

## Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 30 de septiembre de 2010<sup>1,2</sup>

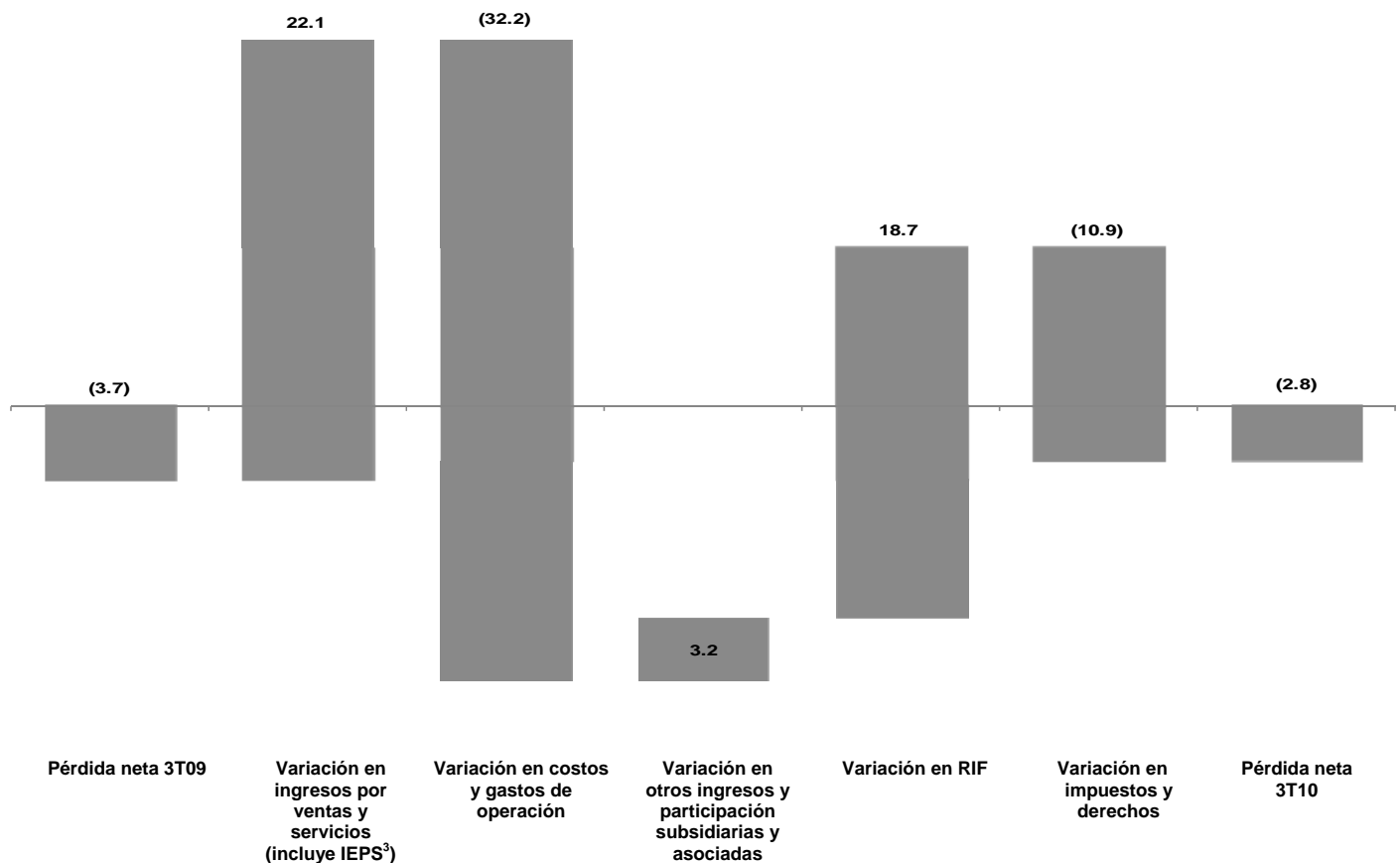
### Síntesis de datos trimestrales

- La pérdida neta se redujo en Ps.0.9 miles de millones, de Ps. 3.7 a Ps. 2.8 miles de millones; lo cual obedece en mayor medida al incremento en los precios de referencia de los productos vendidos.
- La producción de crudo se mantuvo constante, en 2,567 miles de barriles diarios (Mbd), como resultado en mayor medida del incremento de la producción de crudo ligero y superligero.

