentaron 34.4%, a Ps. 138.4 mil millones, debido principalmente a un aumento de 29.2% en el precio de referencia de la mezcla mexicana de exportación, de U.S.\$71.27 a U.S.\$92.09 por barril. El volumen aumentó de 1,247 a 1,372 Mbd. Sin embargo, las exportaciones de crudo y condensados hubieran sido mayores si no se hubiera observado la apreciación de 5.6% del peso respecto al dólar americano.
- Las ventas por exportaciones de petrolíferos disminuyeron 2.5%, Ps. 14.1 mil millones, debido básicamente a la reducción en volumen de 23 Mbd.
- Las ventas por exportaciones de petroquímicos aumentaron 100.6%, a Ps. 1.2 mil millones, como resultado principalmente de mayores precios, consecuencia de los conflictos en Medio Oriente y en el norte de África, así como del terremoto de Japón.
- Las ventas por exportaciones de gas natural seco disminuyeron Ps. 0.3 mil millones debido a menores precios y volúmenes.
- Otros ingresos por exportaciones disminuyeron Ps. 3.9 mil millones.

**Gráfica 6**  
Destino de las exportaciones de crudo 1T11  
(Mbd)



## Costos y gastos de operación

**Cuadro 4**  
PEMEX  
Costos y gastos de operación

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de				2011 (U.S.\$MM)
	2010 (Ps. MM)	2011	Variación	2011	
<b>Costos y gastos de operación</b>	<b>170,317</b>	<b>189,219</b>	<b>11.1%</b>	<b>18,903</b>	<b>15,811</b>
Costo de ventas	144,630	165,839	14.7%	21,209	13,857
<b>Gastos generales</b>	<b>25,687</b>	<b>23,380</b>	<b>-9.0%</b>	<b>(2,306)</b>	<b>1,954</b>
Gastos de distribución y transportación	7,693	7,029	-8.6%	(664)	587
Gastos de administración	17,994	16,351	-9.1%	(1,642)	1,366
<b>Costo neto del periodo de beneficios a los empleados</b>	<b>29,413</b>	<b>28,853</b>	<b>-1.9%</b>	<b>(560)</b>	<b>2,411</b>
<b>Depreciación y amortización</b>	<b>22,346</b>	<b>23,561</b>	<b>5.4%</b>	<b>1,215</b>	<b>1,969</b>

Costo de ventas

El costo de ventas en el primer trimestre de 2011 aumentó 14.7% , totalizando Ps. 165.8mil millones. Esta variación se debió principalmente a:

- un aumento de Ps. 16.7 mil millones en compras, principalmente de productos de importación, tales como gasolina, componentes de productos ultra bajo azufre (UBA) y diesel;
- un aumento de Ps. 2.5 mil millones en la variación de inventarios; y
- un aumento de Ps. 1.8 mil millones en el reconocimiento de pozos no exitosos, principalmente en la Región Marina Suroeste.

El cociente de costo de ventas en relación con las ventas y servicios totales incluyendo IEPS se ubicó en 43.5%, lo que representa una reducción de 0.6 puntos porcentuales.

Costo neto del periodo de beneficios a empleados

La reducción de Ps. 0.6 mil millones del costo neto del periodo de beneficios a empleados se debió principalmente al ajuste de las variables del cálculo actuarial.

**Otros ingresos (gastos)**

Los otros ingresos aumentaron como resultado del incremento del IEPS negativo devengado. Es importante señalar que para propósitos de análisis, el monto del IEPS negativo devengado ha sido sumado a las ventas de petrolíferos en México.

## Resultado integral de financiamiento

**Cuadro 5**  
PEMEX  
Resultado integral de financiamiento

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de				2011 (U.S.\$MM)
	2010 (Ps. MM)	2011	Variación	2011	
<b>Resultado integral de financiamiento</b>	<b>14,233</b>	<b>8,725</b>	<b>-38.7%</b>	<b>(5,508)</b>	<b>729</b>
Rendimiento financiero	8,832	10,317	16.8%	1,485	862
Costo financiero	(22,132)	(11,909)	46.2%	10,223	(995)
Utilidad (pérdida) por variación cambiaria	27,533	10,317	-62.5%	(17,216)	862

El resultado integral de financiamiento registró una disminución de Ps. 5.5 mil millones en relación con el primer trimestre de 2010. Estos resultados se debieron básicamente a: (i) el efecto de una menor apreciación del peso respecto al dólar americano al convertir la deuda no denominada en pesos a pesos<sup>4</sup>; y (ii) una valuación a mercado favorable en los derivados financieros que resultó en un mayor ingreso financiero y un menor costo financiero.

<sup>4</sup> La apreciación del peso respecto al dólar americano en el primer trimestre de 2011 fue de 3.2%, en comparación con 5.6% en el mismo trimestre de 2010.

## Impuestos y derechos

**Cuadro 6**  
PEMEX  
Impuestos y derechos

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de				
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u>	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>172,039</b>	<b>197,956</b>	<b>15.1%</b>	<b>25,917</b>	<b>16,541</b>
Derechos sobre hidrocarburos	169,487	193,908	14.4%	24,420	16,202
Derecho ordinario sobre hidrocarburos	144,026	164,195	14.0%	20,169	13,720
Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización	19,005	20,463	7.7%	1,458	1,710
Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	989	1,440	45.7%	451	120
Derecho para la fiscalización petrolera	8	9	14.7%	1.1	1
Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo	2,318	5,354		3,035	447
Derecho especial sobre hidrocarburos	1,440	1,208	-16.1%	(232)	101
Derecho sobre extracción de hidrocarburos	676	960	42.0%	284	80
Derecho adicional sobre hidrocarburos	231	279		48	23
Derecho único sobre hidrocarburos	794	-	-100.0%	(794)	-
Otros impuestos y derechos	2,552	4,048	58.7%	1,497	338

El incremento de impuestos y derechos durante el primer trimestre de 2011 se debió principalmente a los mayores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, que aumentó de 29.2% en los periodos comparados, de U.S.\$71.27 a U.S.\$92.09 por barril.

**Rendimiento neto**

PEMEX registró un rendimiento neto de Ps. 4.2mil millones (U.S.\$0.4mil millones), lo que representa un incremento de Ps. 2.8mil millones respecto al mismo trimestre de 2010.

**Rendimiento neto ajustado**

El rendimiento neto ajustado de PEMEX durante los primeros tres meses de 2011 hubiera sido de aproximadamente Ps. 170.1 mil millones (U.S.\$14.2 mil millones). A continuación se describe este cálculo:

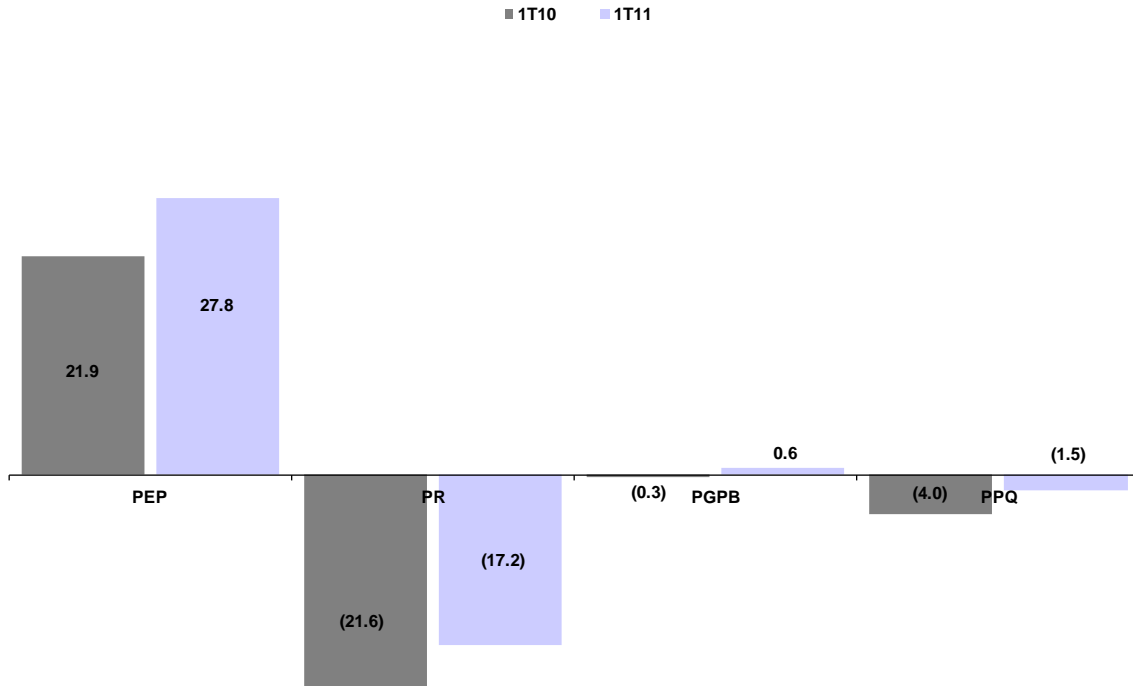
**Cuadro 7<sup>5</sup>**  
PEMEX  
Rendimiento (pérdida) neto ajustado

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de	
	<u>(Ps. MM)</u>	<u>(U.S.\$MM)</u>
Rendimiento neto	4,208	352
Costo del subsidio al GLP	7,378	616
Costos no reconocidos en el mecanismo de precios de gasolinas y diesel para uso automotriz	7,252	606
Disminución en derechos por el reconocimiento de costos y gastos de operación realizados en 2011	14,323	1,197
Disminución en derechos por el reconocimiento de costos y gastos de operación realizados en años previos	136,949	11,443
<b>Rendimiento neto ajustado</b>	<b>170,110</b>	<b>14,214</b>

<sup>5</sup> El costo del subsidio se refiere a la diferencia entre el precio de referencia internacional y el precio al cual se vende el GLP en México. Los costos no reconocidos en el mecanismo de precios de gasolinas y diesel para uso automotriz se refieren a (i) gastos de transportación y distribución y (ii) costos de productos ultra bajo azufre. La disminución en derechos por el reconocimiento de costos y gastos de operación realizados en años previos es un ajuste de una sola vez.

## Rendimiento neto por Organismo Subsidiario

Gráfica 7  
Rendimiento (pérdida) neto por Organismo Subsidiario  
Miles de millones de pesos



Nota: Conforme a lo establecido en la NIF B-8 "Estados Financieros Consolidados o Combinados", los resultados por segmento para efectos de consolidación- son netos de utilidades y pérdidas no realizadas, por lo tanto, puede haber diferencias entre la información aquí presentada y la del cuadro de Información por segmentos del Anexo.

**PEP** Durante los primeros tres meses de 2011, el rendimiento de operación por barril de petróleo crudo equivalente de Pemex-Exploración y Producción (PEP) aumentó 22.3%, al situarse en U.S.\$54.1 por barril, debido principalmente a mayores precios de crudo y gas. Adicionalmente, la tasa efectiva de impuestos y derechos sobre el rendimiento de operación disminuyó 5.0 puntos porcentuales para ubicarse en 88.5%. En consecuencia, PEP registró un rendimiento neto de Ps. 27.8 mil millones, en comparación con un rendimiento neto de Ps. 21.9 mil millones en los primeros tres meses de 2010.