### Síntesis de datos acumulados

- Los recursos generados por la operación antes de impuestos y derechos pagados en los primeros nueve meses de 2010 ascienden a Ps. 548.8 miles de millones.
- La pérdida neta se ubicó en Ps. 21.4 miles de millones, lo cual representa una disminución de 27.5% en relación con la pérdida registrada en el mismo periodo de 2009; como consecuencia principalmente de mayores precios de referencia de los productos vendidos.
- La producción de crudo se ha mantenido por encima de los 2.6 millones de barriles diarios, como resultado de la mitigación de la declinación del Activo Integral Cantarell.

**Gráfica 1**  
Evolución del rendimiento neto 3T10 vs. 3T09  
(Miles de millones de pesos)



<sup>1</sup> Se insta a 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 30 de septiembre de 2010

Cuadro 1

PEMEX

Estado de resultados consolidado

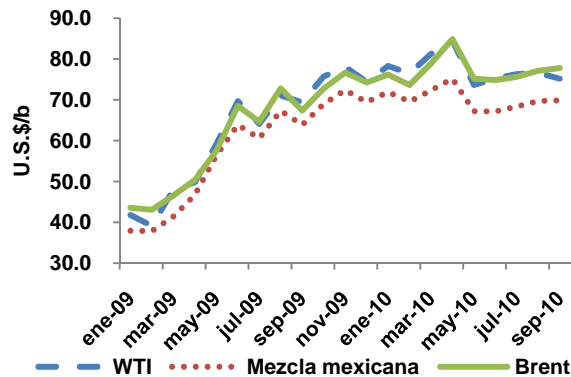
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de					
	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)		
<b>Ventas totales</b>	<b>293,445</b>	<b>317,568</b>	<b>8.2%</b>	<b>24,124</b>	<b>24,800</b>	<b>779,355</b>	<b>939,017</b>	<b>20.5%</b>	<b>159,662</b>	<b>73,837</b>
En México	160,816	171,338	6.5%	10,522	13,381	433,960	507,706	17.0%	73,745	39,922
De exportación	131,336	144,746	10.2%	13,410	11,304	341,357	427,116	25.1%	85,759	33,585
Ingresos por servicios	1,293	1,484	14.8%	191	116	4,038	4,195	3.9%	157	330
<b>Costo de ventas</b>	<b>125,023</b>	<b>156,258</b>	<b>25.0%</b>	<b>31,235</b>	<b>12,203</b>	<b>352,057</b>	<b>450,628</b>	<b>28.0%</b>	<b>98,571</b>	<b>35,434</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>168,422</b>	<b>161,310</b>	<b>-4.2%</b>	<b>(7,112)</b>	<b>12,598</b>	<b>427,298</b>	<b>488,389</b>	<b>14.3%</b>	<b>61,091</b>	<b>38,403</b>
<b>Gastos generales</b>	<b>24,661</b>	<b>25,575</b>	<b>3.7%</b>	<b>914</b>	<b>1,997</b>	<b>69,361</b>	<b>74,879</b>	<b>8.0%</b>	<b>5,518</b>	<b>5,888</b>
Gastos de distribución y transportación	8,330	7,832	-6.0%	(498)	612	23,777	23,655	-0.5%	(123)	1,860
Gastos de administración	16,331	17,743	8.6%	1,412	1,386	45,584	51,224	12.4%	5,640	4,028
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>143,761</b>	<b>135,736</b>	<b>-5.6%</b>	<b>(8,025)</b>	<b>10,600</b>	<b>357,937</b>	<b>413,510</b>	<b>15.5%</b>	<b>55,573</b>	<b>32,515</b>
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>12,360</b>	<b>12,737</b>	<b>3.0%</b>	<b>377</b>	<b>995</b>	<b>24,875</b>	<b>58,819</b>	<b>136.5%</b>	<b>33,944</b>	<b>4,625</b>
IEPS devengado	15,961	13,900	-12.9%	(2,061)	1,086	17,665	57,421	225.1%	39,757	4,515
Otros	(3,601)	(1,163)	67.7%	2,437	(91)	7,210	1,398	-80.6%	(5,813)	110
<b>Resultado integral de financiamiento</b>	<b>(11,841)</b>	<b>6,863</b>	<b>158.0%</b>	<b>18,704</b>	<b>536</b>	<b>(21,922)</b>	<b>(9,624)</b>	<b>56.1%</b>	<b>12,298</b>	<b>(757)</b>
<b>Participación en resultados de subs. y asociadas que no consolidan</b>	<b>(502)</b>	<b>255</b>	<b>150.8%</b>	<b>757</b>	<b>20</b>	<b>(1,055)</b>	<b>369</b>	<b>135.0%</b>	<b>1,424</b>	<b>29</b>
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>143,778</b>	<b>155,590</b>	<b>8.2%</b>	<b>11,812</b>	<b>12,151</b>	<b>359,835</b>	<b>463,074</b>	<b>28.7%</b>	<b>103,239</b>	<b>36,413</b>
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>147,468</b>	<b>158,348</b>	<b>7.4%</b>	<b>10,881</b>	<b>12,366</b>	<b>389,365</b>	<b>484,495</b>	<b>24.4%</b>	<b>95,130</b>	<b>38,097</b>
<b>Pérdida neta</b>	<b>(3,690)</b>	<b>(2,758)</b>	<b>25.2%</b>	<b>932</b>	<b>(215)</b>	<b>(29,530)</b>	<b>(21,420)</b>	<b>27.5%</b>	<b>8,109</b>	<b>(1,684)</b>