Cuadro 8

PEMEX

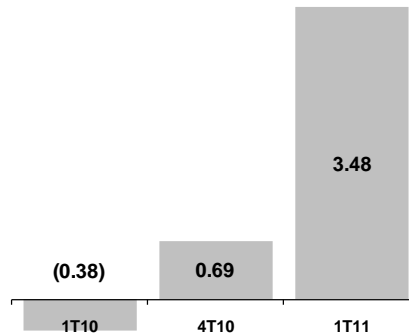
Indicadores seleccionados

Pemex-Exploración y Producción	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	2010	2011	Variación	2011 (U.S.\$/bpce)
Ventas totales / Producción total de hidrocarburos (Ps. / bpce)	710.3	827.7	117.4	69.2
Rendimiento de operación / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	529.1	647.3	118.2	54.1
Rendimiento neto / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	62.6	82.2	19.6	6.9
Impuestos y derechos / Rendimiento de operación	93.5%	88.5%	(5.0)	

Nota: Conforme a lo establecido en la NIF B-8 "Estados Financieros Consolidados o Combinados", los resultados por segmento para efectos de consolidación- son netos de utilidades y pérdidas no realizadas, por lo tanto, puede haber diferencias entre la información aquí presentada y la del cuadro de Información por segmentos del Anexo.

**PR** En los primeros tres meses de 2011, la pérdida de operación de Pemex-Refinación (PR) se ubicó en Ps. 43.8mil millones, la cual no incluye el IEPS negativo devengado. La pérdida neta de PR para el periodo fue de Ps. 17.2 mil millones, en comparación con Ps. 20.8 mil millones en el primer trimestre de 2010. La disminución en la pérdida neta se explica principalmente por el incremento en el margen variable de refinación, como resultado de mejores márgenes de refinación a nivel internacional motivado por los conflictos en Medio Oriente y el norte de África, así como el terremoto de Japón.

**Gráfica 8**  
Margen variable de refinación trimestral  
(Dólares por barril)



**PGPB** Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) registró una pérdida de operación de Ps. 0.7mil millones en los primeros tres meses de 2011, en comparación con una pérdida de operación de Ps. 1.5mil millones en los primeros tres meses de 2010. El resultado integral de financiamiento y otros ingresos convirtieron la pérdida de operación del primer trimestre de 2011 en un rendimiento neto de Ps. 0.6 mil millones.

**PPQ** La pérdida de operación de Pemex-Petroquímica (PPQ) disminuyó54.7%, para ubicarse en Ps. 1.6mil millones. La pérdida neta de PPQ disminuyó61.3%, situándose en Ps. 1.5mil millones, en comparación con Ps. 4.0mil millones en los primeros tres meses de 2010. Este resultado se debió principalmente a mejoras operativas y mayores precios de referencia motivados por los conflictos en Medio Oriente y el Norte de África, al igual que el terremoto de Japón.



## Estado de la situación financiera al 31 de marzo de 2011

Cuadro 9

PEMEX					
Balance general consolidado					
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de marzo de 2011	Variación	2011	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
<b>Total activo</b>	<b>1,392,715</b>	<b>1,403,806</b>	<b>0.8%</b>	<b>11,090</b>	<b>117,299</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>313,429</b>	<b>325,488</b>	<b>3.8%</b>	<b>12,059</b>	<b>27,197</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	133,587	126,721	-5.1%	(6,866)	10,589
Cuentas, documentos por cobrar y otros	141,805	164,225	15.8%	22,420	13,722
Inventarios	38,038	34,542	-9.2%	(3,495)	2,886
de productos	32,738	29,980	-8.4%	(2,758)	2,505
de materiales	5,299	4,562	-13.9%	(737)	381
<b>Inversión en acciones y valores</b>	<b>11,116</b>	<b>10,895</b>	<b>-2.0%</b>	<b>(221)</b>	<b>910</b>
<b>Propiedades, mobiliario y equipo</b>	<b>1,061,388</b>	<b>1,059,933</b>	<b>-0.1%</b>	<b>(1,455)</b>	<b>88,565</b>
<b>Otros activos</b>	<b>6,782</b>	<b>7,490</b>	<b>10.4%</b>	<b>708</b>	<b>626</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>1,506,499</b>	<b>1,514,909</b>	<b>0.6%</b>	<b>8,410</b>	<b>126,582</b>
<b>Pasivo circulante</b>	<b>207,254</b>	<b>218,796</b>	<b>5.6%</b>	<b>11,543</b>	<b>18,282</b>
Deuda a corto plazo	89,555	96,497	7.8%	6,942	8,063
Proveedores	43,474	47,795	9.9%	4,320	3,994
Cuentas y gastos acumulados por pagar	21,659	14,026	-35.2%	(7,632)	1,172
Impuestos y derechos por pagar	52,566	60,478	15.1%	7,912	5,053
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>1,299,245</b>	<b>1,296,113</b>	<b>-0.2%</b>	<b>(3,132)</b>	<b>108,300</b>
Deuda a largo plazo	575,171	555,643	-3.4%	(19,528)	46,428
Reserva para créditos diversos y otros	55,493	56,583	2.0%	1,090	4,728
Reserva para beneficios a los empleados	661,365	677,109	2.4%	15,744	56,578
Impuestos diferidos	7,216	6,778	-6.1%	(438)	566
<b>Total patrimonio</b>	<b>(113,783)</b>	<b>(111,103)</b>		<b>2,680</b>	<b>(9,284)</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>1,392,715</b>	<b>1,403,806</b>	<b>0.8%</b>	<b>11,090</b>	<b>117,299</b>

Cuadro 10

## PEMEX

## Indicadores financieros seleccionados

	Al 31 de dic 2010	Al 31 de marzo de 2011	Variación
Propiedades, mobiliario y equipo / Activo	76.2%	75.5%	(0.71)
Deuda / Total del pasivo y patrimonio	47.7%	46.5%	(1.27)
Capital de trabajo (Ps. MM)	106,176	106,692	0.5%

**Activo circulante**

El activo circulante aumentó 3.8% respecto al 31 de diciembre de 2010 al ubicarse en Ps. 325.5 mil millones. Este incremento se debió principalmente a un aumento en Ps. 22.4 mil millones en cuentas, documentos por cobrar y otros.

**Propiedades, mobiliario y equipo**

Propiedades, mobiliario y equipo disminuyó 0.1%, o Ps. 1.4 mil millones, a Ps. 1,059.9 mil millones respecto al 31 de diciembre de 2010. Esta reducción se explica principalmente por el hecho de que el ritmo de gasto en capital de PEMEX es superior en la segunda mitad del año.

**Pasivo circulante**

El pasivo circulante aumentó 5.6% respecto al 31 de diciembre de 2010, totalizando Ps. 218.8 mil millones, debido básicamente a: (i) un aumento de Ps. 7.9 mil millones de pesos en impuestos y derechos por pagar; y (ii) un aumento de Ps. 6.9 mil millones de pesos de la deuda a corto plazo.

## Actividades de inversión

Durante el primer trimestre de 2011 se han ejercido Ps. 38.2 mil millones, lo que representa 13.3% de la inversión programada.

### Presupuesto 2011

En 2011 la inversión estimada es de Ps. 286.3 mil millones<sup>6</sup>. La distribución estimada es la siguiente<sup>7</sup>:

- Ps. 243.4 mil millones a Exploración y Producción<sup>8</sup>, de los cuales Ps. 35.2 mil millones se destinarán a exploración;
- Ps. 32.6 mil millones a Refinación;
- Ps. 5.2 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 3.3 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 1.8 mil millones a Petróleos Mexicanos.

## Deuda

<b>Cuadro 11</b>						
<b>PEMEX</b>						
<b>Deuda consolidada total</b>						
	Al 31 de diciembre de <b>2010</b> (Ps. MM)	Al 31 de marzo de <b>2011</b>	<b>Variación</b>		<b>2011</b> (U.S.\$MM)	
<b>Deuda total</b>	<b>664,725</b>	<b>652,140</b>	<b>-1.9%</b>	<b>(12,586)</b>	<b>54,491</b>	
Corto plazo	89,555	96,497	7.8%	6,942	8,063	
Largo plazo	575,171	555,643	-3.4%	(19,528)	46,428	
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>133,587</b>	<b>126,721</b>	<b>-5.1%</b>	<b>(6,866)</b>	<b>10,589</b>	
<b>Deuda neta total</b>	<b>531,138</b>	<b>525,418</b>	<b>-1.1%</b>	<b>(5,720)</b>	<b>43,903</b>	

### Neta

La deuda neta disminuyó 1.1%, ubicándose en Ps. 525.4 mil millones (U.S.\$43.9 mil millones). Esta reducción se debe a que (i) las amortizaciones realizadas en el primer trimestre de 2011, las cuales se ubicaron en Ps. 7.3 mil millones, fueron superiores al endeudamiento del periodo; y (ii) a la reducción en efectivo y equivalentes de efectivo.

<b>Cuadro 12</b>			
<b>PEMEX</b>			
<b>Perfil de vencimientos de la deuda</b>			
	<b>Al 31 de marzo de 2011</b>		
	<b>(Ps. MM)</b>	<b>(U.S.\$MM)</b>	
<b>Deuda total</b>	<b>652,140</b>	<b>54,491</b>	
<b>En pesos mexicanos</b>	<b>137,769</b>	<b>11,512</b>	
2011	22,883	1,912	
Enero 2012 - Marzo 2012	12,833	1,072	
Abril 2012 - Marzo 2013	18,621	1,556	
Abril 2013 - Marzo 2014	1,333	111	
Abril 2014 - Marzo 2015	27,126	2,267	
Abril 2015 en adelante	54,972	4,593	
<b>En otras monedas</b>	<b>514,370</b>	<b>42,980</b>	
2011	55,415	4,630	
Enero 2012 - Marzo 2012	5,365	448	
Abril 2012 - Marzo 2013	50,708	4,237	
Abril 2013 - Marzo 2014	54,942	4,591	
Abril 2014 - Marzo 2015	49,437	4,131	
Abril 2015 en adelante	298,504	24,942	

<sup>6</sup> Presupuesto de Egresos de la Federación 2011.

<sup>7</sup> Los montos de inversión podrían modificarse posteriormente en función de ajustes presupuestales.

<sup>8</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

Cuadro 13<sup>9</sup>

PEMEX

## Exposición del principal de la deuda

	<u>Por moneda</u>		<u>Porcentaje a tasa fija</u>		<u>A tasa flotante</u>	
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de marzo de 2011	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de marzo de 2011	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de marzo de 2011
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>54.6%</b>	<b>53.9%</b>	<b>45.5%</b>	<b>46.1%</b>
Dólares de E.U.A.	80.1%	78.7%	57.1%	57.0%	42.9%	43.0%
Pesos mexicanos	19.9%	21.3%	44.6%	42.4%	55.4%	57.6%
Euros	0.0005%	0.0005%	100.0%	100.0%	0.0%	0.0%
Yenes	0.0000%	0.0000%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

## Cuadro 14

PEMEX

## Duración promedio de la exposición del principal de la deuda

	Al 31 de marzo de		
	2010	2011	Variación
<b>Total</b>	<b>4.2</b>	<b>4.0</b>	<b>(0.2)</b>
Dólares de E.U.A.	4.8	4.6	(0.2)
Pesos mexicanos	2.0	1.8	(0.2)
Euros	2.0	1.8	(0.3)
Yenes	0.0	0.0	0.0

## Captación

**Mercados de capitales**

El 15 de marzo de 2011 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 10 mil millones con vencimiento el 8 de marzo de 2016 y cupón de TIIE28 + 21 puntos base.

**Créditos bancarios**

El 24 de febrero de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bancario por Ps. 3.75 mil millones a una tasa de TIIE91 + 150 puntos base y fecha de vencimiento el 30 de septiembre de 2011.

## Manejo de liquidez

Al 31 de marzo de 2011, Petróleos Mexicanos mantiene líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S.\$3.5 mil millones; de los cuales U.S.\$3.25 mil millones están disponibles.

<sup>9</sup> PEMEX se endeuda en monedas distintas al peso mexicano y al dólar de los E.U.A.; las fluctuaciones en monedas distintas al peso y al dólar pueden incrementar el costo financiero. Por lo tanto, desde 1991 PEMEX ha participado en swaps de moneda para cubrirse contra movimientos en los tipos de cambio cuando PEMEX se endeuda en monedas distintas al peso mexicano o al dólar de los E.U.A.

## Patrimonio

Cuadro 15

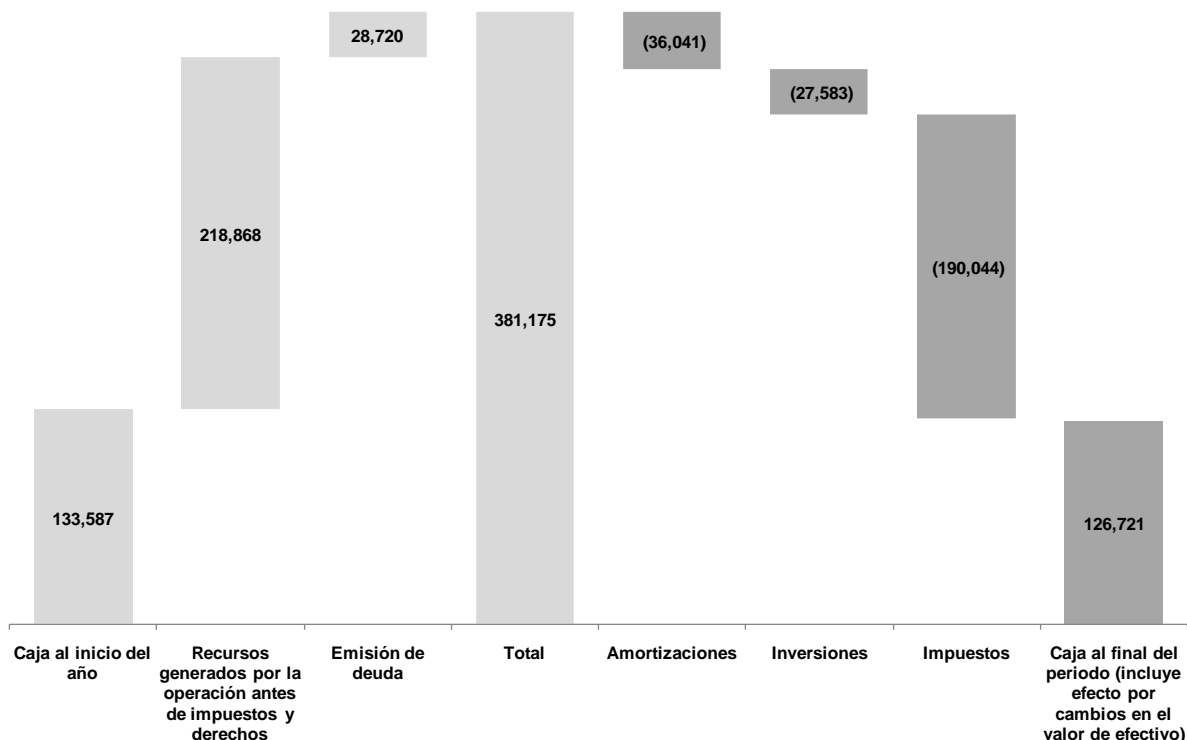
PEMEX Patrimonio					
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de marzo de 2011	Variación		2011
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
<b>Total patrimonio</b>	<b>(113,783)</b>	<b>(111,103)</b>	<b>2,680</b>		<b>(9,284)</b>
Certificados de aportación "A"	96,958	96,958	0.0%	-	8,102
Incremento patrimonio Org. Subs.	180,382	180,382	0.0%	-	15,072
Capital social	-	-	0.0%	-	-
Reserva legal	988	988	0.0%	-	83
Superavit por donación	3,447	3,458	0.3%	11	289
Utilidad (pérdida) integral	4,396	2,858	-35.0%	(1,539)	239
(Pérdidas) rendimientos acumulados	(399,954)	(395,747)	-1.1%	4,208	(33,068)
De ejercicios anteriores	(352,492)	(399,954)	13.5%	(47,463)	(33,419)
Del ejercicio	(47,463)	4,208	-108.9%	51,670	352

Al 31 de marzo de 2011, el patrimonio de PEMEX fue negativo en Ps. 111.1mil millones, en comparación con Ps. 113.8mil millones registrado el 31 de diciembre de 2010. El incremento se debe al rendimiento neto generado en el periodo, el cual fue compensado, principalmente por el efecto de conversión de compañías subsidiarias, contenido en la pérdida integral.

Es importante mencionar que los contratos de crédito vigentes no incluyen acuerdos financieros o eventos de suspensión de pagos que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.

## Usos y fuentes de recursos

Gráfica 9  
Fuentes y usos de recursos al 31 de marzo de 2011  
(Millones de pesos)



- Al 31 de marzo de 2011, el flujo neto de efectivo generado por las actividades de operación antes de impuestos y derechos pagados fue de Ps. 218.9mil millones, lo que representa un aumento de Ps. 35.9 mil millones respecto a los primeros tres meses de 2010.
- Durante los tres primeros meses de 2011, se obtuvieron recursos por Ps. 28.7mil millones y se amortizaron Ps. 36.0mil millones, por lo que se observó un desendeudamiento neto Ps. 7.3mil millones.

## Estado de flujo de efectivo

Cuadro 16

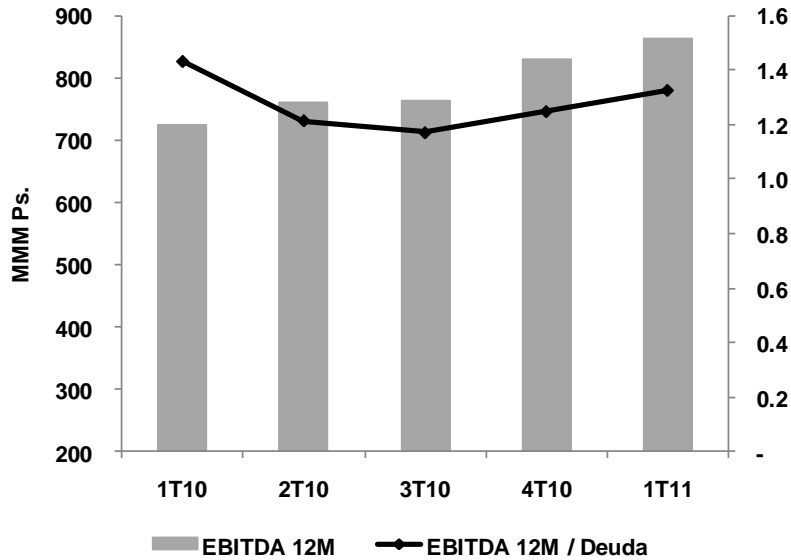
PEMEX					
Estados consolidados de flujo de efectivo					
	Al 31 de marzo de		Variación	2011	
	2010	2011		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	173,482	202,164	16.5%	28,681	16,892
Partidas relacionadas con actividades de inversión:	24,832	29,329	18.1%	4,497	2,451
Depreciación y amortización	22,346	23,561	5.4%	1,215	1,969
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	-	95		95	8
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	403	(269)	-166.8%	(672)	(22)
Pozos no exitosos	1,874	2,289		415	191
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	209	3,653	1644.6%	3,444	305
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:	(17,761)	(5,813)	67.3%	11,947	(486)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(33,513)	(13,569)	59.5%	19,943	(1,134)
Intereses a cargo (favor)	15,752	7,756	-50.8%	(7,996)	648
	<b>180,554</b>	<b>225,679</b>	<b>25.0%</b>	<b>45,126</b>	<b>18,857</b>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(180,315)	(196,855)	-9.2%	(16,540)	(16,449)
Instrumentos financieros	6,922	(1,568)	-122.6%	(8,489)	(131)
Cuentas por cobrar a clientes	(10,907)	(28,581)	-162.1%	(17,675)	(2,388)
Inventarios	(958)	3,495	464.9%	4,453	292
Otros activos	(1,646)	(708)	57.0%	939	(59)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(697)	(166)	76.2%	531	(14)
Impuestos pagados	(182,703)	(190,044)	-4.0%	(7,341)	(15,880)
Proveedores	(12,294)	4,320	135.1%	16,615	361
Reserva para créditos diversos y otros	5,808	1,090	-81.2%	(4,718)	91
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	16,304	15,744	-3.4%	(560)	1,316
Impuestos diferidos	(144)	(438)	-205.0%	(294)	(37)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>238</b>	<b>28,824</b>	<b>11997.0%</b>	<b>28,586</b>	<b>2,408</b>
Actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(38,263)	(27,583)	27.9%	10,680	(2,305)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(38,263)</b>	<b>(27,583)</b>	<b>27.9%</b>	<b>10,680</b>	<b>(2,305)</b>
<b>Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>(38,025)</b>	<b>1,241</b>	<b>103.3%</b>	<b>39,266</b>	<b>104</b>
Actividades de financiamiento:					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	51,488	28,720	-44.2%	(22,768)	2,400
Intereses pagados	(15,217)	(9,333)	38.7%	5,884	(780)
Pagos de principal a préstamos	(26,245)	(26,708)	-1.8%	(463)	(2,232)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>10,026</b>	<b>(7,321)</b>	<b>-173.0%</b>	<b>(17,348)</b>	<b>(612)</b>
<b>Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes</b>	<b>(27,998)</b>	<b>(6,080)</b>	<b>78.3%</b>	<b>21,918</b>	<b>(508)</b>
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio</b>	<b>159,760</b>	<b>133,587</b>	<b>-16.4%</b>	<b>(26,173)</b>	<b>11,162</b>
Efecto por cambios en el valor del efectivo	(1,182)	(786)	33.5%	396	(66)
<b>Efectivo y equivalentes al final del ejercicio</b>	<b>130,580</b>	<b>126,721</b>	<b>-3.0%</b>	<b>(3,859)</b>	<b>10,589</b>