Cuadro 2

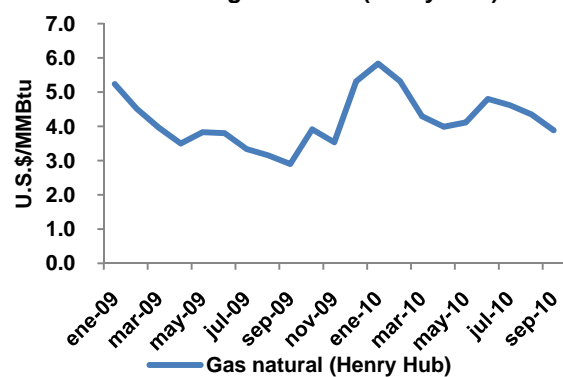
PEMEX

Indicadores financieros

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			Del 1 de ene. al 30 de sep. de		
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación
Costo de lo vendido / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	40.4%	47.1%	6.7	44.2%	45.2%	1.1
Dep. y amortiz. / Costo de lo vendido y Gastos generales	13.6%	13.6%	(0.0)	14.9%	13.4%	(1.5)
Rendimiento de operación (incluyendo IEPS) / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	51.6%	45.1%	(6.5)	47.1%	47.3%	0.1
Impuestos y derechos / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	47.7%	47.8%	0.1	48.9%	48.6%	(0.2)
EBITDA / costo financiero (excluye intereses capitalizados)	2134.0%	1825.8%	(3.1)	9.1	10.3	1.2

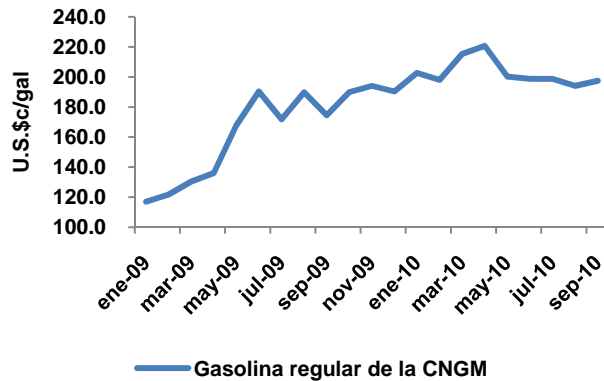
Gráfica 2  
Precios del crudo

Fuente: Reuters y PEMEX.

Gráfica 3  
Precios del gas natural (Henry Hub)

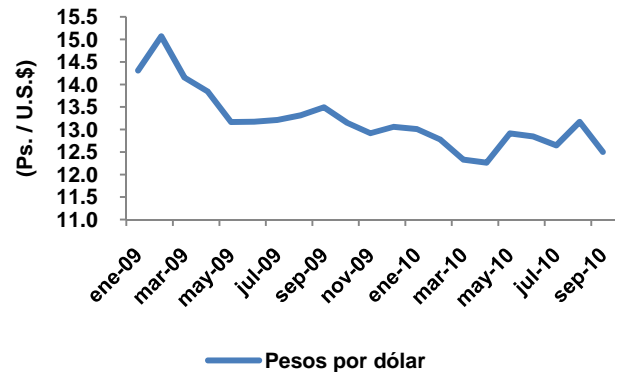
Fuente: Reuters y PEMEX.