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

Cuadro 17

PEMEX					
Reconciliación de los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización					
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de				
	2010	2011	Variación	2011	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
<b>Pérdida neta</b>	<b>1,443</b>	<b>4,208</b>	<b>191.5%</b>	<b>2,764</b>	<b>352</b>
+ Impuestos y derechos	172,039	197,956	15.1%	25,917	16,541
- Resultado integral de financiamiento	14,232	8,725	-38.7%	(5,508)	729
+ Depreciación y amortización	22,346	23,561	5.4%	1,215	1,969
+ Costo neto del periodo de beneficios a empleados	29,413	28,853	-1.9%	(560)	2,411
<b>Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)</b>	<b>211,008</b>	<b>245,852</b>	<b>16.5%</b>	<b>34,844</b>	<b>20,543</b>

**Gráfica 10**  
**Cobertura de deuda**



## Desempeño operativo al 31 de marzo de 2011

**Cuadro 18**

PEMEX

**Principales estadísticas de producción**

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			Variación
	2010	2011		
<b>Explotación</b>				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,821	3,760	-1.6%	(61)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,653	2,623	-1.1%	(30)
Crudo (Mbd)	2,607	2,572	-1.4%	(35)
Condensados (Mbd)	46	51	11.4%	5
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,946	6,820	-1.8%	(126)
<b>Transformación industrial</b>				
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,683	3,677	-0.2%	(6)
Líquidos del gas natural (Mbd)	388	397	2.5%	10
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,438	1,327	-7.7%	(111)
Petroquímicos (Mt)	1,534	1,460	-4.8%	(74)

(1) Incluye nitrógeno.

(2) No incluye gas seco elaborado por Pemex-Refinación y utilizado como combustible por este organismo.

(3) Incluye GLP de Pemex-Gas y Petroquímica Básica; Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Refinación.

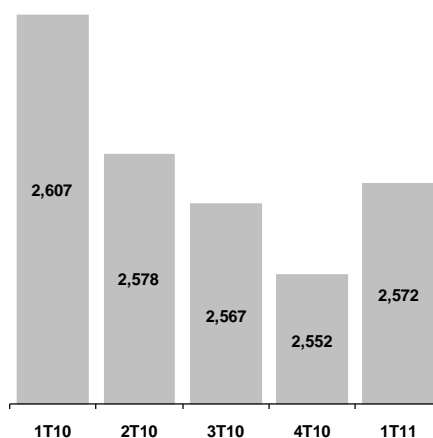
## Exploración y Producción

## Producción de crudo

Cuadro 19

PEMEX			
Producción de crudo por tipo			
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de		
	2010	2011	Variación
Petróleo crudo (Mbd)	2,607	2,572	-1.4% (35)
Pesado	1,464	1,396	-4.6% (68)
Ligero	835	845	1.3% 11
Superligero	308	330	7.0% 22
Crudo de regiones marinas / Total	76.4%	74.7%	

Gráfica 11  
Producción de crudo trimestral  
(Miles de barriles diarios)



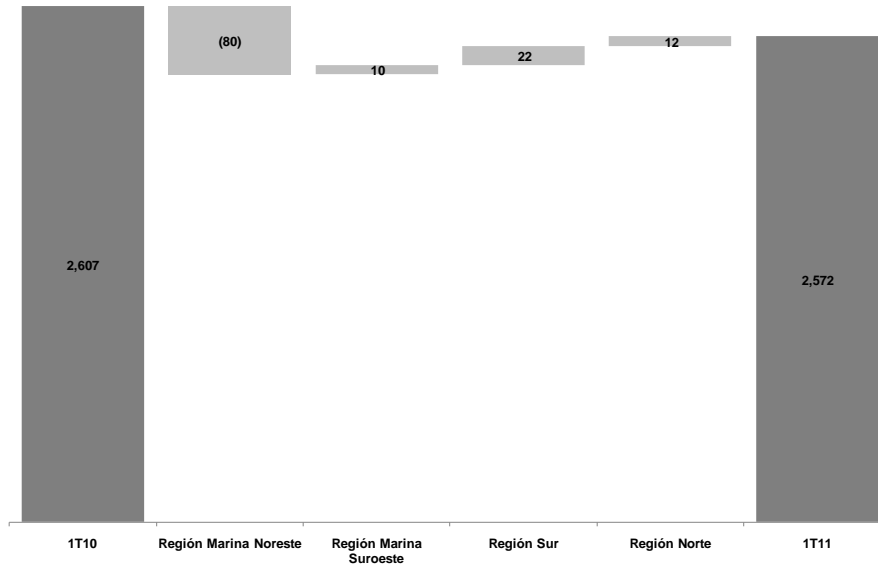
Cuadro 20

PEMEX  
Producción de crudo por activo integral

	2007	2008	2009				2010				2011
			1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	
			(Mbd)								
<b>Total</b>	<b>3,076</b>	<b>2,792</b>	<b>2,667</b>	<b>2,590</b>	<b>2,567</b>	<b>2,583</b>	<b>2,607</b>	<b>2,578</b>	<b>2,567</b>	<b>2,552</b>	<b>2,572</b>
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>2,018</b>	<b>1,746</b>	<b>1,584</b>	<b>1,481</b>	<b>1,456</b>	<b>1,453</b>	<b>1,445</b>	<b>1,403</b>	<b>1,386</b>	<b>1,356</b>	<b>1,365</b>
Cantarell	1,490	1,040	787	688	646	620	597	567	548	520	523
Ku-Maloob-Zaap	527	706	797	793	809	833	848	836	838	835	842
<b>Región Marina Suroeste</b>	<b>506</b>	<b>500</b>	<b>512</b>	<b>521</b>	<b>511</b>	<b>526</b>	<b>546</b>	<b>546</b>	<b>538</b>	<b>548</b>	<b>556</b>
Abkatún-Pol Chuc	312	308	314	307	299	302	302	299	291	293	295
Litoral Tabasco	194	192	199	214	212	225	243	247	247	255	261
<b>Región Sur</b>	<b>465</b>	<b>459</b>	<b>479</b>	<b>493</b>	<b>506</b>	<b>512</b>	<b>520</b>	<b>526</b>	<b>539</b>	<b>542</b>	<b>542</b>
Cinco Presidentes	45	47	51	54	61	60	66	71	73	76	80
Bellota-Jujo	190	175	173	173	172	171	168	161	158	155	152
Macuspana	10	16	22	25	30	32	32	33	33	33	33
Muspac	34	36	41	41	42	44	48	47	52	51	49
Samaria-Luna	187	185	193	200	201	205	206	213	223	227	228
<b>Región Norte</b>	<b>87</b>	<b>87</b>	<b>92</b>	<b>95</b>	<b>94</b>	<b>92</b>	<b>96</b>	<b>103</b>	<b>104</b>	<b>106</b>	<b>108</b>
Poza Rica-Altamira	85	56	60	61	59	57	56	57	55	57	59
Aceite Terciario del Golfo <sup>(1)</sup>	0	29.32	28	29	31	30	35	40	44	45	46
Veracruz	2	2	4	5	5	5	5	5	5	4	4

(1) El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se creó en 2008; los campos que lo conforman se desincorporaron del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

**Gráfica 12**  
**Variación de producción de crudo por regiones**  
**(Mbd)**



Durante el primer trimestre de 2011, se observó un incremento por 0.8% en la producción de petróleo crudo en comparación al cuarto trimestre de 2010 ubicándose en 2,572 Mbd. Asimismo la producción de petróleo crudo en el primer trimestre de 2011, fue mayor a la observada en los dos trimestres previos de 2010. Es decir, la producción de petróleo crudo aumentó de 2,567 Mbd durante el tercer trimestre de 2010 a 2,572 Mbd en el primer trimestre de 2011.

En comparación con el primer trimestre de 2010 la producción de petróleo crudo disminuyó por 1.4%. Sin embargo en base a la tendencia observada en los dos últimos trimestres, esperamos ver un incremento anual en los siguientes trimestres. La producción de petróleo crudo pesado disminuyó por 4.6%, a 1,396 Mbd, en comparación al primer trimestre de 2010, debido principalmente al cierre necesario de algunos pozos en Ku-Maloob-Zap como respuesta a grandes inventarios provocados por condiciones climatológicas adversas; y a la declinación natural de Cantarell. Esto último fue parcialmente contrarrestado por el incremento de 33 Mbd de crudo ligero y súper-ligero del proyecto Yaxche (crudo ligero) y por el proyecto Delta del Grijalva (crudo súper-ligero). Ambos incrementos se deben a la terminación de pozos de desarrollo.

### **Producción de Cantarell**

Durante el primer trimestre de 2011, la producción de crudo en el activo Cantarell ascendió a 523Mbd. Lo siguiente es una descripción de las tasas de disminución del activo Cantarell.

**Cuadro 21**  
**PEMEX**  
**Activo Integral Cantarell**

	<u>Producción (Mbd)</u>	<u>Tasa promedio mensual de disminución</u>
<b>1T10</b>	597	1.46%
<b>2T10</b>	567	1.62%
<b>3T10</b>	548	0.87%
<b>4T10</b>	520	0.48%
<b>1T11</b>	523	0.36%



## Producción de gas natural

Cuadro 22

PEMEX			
Producción de gas natural y envío de gas a la atmósfera			
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de		
	2010	2011	Variación
<b>Total (MMpcd)<sup>(1)</sup></b>	<b>6,390</b>	<b>6,167</b>	<b>-3.5% (223)</b>
Asociado	3,759	3,866	2.9% 108
No asociado	2,631	2,301	-12.6% (330)
<b>Envío de gas hidrocarburo a la atmósfera</b>	<b>376</b>	<b>272</b>	<b>-27.8% (105)</b>
Envío de gas hidrocarburo / Gas hidrocarburo total producido	5.9%	4.4%	

(1) No incluye nitrógeno.

Cuadro 23

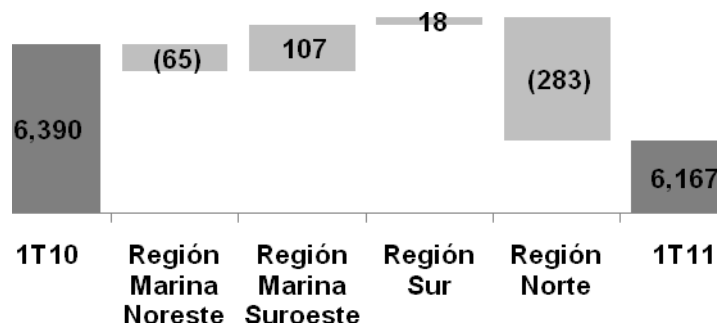
PEMEX											
Producción de gas natural por activo integral											
	2007	2008	2009				2010				2011
			1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T
	(MMpcd)										
<b>Total <sup>(1)</sup></b>	<b>6,058</b>	<b>6,919</b>	<b>7,018</b>	<b>7,029</b>	<b>7,066</b>	<b>7,009</b>	<b>6,946</b>	<b>6,937</b>	<b>7,155</b>	<b>7,039</b>	<b>6,820</b>
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>1,157</b>	<b>1,901</b>	<b>1,900</b>	<b>1,814</b>	<b>1,803</b>	<b>1,617</b>	<b>1,488</b>	<b>1,459</b>	<b>1,726</b>	<b>1,659</b>	<b>1,507</b>
Cantarell	945	1,629	1,583	1,461	1,474	1,306	1,166	1,125	1,383	1,330	1,171
Ku-Maloob-Zaap	212	273	317	353	328	311	322	333	344	328	336
<b>Región Marina Suroeste</b>	<b>993</b>	<b>1,023</b>	<b>1,067</b>	<b>1,141</b>	<b>1,095</b>	<b>1,142</b>	<b>1,127</b>	<b>1,142</b>	<b>1,186</b>	<b>1,231</b>	<b>1,234</b>
Abkatún-Pol Chuc	544	569	570	591	574	586	588	595	586	607	617
Litoral de Tabasco	448	454	497	550	521	557	539	546	600	624	616
<b>Región Sur</b>	<b>1,353</b>	<b>1,451</b>	<b>1,540</b>	<b>1,547</b>	<b>1,633</b>	<b>1,677</b>	<b>1,697</b>	<b>1,774</b>	<b>1,818</b>	<b>1,768</b>	<b>1,728</b>
Cinco Presidentes	61	68	66	70	71	69	85	108	112	114	117
Bellota-Jujo	240	251	250	245	272	275	293	304	304	322	303
Macuspana	223	260	299	305	319	326	316	318	308	284	294
Muspac	311	300	278	279	280	277	275	265	274	280	275
Samaria-Luna	518	572	646	648	690	730	728	780	820	768	739
<b>Región Norte</b>	<b>2,556</b>	<b>2,544</b>	<b>2,511</b>	<b>2,526</b>	<b>2,536</b>	<b>2,573</b>	<b>2,634</b>	<b>2,563</b>	<b>2,424</b>	<b>2,381</b>	<b>2,351</b>
Burgos	1,412	1,383	1,425	1,501	1,535	1,598	1,597	1,525	1,399	1,396	1,368
Poza Rica-Altamira	223	152	138	138	132	126	122	118	113	116	114
Aceite Terciario del Golfo <sup>(2)</sup>	-	52.1	81	83	80	71	77	82	88	94	99
Veracruz	922	957	867	805	789	779	837	838	825	776	769
<b>Nitrógeno</b>	<b>143.12</b>	<b>629</b>	<b>524</b>	<b>472</b>	<b>502</b>	<b>487</b>	<b>557</b>	<b>607</b>	<b>816</b>	<b>749</b>	<b>653</b>
<b>Región Sur <sup>(3)</sup></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>92.67</b>	<b>99.78</b>	<b>112.15</b>	<b>118.46</b>	<b>105</b>
Bellota-Jujo	0	0	0	0	0	0	57	46	37	46	37
Samaria-Luna	0	0	0	0	0	0	35	54	75	72	68
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>143</b>	<b>629</b>	<b>524</b>	<b>472</b>	<b>502</b>	<b>487</b>	<b>464</b>	<b>508</b>	<b>704</b>	<b>630</b>	<b>548</b>
Cantarell	143	629	524	472	502	487	464	508	704	630	548

(1) Incluye nitrógeno.

(2) La información del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo es oficial a partir de 2008, por lo que sus campos asociados se desincorporaron del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

(3) La producción de nitrógeno en los Activos de la Región Sur es oficial a partir de 2010.

Gráfica 13  
Variación de producción de gas por regiones<sup>10</sup>  
(MMpcd)

<sup>10</sup> No incluye nitrógeno.

Durante el primer trimestre de 2011, la producción total de gas natural disminuyó 3.5%, de 6,390 a 6,167 MMpcd (millones de pies cúbicos diarios) en comparación al primer trimestre de 2010.

La producción de gas asociado aumentó 2.9% debido a resultados obtenidos en exploración de campos en la región Marina Suroeste.

La producción de gas natural no asociado decreció 12.6% principalmente debido a la baja producción en los proyectos de Burgos y Veracruz. Ambos proyectos alcanzaron una producción de 2,138 MMpcd lo cual representa el 31% del total de producción de gas natural.

**Envío de gas a la atmósfera**

En el primer trimestre, el envío de gas a la atmósfera disminuyó 27.8% con respecto al mismo periodo de 2010. Básicamente debido a la optimización de trabajos en la zona de transición del activo Cantarell para administrar su explotación; así como la construcción adicional para el manejo y transporte del gas en instalaciones marinas.

**Información sísmica**

<b>Cuadro 24</b>				
<b>PEMEX</b>				
<b>Información sísmica</b>				
<b>Del 1 de ene. al 31 de mar. de</b>				
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>Variación</b>	
2D (km)	558	946	69.5%	388
3D (km <sup>2</sup> )	6,502	9,431	45.0%	2,929

En el primer trimestre de 2011, la información sísmica 2D observó un incremento de 388 kilómetros respecto al mismo periodo de 2010, debido a mayor actividad en la cuenca de Burgos para la localización de gas en lutitas.

En el primer trimestre de 2011, la información sísmica 3D aumentó 2,929 km<sup>2</sup>, alcanzando un total de 9,431 km<sup>2</sup>, de los cuales: (i) 7,909 km<sup>2</sup> corresponden a los proyectos de aguas profundas Golfo de México B y Área Perdido; (ii) 1,249 km<sup>2</sup> en las Cuencas del Sureste, Burgos y Veracruz; y (iii) 273 km<sup>2</sup> en la Región Norte.

**Descubrimientos**

<b>Cuadro 25</b>					
<b>PEMEX</b>					
<b>Principales descubrimientos al 31 de marzo de 2011</b>					
<b>Proyecto</b>	<b>Pozo</b>	<b>Era geológica</b>	<b>Producción inicial</b>		<b>Tipo de hidrocarburo</b>
			<b>Crudo y condensados (bd)</b>	<b>Gas (MMpcd)</b>	
<b>El Golpe-Puerto Ceiba</b>	Pareto-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	3,703.0	8.0	Aceite Ligero y gas asociado
<b>Burgos</b>	Emergente-1	Cretácico Superior Eagle Ford		2.9	Gas seco
<b>Total</b>			<b>3,703.0</b>	<b>10.9</b>	

Como resultado de la actividad exploratoria en diversas zonas de México, PEMEX descubrió hidrocarburos en un área situada a 10 kilómetros de la ciudad de Comalcalco, Tabasco. El pozo exploratorio Pareto-1, en el Proyecto Comalcalco, se perforó a una profundidad total de 7,124 metros y se manifestó la presencia de hidrocarburos en el intervalo 6,100/7,130 metros, conformado por rocas calizas fracturadas del cretácico inferior y dolomías del jurásico superior. El pozo resultó productor de crudo y gas con una producción inicial superior a los 3.7 Mbd y 8.0 MMpcd de gas. Actualmente se encuentra en proceso el estudio de caracterización inicial para el cálculo de las reservas a certificar.

La información del pozo Emergente-1 se incluye en el apartado de gas *shale* en la sección de áreas de oportunidad.

## Reservas de hidrocarburos

Las reservas totales de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2011 suman 43,074 MMbpce, clasificadas de la siguiente forma:

- 13,796 MMbpce reservas probadas (32%);
- 15,013 MMbpce reservas probables (35%); y
- 14,264 MMbpce reservas posibles (33%).

La tasa de restitución integrada para la reserva probada al 1 de enero de 2011 fue de 86%. Para mayor información sobre las reservas de hidrocarburos de México por favor consulte: "[Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2011](#)" en [www.ri.pemex.com](http://www.ri.pemex.com).

## Equipos de perforación en operación

<b>Cuadro 26</b>				
<b>PEMEX</b>				
<b>Equipos de perforación en operación</b>				
	<b>Del 1 de ene. al 31 de mar. de</b>			
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>Variación</b>	
<b>Total</b>	<b>164</b>	<b>111</b>	<b>-32.3%</b>	<b>(53)</b>
Exploración	17	16	-3.1%	(1)
Región Marina Noreste	1			(1)
Región Marina Suroeste	4	5	9.6%	0
Región Sur	8	8	-1.3%	(0)
Región Norte	4	4	0.3%	0
Desarrollo	147	94	-35.7%	(52)
Región Marina Noreste	13	8	-35.4%	(4)
Región Marina Suroeste	8	8	-1.5%	(0)
Región Sur	30	30	1.9%	1
Región Norte	96	48	-50.2%	(48)

Durante el primer trimestre de 2011, el promedio de los equipos de perforación en operación disminuyó en 53, a 111, como resultado de menor actividad en los Proyectos Aceite Terciario del Golfo y Burgos.

## Plataformas marinas y pozos en operación

<b>Cuadro 27</b>				
<b>PEMEX</b>				
<b>Plataformas marinas y pozos en operación</b>				
	<b>Al 31 de marzo de</b>			
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>Variación</b>	
<b>Plataformas marinas en operación</b>	<b>231</b>	<b>234</b>	<b>1.3%</b>	<b>3</b>
Almacenamiento	1	1	0.0%	-
Compresion	10	10	0.0%	-
Control y servicio	1	1	0.0%	-
Enlace	12	13	8.3%	1
Medicion	1	1	0.0%	-
Perforacion	150	152	1.3%	2
Produccion	27	27	0.0%	-
Telecomunicaciones	6	6	0.0%	-
Tratamiento y bombeo	1	1	0.0%	-
Habitacionales	22	22	0.0%	-
<b>Pozos en operación</b>	<b>7,310</b>	<b>7,837</b>	<b>7.2%</b>	<b>527</b>
Inyectores	213	190	-10.8%	(23)
Productores	7,097	7,647	7.7%	550
Crudo	3,989	4,578	14.8%	589
Gas no asociado	3,108	3,069	-1.3%	(39)

### Hundimiento parcial de la plataforma habitacional Júpiter

El 12 de abril de 2011 se suscitó un incidente mecánico en la plataforma semi-sumergible Júpiter, aparentemente en una válvula de control del pontón de babor. Tras varios intentos para rescatar la plataforma, no se logró estabilizar y dada la inclinación se volteó y hundió parcialmente. El tirante de agua en la zona es de 38 metros y debido a las dimensiones de la plataforma, que tiene 50 metros de manga, permaneció por encima del nivel del agua 13 metros aproximadamente. No se reportaron heridos y todo el personal está a salvo.

La plataforma semi-sumergible Júpiter es un flotel con posicionamiento a base de ocho anclas y pertenece a la empresa Cotemar, S.A. de C.V. PEMEX la contrató para servicios de alojamiento de personal y al momento del incidente estaba ubicada a aproximadamente 80 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche en la región Marina Suroeste.

### Pozos terminados

<b>Cuadro 28</b>				
<b>PEMEX</b>				
<b>Pozos terminados</b>				
	<b>Del 1 de ene. al 31 de mar. de</b>			<b>Variación</b>
	<b>2010</b>	<b>2011</b>		
<b>Pozos terminados</b>	<b>354</b>	<b>242</b>	<b>-31.6%</b>	<b>(112)</b>
Desarrollo	346	234	-32.4%	(112)
Exploración	8	8	0.0%	-

Durante el primer trimestre de 2011 el número total de pozos terminados disminuyó 31.6% respecto al mismo trimestre de 2010, de 354 a 242 pozos, debido principalmente a la actividad programada en los Proyectos Aceite Terciario del Golfo y Burgos.

### Áreas de oportunidad en exploración y producción

#### Gas shale

En febrero de 2011 PEMEX obtuvo su primera producción de lutitas gasíferas o gas *shale* con el pozo Emergente-1, ubicado en el municipio de Hidalgo, Coahuila. Actualmente este pozo está produciendo 3 MMpcd.

Las lutitas gasíferas se clasifican como yacimientos de hidrocarburos no convencionales debido a que la roca generadora funciona también como roca almacén. Se requieren tratamientos a gran escala, tales como fracturamiento hidráulico masivo, para hacerla producir a ritmos comerciales.

La prueba tecnológica desarrollada por PEMEX en el pozo Emergente-1 resultó exitosa, por lo que se aplicará en otros yacimientos del área. Asimismo, PEMEX tiene considerado perforar diez pozos de evaluación en áreas propensas a contener crudo, gas y condensados en la formación Sabinas-Burro Picachos. Simultáneamente se realizará un programa de reparaciones mayores a pozos existentes en la formación "Eagle Ford" y se analizarán otras formaciones potenciales como La Peña y "Glenrose" en el área de Piedras Negras, Coahuila.

**Contratos  
Integrales**Primera ronda: campos de la Región Sur

- Existe un gran potencial para incrementar los factores de recuperación en estos campos.
- Se han identificado alrededor de 40 campos maduros que se pueden agrupar en ocho áreas.
- De estas ocho se documentaron las primeras tres áreas - Santuario, Carrizo y Magallanes- con las siguientes características:
  - Seis campos maduros agrupados en tres áreas
  - Una superficie promedio de 312 km<sup>2</sup>
  - Producción actual de 14 Mbd
- El cuarto de datos para estas tres áreas contractuales está disponible desde el 24 de noviembre de 2010, en la ciudad de Villahermosa, Tabasco.
- Esta primera ronda tendrá tres etapas:
  1. La primera etapa consiste en el anuncio y la promoción con la industria para obtener retroalimentación de posibles participantes para así realizar ajustes al modelo.
  2. Posteriormente se hará la convocatoria de licitación correspondiente.
  3. Finalmente, durante el tercer trimestre de 2011 se tendrán los resultados de la licitación de la primera ronda.

**Aceite  
Terciario del  
Golfo**

El 4 de abril de 2011, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG) logró la producción máxima histórica de 50,029 barriles. Esto como resultado de un cambio en la estrategia enfatizando la producción base, la cual proviene de pozos existentes en operación.

**Organismos Industriales****Proceso de crudo**

<b>Cuadro 29</b>				
<b>PEMEX</b>				
<b>Proceso de crudo</b>				
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>Variación</b>	
<b>Proceso total (Mbd)</b>	<b>1,259</b>	<b>1,162</b>	<b>-7.8%</b>	<b>(98)</b>
Crudo ligero	771	754	-2.3%	(17)
Crudo pesado	488	407	-16.5%	(80)
Crudo ligero / proceso total	61.3%	64.9%		3.7
Crudo pesado / proceso total	38.7%	35.1%		(3.7)
<b>Capacidad utilizada de destilación primaria</b>	<b>82.3%</b>	<b>76.1%</b>		<b>(6.3)</b>

El proceso total de crudo disminuyó 7.8% durante el trimestre, en comparación al mismo periodo de 2010, esencialmente como resultado del impacto del incidente ocurrido en la planta hidrosulfuradora de gasóleos de la refinería de Cadereyta, que afectó significativamente la operación de esta refinería. El incidente ocurrió el 7 de septiembre de 2010 y la planta reinició operaciones a finales de marzo de 2011. En adición, el proceso de crudo en el primer trimestre de 2011 se vio afectado por:

- fallas de energía eléctrica en las refinerías de Madero y Minatitlán en enero de 2011;
- altos inventarios de residuales en las refinerías de Tula y Salamanca;
- altos inventarios de combustóleo en la refinería de Tula; y
- la realización de mantenimientos correctivos no previstos en el trimestre.

**Incidente en  
Salamanca**

El 23 de abril de 2011 PEMEX controló y extinguió un incendio en la refinería de Salamanca. El incidente fue provocado por una fuga de solvente en uno de los sellos de una de las bombas de la planta desparafinadora. No se reportaron heridos y las operaciones no se vieron afectadas en las otras plantas de la refinería. La planta desparafinadora reiniciará operaciones en cuanto sea reparada.

**Capacidad  
utilizada**

Como consecuencia, la capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 6.3 puntos porcentuales en el trimestre.

## Producción de petrolíferos

<b>Cuadro 30</b>				
<b>PEMEX</b>				
<b>Producción de petrolíferos</b>				
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>Variación</b>	
<b>Producción total (Mbd)</b>	<b>1,438</b>	<b>1,327</b>	<b>-7.7%</b>	<b>(111)</b>
Gasolinas automotrices	450	413	-8.2%	(37)
Combustóleo	343	310	-9.8%	(34)
Diesel	311	279	-10.3%	(32)
Gas licuado de petróleo (GLP)	214	210	-1.8%	(4)
Turbosina	56	57	0.5%	0
Otros <sup>(1)</sup>	64	58	-8.1%	(5)

(1) Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.

Durante el primer trimestre de 2011 la producción de petrolíferos disminuyó 7.7%, de 1,438 a 1,327 Mbd, como resultado de menor proceso de crudo durante el periodo. Cabe mencionar que a pesar de lo anterior, el hecho de que la dieta fuera más ligera, derivó en una proporción estable de la producción de gasolina y diesel.

**Franquicias** Al 31 de marzo de 2011 el número de franquicias alcanzó 9,311, 79 más que las reportadas al 31 de diciembre de 2010.

## Proceso de gas

<b>Cuadro 31</b>				
<b>PEMEX</b>				
<b>Proceso de gas natural y producción</b>				
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>Variación</b>	
<b>Proceso de gas (MMpcd)</b>	<b>4,568</b>	<b>4,525</b>	<b>-0.9%</b>	<b>(42)</b>
Gas húmedo amargo	3,454	3,483	0.8%	29
Gas húmedo dulce	1,114	1,042	-6.4%	(71)
<b>Proceso de condensados (Mbd)</b>	<b>53</b>	<b>57</b>	<b>8.8%</b>	<b>5</b>
<b>Producción</b>				
Gas seco de plantas (MMpcd)	3,683	3,677	-0.2%	(6)
Líquidos del gas natural (Mbd)	388	397	2.5%	10

Durante los tres primeros meses de 2011, el proceso de gas natural en tierra disminuyó 0.9%, como consecuencia de menor disponibilidad de gas húmedo dulce por la disminución de la producción de los campos de la Región Norte. En consecuencia la producción de gas seco disminuyó en 6 MMpcd.

El proceso de condensados en el primer trimestre de 2011 se ubicó en 57 Mbd, 8.8% superior a lo alcanzado en el mismo periodo de 2010, como resultado de mayor oferta de condensados en las regiones marinas.

## Producción de petroquímicos

**Cuadro 32**  
PEMEX  
Producción de petroquímicos

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	2010	2011	Variación	
<b>Básicos (Mt)</b>	<b>128</b>	<b>126</b>	<b>-1.1%</b>	<b>(1)</b>
Heptano	1	2	52.2%	1
Hexano	12	11	-6.1%	(1)
Pentano	3	5	63.1%	2
Materia prima para negro de humo	108	104	-3.6%	(4)
Butano	4	5	21.0%	1
<b>Secundarios (Mt)</b>	<b>1,407</b>	<b>1,334</b>	<b>-5.2%</b>	<b>(73)</b>
<b>Derivados del metano</b>	<b>266</b>	<b>360</b>	<b>35.6%</b>	<b>95</b>
Amoníaco	205	254	24.1%	49
Anhídrido carbónico	61	71	16.9%	10
Metanol	-	35	-	35
<b>Derivados del etano</b>	<b>357</b>	<b>356</b>	<b>-0.2%</b>	<b>(0.8)</b>
Cloruro de vinilo	62	60	-2.3%	(1)
Dicloroetano	0	0	-2.5%	(0.0)
Etileno	15	1	-93.8%	(14)
Glicoles etilénicos	49	43	-11.0%	(5)
Glicol impuro	1	0	-49.4%	(0.4)
Monoetilenglicol puro	3	2	-6.0%	(0.2)
Óxido de etileno	62	69	10.1%	6
Poliétileno A.D.	45	53	16.8%	8
Poliétileno B.D.	65	72	11.3%	7
Poliétileno Lineal B.D.	55	54	-1.6%	(1)
<b>Aromáticos y derivados</b>	<b>184</b>	<b>132</b>	<b>-28.3%</b>	<b>(52)</b>
Aromina 100	3	3	15.2%	0
Benceno	8	4	-49.2%	(4)
Estireno	26	32	23.7%	6
Fluxoil	1	1	-50.4%	(1)
Hidrocarburo de alto octano	99	48	-51.5%	(51)
Tolueno	25	20	-21.9%	(6)
Xilenos (meta y paraxileno)	23	25	9.8%	2
<b>Propileno y derivados</b>	<b>118</b>	<b>97</b>	<b>-18.3%</b>	<b>(22)</b>
Ácido cianhídrico	2	1	-	(0)
Acrilonitrilo	14	11	-18.3%	(2)
Propileno	103	84	-18.1%	(19)
<b>Otros</b>	<b>482</b>	<b>389</b>	<b>-19.3%</b>	<b>(93)</b>

Nota: "Otros" incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX, hidrógeno, isohexano, líquidos de pirólisis, oxígeno, CPDI, azufre, isopropanol, gasolina amorfa, gasolina base octano y nafta pesada.

A continuación se describen los principales factores que contribuyeron a la variación en la elaboración de petroquímicos en el primer trimestre de 2011:

- un aumento de 35.6% en la cadena de derivados del metano, debido principalmente a mayor producción de amoníaco y metanol;
- una disminución de 0.2% en la cadena de derivados del etano esencialmente por el uso de etileno para producir óxido de etileno, y polietileno de alta y baja densidad;
- una disminución de 28.3% en la cadena de aromáticos y derivados debido a paros por retrasos en los embarques de materia prima y a la disminución de producción de productos de menor valor de comercialización;
- una disminución de 18.3% en la producción en la cadena de propileno y derivados como resultado del mantenimiento de la planta de acrilonitrilo en el Centro Petroquímico Morelos en enero de 2011; y
- una disminución en otros productos petroquímicos de 19.3% debido a retrasos en la entrega de materia prima.

## Áreas de oportunidad en organismos industriales

**Refinería de Minatitlán**

Se estima que todas las plantas involucradas en la reconfiguración estarán operando de manera estable durante el segundo semestre de 2011.

**Confiabilidad operacional del SNR**

El programa de mejora de desempeño operativo para incrementar la confiabilidad operacional y revertir los resultados negativos del Sistema Nacional de Refinación inició ya en las refinerías de Madero y Salina Cruz. Al primer trimestre de 2011 se detectaron 71 oportunidades (38 en Madero y 33 en Salina Cruz) que están sujetas a una rigurosa verificación técnica y evaluación económica.

**Laboratorios  
de  
Petroquímicos**

PEMEX, el Instituto Mexicano del Petróleo y el Centro de Investigación de Química Aplicada, (perteneciente al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología), trabajaron de manera conjunta en un laboratorio de petroquímicos para analizar las propiedades térmicas, mecánicas y ópticas de los productos petroquímicos que PEMEX comercializa. La información obtenida se usará para penetrar ciertos mercados, incrementar la venta de productos, así como proveer asistencia a los clientes de PEMEX.



## Anexos

**Responsabilidad Social**

En el primer trimestre de 2011, PEMEX donó Ps. 5 millones al estado de Sinaloa para apoyar ante las heladas que azotaron amplias zonas de producción de granos y hortalizas en enero de 2011.

**Iniciativa de la WorldWildlife Fund**

Por tercer año consecutivo, Petróleos Mexicanos se sumó a la denominada "Hora del Planeta", iniciativa de la organización ambientalista WorldWildlifeFund (WWF) que busca que millones de habitantes en todo el planeta apaguen, por espacio de una hora, las luces no esenciales en sus hogares y centros de trabajo, a fin de reducir el consumo de energía y la emisión de gases de efecto invernadero.

En esta ocasión PEMEX se manifestó apagando la luz de la Torre Ejecutiva y de otros edificios administrativos de los principales centros petroleros de México el 26 de marzo de 2011.

**Abatimiento al mercado ilícito de combustibles**

Durante el primer trimestre de 2011 el número de tomas clandestinas (TC) identificadas sumó 264, 63% más que en el mismo periodo de 2010. Los estados con mayor incidencia de TC son: Sinaloa con 70, Veracruz con 43, Tamaulipas con 28, México con 26 y Coahuila con 21. En cada uno de los casos, se presentaron las denuncias respectivas ante el Ministerio Público Federal, con objeto de proceder con las averiguaciones correspondientes.

El faltante estimado de producto sustraído ilícitamente durante el primer trimestre de 2011 de los ductos de PEMEX fue de 773 Mb, 81.3% mayor que el faltante estimado en el mismo periodo de 2010, de 144 Mb.

Adicionalmente el volumen de crudo y condensados sustraído ilegalmente en el trimestre fue de 1,162 Mb, es decir 163.7% mayor al volumen reportado en el mismo periodo de 2010, de 441 Mb.

**Cuadro A1**

PEMEX				
Tipos de cambio y precios de referencias promedio				
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	2010	2011	Variación	
Pesos por dólar americano (Ps. / U.S.\$)	12.79	12.08	-5.6%	(0.71)
Apreciación (depreciación) cambiaria	5.6%	3.2%		(0.02)
Mezcla mexicana (U.S.\$/b)	71.27	92.09	29.2%	20.82
Gasolina regular de la CNGM (U.S.¢/gal)	205.38	260.34	26.8%	54.96
Precio por decreto GLP (Ps./t)	5,849	6,457	10.4%	609
Referencia internacional GLP (Ps./t)	9,801	9,705	-1.0%	(96)
Gas natural (Henry Hub) (U.S.\$/MMBtu)	5.15	4.16	-19.2%	(0.99)

Nota: promedios simples

**Cuadro A2**

PEMEX				
Volumen de ventas en el país				
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	2010	2011	Variación	
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>3,197</b>	<b>3,445</b>	<b>7.8%</b>	<b>248</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>1,755</b>	<b>1,741</b>	<b>-0.8%</b>	<b>(14)</b>
Gasolinas automotrices	793	787	-0.8%	(6)
Combustóleo	170	163	-4.0%	(7)
Diesel	357	370	3.6%	13
Gas licuado de petróleo (GLP)	312	305	-2.3%	(7)
Turbosina	59	57	-3.7%	(2)
Otros	64	60	-7.1%	(5)
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>1,116</b>	<b>1,139</b>	<b>2.0%</b>	<b>22</b>

## Cuadro A3

## PEMEX

Volumen de exportaciones<sup>(1)</sup>

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	2010	2011	Variación	
<b>Crudo (Mbd)</b>	<b>1,247</b>	<b>1,372</b>	<b>10.0%</b>	<b>125</b>
Maya <sup>(2)</sup>	996	1,063	6.7%	67
Istmo	60	93	53.9%	32
Olmeca	191	216	13.1%	25
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>49</b>	<b>1</b>	<b>-97.2%</b>	<b>(47)</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>214</b>	<b>191</b>	<b>-10.7%</b>	<b>(23)</b>
Combustóleo	147	120	-18.2%	(27)
Diesel	2	-	-100.0%	(2)
GLP	0.1	3.7	3641.1%	4
Naftas	65	67	3.1%	2
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>186</b>	<b>111</b>	<b>-40.3%</b>	<b>(75)</b>

(1) Transacciones realizadas por PMI.

(2) Incluye Altamira.

## Cuadro A4

## PEMEX

Volumen de importaciones<sup>(1)</sup>

	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	2010	2011	Variación	
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>434</b>	<b>782</b>	<b>80.3%</b>	<b>348</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>575</b>	<b>665</b>	<b>15.5%</b>	<b>89</b>
Gasolinas automotrices	351	386	10.1%	35
Combustóleo	8	13	62.9%	5
Diesel	69	123	77.2%	53
GLP	95	114	19.2%	18
Turbosina	3	2	-34.7%	(1)
Naftas	33	27	-16.7%	(5)
Otros	17	1	-96.8%	(16)
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>93</b>	<b>52</b>	<b>-44.0%</b>	<b>(41)</b>

(1) Transacciones realizadas por PMI.

Cuadro A5<sup>11</sup>PEMEX  
Instrumentos financieros derivados

	2010	Al 31 de marzo de		2011
	(Ps. MM)	2011	Variación	(US\$MM)
<b>Instrumentos financieros derivados asociados a deuda y activos</b>				
<b>Monto nominal (Ps. MM)</b>	<b>159,775</b>	<b>146,539</b>	<b>(13,236)</b>	<b>12,244</b>
Swaps de tasa de interés	10,834	9,900	(934)	827
Swaps de moneda	114,681	101,727	(12,954)	8,500
Swaps de moneda extinguidos	15,658	15,197	(461)	1,270
Swaps de activos	18,602	19,714	1,112	1,647
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>2,035</b>	<b>10,072</b>	<b>8,037</b>	<b>842</b>
Swaps de tasa de interés	(1,269)	(912)	357	(76)
Swaps de moneda	1,677	3,976	2,299	332
Swaps de moneda extinguidos	2,530	2,717	187	227
Swaps de activos	(902)	4,291	5,194	359
<b>Instrumentos financieros derivados de gas natural</b>				
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>192</b>	<b>56</b>	<b>(136)</b>	<b>4.7</b>
Swaps largos	(5,245)	(2,789)	2,455	(233.1)
Swaps cortos	5,436	2,845	(2,591)	237.7
Opciones largas	237	96	(141)	8.0
Opciones cortas	(237)	(96)	141	(8.0)
<b>Volumen (MMBtu)</b>	<b>(47,445)</b>	<b>(11,428)</b>	<b>36,017</b>	
Swaps largos	103,852,842	79,530,507	(24,322,335)	
Swaps cortos	(103,889,623)	(79,541,976)	24,347,648	
Opciones largas	30,648,593	19,139,973	(11,508,620)	
Opciones cortas	(30,659,256)	(19,139,932)	11,519,324	
<b>Instrumentos financieros derivados de otros hidrocarburos</b>				
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>(335)</b>	<b>(659)</b>	<b>(324)</b>	<b>(55)</b>
<b>Volumen (MMb)</b>	<b>(8)</b>	<b>(10)</b>	<b>(1)</b>	

<sup>11</sup> Los instrumentos derivados financieros se registran a valor justo o valor razonable en los estados financieros, de conformidad con la NIF C-10 "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura". Sin embargo, algunos de estos instrumentos no cumplen con los requerimientos de las normas contables para ser designados como operaciones de cobertura, no obstante que los flujos de efectivo generados por estos instrumentos son compensados por los flujos generados por las posiciones a las cuales se encuentran asociados.

Cuadro A6<sup>12</sup>PEMEX  
Información por segmentos

	<u>Exploración y Producción</u>	<u>Refinación</u>	<u>Gas y Petroquímica Básica</u>	<u>Petroquímica</u>	<u>Compañías Subsidiarias y Corporativo</u>	<u>Eliminaciones entre entidades</u>	<u>Total</u>
	(Ps. MM)						
<b>Del 1 de ene. al 31 de mar. de 2011</b>							
Ventas totales	280,122	156,524	50,537	11,305	275,960	(421,748)	352,700
Clientes externos	-	139,318	32,223	7,774	172,151	-	351,466
Intersegmentos	280,122	16,456	18,314	3,531	103,120	(421,543)	(0.0)
Ingresos por servicios	-	750	-	-	689	(205)	1,234
Depreciación y amortización	20,058	2,246	813	294	149	-	23,561
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	9,738	9,267	2,125	2,461	5,261	-	28,853
Rendimiento bruto	226,810	(42,889)	1,059	433	13,192	(11,744)	186,861
Rendimiento de operación	219,046	(54,194)	(1,727)	(2,233)	2,689	(101)	163,481
Resultado integral de financiamiento	2,168	(1,449)	718	(123)	7,451	(40)	8,725
Impuestos, derechos y aprovechamientos	193,908	-	(18)	5	4,061	-	197,956
Rendimiento neto	27,817	(27,604)	(456)	(2,118)	5,770	799	4,208
<b>Al 31 de marzo de 2011</b>							
Total activo	1,566,529	576,008	142,315	109,366	1,889,730	(2,880,142)	1,403,806
Activo circulante	774,488	373,143	98,144	90,408	947,588	(1,958,283)	325,488
Inversiones en acciones y valores	755	157	1,985	-	390,831	(382,833)	10,895
Propiedades, mobiliario y equipo	788,467	202,041	41,878	17,782	9,764	-	1,059,933
Altas de activo fijo	24,438	2,947	345	292	43	-	28,065
Total pasivo	1,254,970	617,786	92,691	83,380	1,963,399	(2,497,317)	1,514,909
Pasivo de corto plazo	453,192	350,473	27,276	19,361	1,317,109	(1,948,614)	218,796
Reserva para beneficios a empleados	233,600	230,486	57,002	63,385	92,636	-	677,109
Patrimonio	311,559	(41,778)	49,624	25,986	(73,669)	(382,825)	(111,103)
<b>Del 1 de ene. al 31 de mar. de 2010</b>							
Ventas totales	244,284	142,933	54,800	10,469	220,607	(365,217)	307,875
Clientes externos	-	124,750	34,355	6,681	140,661	-	306,447
Intersegmentos	244,284	17,265	20,445	3,788	79,196	(364,978)	-
Ingresos por servicios	-	917	-	-	750	(239)	1,428
Depreciación y amortización	18,826	2,199	875	284	161	-	22,346
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	9,904	10,008	2,034	2,753	4,713	-	29,413
Rendimiento bruto	190,279	(29,162)	1,176	(399)	12,410	(11,058)	163,245
Rendimiento de operación	181,964	(41,538)	(1,514)	(3,931)	2,826	(248)	137,559
Resultado integral de financiamiento	9,168	(832)	1,086	(98)	4,909	-	14,232
Impuestos, derechos y aprovechamientos	170,088	1,438	123	79	310	-	172,039
Rendimiento neto	21,521	(22,816)	(304)	(4,261)	2,195	5,108	1,443
<b>Al 31 de diciembre de 2010</b>							
Total activo	1,539,311	524,632	145,066	89,541	1,818,445	(2,724,280)	1,392,715
Activo circulante	746,362	322,293	100,421	70,588	917,048	(1,843,282)	313,429
Inversiones en acciones y valores	753	157	1,983	-	333,014	(324,791)	11,116
Propiedades, mobiliario y equipo	789,474	201,827	42,383	17,794	9,911	-	1,061,388
Altas de activo fijo	176,348	24,586	3,631	2,217	1,240	-	208,023
Total pasivo	1,249,248	587,355	94,353	80,046	1,894,981	(2,399,485)	1,506,499
Pasivo de corto plazo	433,339	323,872	29,850	17,323	1,234,287	(1,831,418)	207,254
Reserva para beneficios a empleados	228,030	225,324	55,741	62,105	90,165	-	661,365
Patrimonio	290,063	(62,723)	50,713	9,495	(76,536)	(324,795)	(113,783)

<sup>12</sup> Conforme a lo establecido en la NIF B-8 "Estados Financieros Consolidados o Combinados", los resultados por segmento -para efectos de consolidación- son netos de utilidades y pérdidas no realizadas, por lo tanto, pueden no coincidir con los reportados en la sección de "Rendimiento por Organismo Subsidiario".

## Cuadro A7

Licitaciones superiores a los Ps. 100 MM en el 1T11  
Petróleos Mexicanos

Licitación	Importe (Ps. MM)	Fecha de fallo	Descripción	Resultado	Licitante adjudicado
18572002-001-11	463.2	15/02/2011	SERVICIOS GENERALES	ADJUDICADA	SEGUROS INBURSA, S.A. GRUPO FINANCIERO
18572047-013-10	227,265.6	31/01/2011	ADQUISICIÓN DE MEDICAMENTOS Y MATERIAL MÉDICO	ADJUDICADA	
175 partidas	44,504.8			ADJUDICADA	CASA MARZAM, S.A. DE C.V. Total
115 partidas	41,696.5			ADJUDICADA	CASA SABA, S.A. DE C.V. Total
4 partidas	95.9			ADJUDICADA	CASA WEJO SA DE CV Total
1 partida	139.7			ADJUDICADA	CENTRAL FARMACEUTICA MERCED, S.A. DE C.V. Total
2 partidas	59.3			ADJUDICADA	COMERCIALIZADORA PHARMACEUTICA COMPHARMA S.A. DE C.V. Total
1 partida	372.0			ADJUDICADA	COMERCIALIZADORA Y DISTRIBUIDORA SAN FER S.A. DE C.V. Total
1 partida	31.5			ADJUDICADA	DISTRIBUCION ESPECIALIZADA DE MEDICAMENTOS,SA DE CV Total
9 partidas	1,470.6			ADJUDICADA	DISTRIBUIDORA MEDICA PTH S.A. DE C.V. Total
1 partida	52.1			ADJUDICADA	EL MERCADO HOSPITALARIO, S.A DE C.V Total
124 partidas	41,205.0			ADJUDICADA	FARMACEUTICOS MAYPO S.A DE C.V Total
151 partida	45,432.4			ADJUDICADA	FARMACOS ESPECIALIZADOS S.A. DE C.V. Total
2 partidas	361.7			ADJUDICADA	GRAFIKKO S.A. DE C.V. Total
9 partidas	1,285.9			ADJUDICADA	HI-TEC MEDICAL, S.A. DE C.V. Total
76 partidas	4,090.9			ADJUDICADA	LABORATORIOS PISA, S.A. DE C.V. Total
9 partidas	2,641.5			ADJUDICADA	MEDICAL TOOLS, S.A DE C.V. Total
4 partidas	3,716.2			ADJUDICADA	MEDIPREV S DE RL DE CV Total
98 partidas	29,581.3			ADJUDICADA	NADRO S. A. DE C. V. Total
41 partida	9,067.7			ADJUDICADA	REPRESENTACIONES O.P.V. S.A. DE C.V. Total
7 partidas	1,217.7			ADJUDICADA	SERVICIOS DE DISTRIBUCION ESPECIALIZADA, S.A. DE C.V. Total
3 partidas	242.8			ADJUDICADA	SUPLEMENTOS MEDICO QUIRURGICOS, S.A. DE C.V. Total
193 partidas	0.0			DESIERTA	
18572047-014-10	149,975.2	25/01/2011	ADQUISICIÓN DE MEDICAMENTOS Y MATERIAL MÉDICO	ADJUDICADA	
3 partidas	36,899.2			ADJUDICADA	AIRGAS COMPANY, S. DE R.L. DE C.V. Total
3 partidas	26,391.4			ADJUDICADA	INFRA DEL SUR, S.A. DE C.V. Total
9 partidas	71,447.9			ADJUDICADA	INFRA, S.A. DE C.V. Total
1 partida	15,236.7			ADJUDICADA	PRAXAIR MÉXICO, S.DE R.L. DE C.V. Total

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor ingrese a [www.ri.pemex.com](http://www.ri.pemex.com) y posteriormente a Lista de distribución.  
Si desea contactarnos, favor de llamar o mandar un correo a [ri@pemex.com](mailto:ri@pemex.com):  
Teléfono: (52 55) 1944-9700  
Buzón de voz: (52 55) 1944-2500 ext. 59412

Celina Torres [celina.torres@pemex.com](mailto:celina.torres@pemex.com)      Cristina Arista [delia.cristina.arista@pemex.com](mailto:delia.cristina.arista@pemex.com)      Ana Lourdes Benavides [ana.lourdes.benavides@pemex.com](mailto:ana.lourdes.benavides@pemex.com)      Cristina Pérez [cristina.perez@pemex.com](mailto:cristina.perez@pemex.com)  
Se agradece el apoyo de prácticas profesionales de Pamela Bendimez.

## Variaciones

Las variaciones acumuladas o anuales se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

## Redondeo

Como consecuencia del redondeo de cifras, puede darse el caso de que algunos totales no coincidan exactamente con la suma de las cifras presentadas.

## Información financiera

La información financiera de este reporte se refiere a estados financieros preliminares consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financiera (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF).

- De conformidad con la NIF B-10 "Efectos de la inflación", las cifras de 2009 y 2010 de los estados financieros están expresadas en términos nominales.
- De conformidad con la NIF B-3 "Estado de resultados" y la NIF C-10 "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura", el rendimiento y costo financiero del Resultado integral de financiamiento incluyen el efecto de derivados financieros.
- El EBITDA es una medida no contemplada en las NIF emitidas por el CINIF.

La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos.

## Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 31 de marzo de 2011 de Ps. 11.9678 = US\$ 1.00. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado.

## Régimen fiscal

A partir del 1 de enero de 2006, el esquema de contribuciones de Pemex-Exploración y Producción (PEP) quedó establecido en la Ley Federal de Derechos. El del resto de los Organismos Subsidiarios continúa establecido en la Ley de Ingresos de la Federación. El derecho principal en el régimen fiscal actual de PEP es el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), cuya base gravable es un cuasi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSH, PEP paga otros derechos.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz se establece en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio correspondiente. Si el precio al público es mayor que el precio productor, el IEPS lo paga el consumidor final de gasolinas y diesel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a PEMEX, quien es un intermediario entre la SHCP y el consumidor final. La diferencia entre el precio al público, o precio final, y el precio productor de gasolinas y diesel es, principalmente, el IEPS. El precio al público, o precio final, de gasolinas y diesel lo establece la SHCP. El precio productor de gasolinas y diesel de PEMEX está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. Desde 2006, si el precio final es menor al precio productor, la SHCP acredita a PEMEX la diferencia entre ambos. El monto de acreditación del IEPS se presenta en devengado, mientras que la información generalmente presentada por la SHCP es en flujo.

## Reservas de hidrocarburos

De conformidad con el artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, (i) los reportes de cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); y (ii) la Secretaría de Energía registrará y dará a conocer las reservas de hidrocarburos de México con base en la información proporcionada por la CNH. Estos procesos actualmente están en ejecución.

Al 1 de enero de 2010, la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que, en los registros ante la SEC de empresas de crudo y gas, se revelen no sólo reservas probadas, sino también reservas probables y posibles. Adicionalmente, las reservas probables y posibles presentadas en este documento no necesariamente concuerdan con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F y en el reporte anual a la Comisión Bancaria y de Valores, disponible en nuestro portal [www.pemex.com](http://www.pemex.com) o en Marina Nacional 329, Piso 38, Col. Huasteca, Cd. de México, 11311 o en el (52 55) 1944 9700. Esta forma también puede ser obtenida directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.

## Licitaciones

Sólo se presentan fallos de licitaciones ocurridos del 1 de enero al 31 de marzo de 2011. Para información adicional consultar [www.compranet.gob.mx](http://www.compranet.gob.mx).

## Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro. Se pueden realizar proyecciones a futuro en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y a la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC, por sus siglas en inglés), en nuestro reporte anual, en nuestras declaraciones, en memorándums de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- Actividades de exploración y producción;
- Actividades de importación y exportación;
- Proyecciones de inversión y costos; compromisos; costos; ingresos; liquidez; etc.

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

- Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
- Efectos causados por nuestra competencia;
- Limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos;
- Eventos políticos o económicos en México;
- Desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- Cambios en la regulación.

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

## PEMEX

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.