**Gráfica 4**  
Precios de la gasolina regular en la CNGM



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 jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de					
	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)		
<b>Ingresos totales por ventas y servicios (incluye IEPS)</b>	<b>309,405</b>	<b>331,468</b>	<b>7.1%</b>	<b>22,063</b>	<b>25,886</b>	<b>797,020</b>	<b>996,438</b>	<b>25.0%</b>	<b>199,418</b>	<b>78,352</b>
<b>Ingresos totales por ventas y servicios</b>	<b>293,445</b>	<b>317,568</b>	<b>8.2%</b>	<b>24,124</b>	<b>24,800</b>	<b>779,355</b>	<b>939,017</b>	<b>20.5%</b>	<b>159,662</b>	<b>73,837</b>
<b>Ventas en México (incluye IEPS)</b>	<b>176,776</b>	<b>185,238</b>	<b>4.8%</b>	<b>8,461</b>	<b>14,466</b>	<b>451,625</b>	<b>565,127</b>	<b>25.1%</b>	<b>113,502</b>	<b>44,437</b>
<b>Ventas México</b>	<b>160,816</b>	<b>171,338</b>	<b>6.5%</b>	<b>10,522</b>	<b>13,381</b>	<b>433,960</b>	<b>507,706</b>	<b>17.0%</b>	<b>73,745</b>	<b>39,922</b>
Gas seco	13,199	17,168	30.1%	3,970	1,341	43,844	53,802	22.7%	9,958	4,231
Petrolíferos (incluye IEPS)	158,584	161,575	1.9%	2,991	12,618	393,192	490,335	24.7%	97,143	38,556
Petrolíferos	142,624	147,675	3.5%	5,052	11,533	375,527	432,914	15.3%	57,387	34,041
IEPS	15,961	13,900	-12.9%	(2,061)	1,086	17,665	57,421	225.1%	39,757	4,515
Gasolinas	68,903	74,351	7.9%	5,448	5,806	187,875	216,133	15.0%	28,259	16,995
Combustóleo	20,682	14,518	-29.8%	(6,164)	1,134	37,607	43,286	15.1%	5,680	3,404
Diesel	32,336	36,254	12.1%	3,918	2,831	88,365	105,026	18.9%	16,661	8,258
Gas licuado de petróleo (GLP)	11,704	12,727	8.7%	1,023	994	36,208	38,528	6.4%	2,320	3,030
Turbosina	4,790	5,781	20.7%	992	451	13,065	17,454	33.6%	4,389	1,372
Otros	4,209	4,044	-3.9%	(166)	316	12,407	12,486	0.6%	79	982
Petroquímicos	4,994	6,494	30.0%	1,500	507	14,589	20,990	43.9%	6,401	1,650
<b>De exportación</b>	<b>131,336</b>	<b>144,746</b>	<b>10.2%</b>	<b>13,410</b>	<b>11,304</b>	<b>341,357</b>	<b>427,116</b>	<b>25.1%</b>	<b>85,760</b>	<b>33,585</b>
Crudo y condensados	111,717	125,312	12.2%	13,596	9,786	288,656	371,933	28.8%	83,276	29,246
Gas seco	237	63	-73.2%	(173)	5	1,231	419	-66.0%	(812)	33
Petrolíferos	13,098	12,117	-7.5%	(982)	946	35,547	32,353	-9.0%	(3,194)	2,544
Petroquímicos	6,284	7,254	15.4%	970	566	15,922	22,412	40.8%	6,489	1,762
<b>Ingresos por servicios</b>	<b>1,293</b>	<b>1,484</b>	<b>14.8%</b>	<b>191</b>	<b>116</b>	<b>4,038</b>	<b>4,195</b>	<b>3.9%</b>	<b>157</b>	<b>330</b>

### 3T10

Incluyendo el IEPS devengado a gasolinas y diesel, los ingresos totales por ventas y servicios, aumentaron 7.1%, ubicándose en Ps. 331.5 miles de millones (U.S.\$25.9 miles de millones).

### Ene.-Sep. 10

Los ingresos totales por ventas y servicios considerando el IEPS devengado de gasolinas y diesel, aumentaron 25.0%, situándose en Ps. 996.4 miles de millones (U.S.\$78.4 miles de millones), en comparación con el mismo periodo de 2009.

En ambos periodos el incremento obedece principalmente al alza en los precios promedio de crudo, gas y petrolíferos, en particular de combustóleo, gasolinas, turbosina y diesel.

## Ventas en México

### 3T10

Las ventas en México incluyendo IEPS aumentaron 4.8%, ubicándose en Ps. 185.2 miles de millones (U.S.\$14.5 miles de millones):

- Incluyendo el IEPS, las ventas de petrolíferos contribuyeron con el 87.2% de las ventas en México, principalmente por mayores precios de combustóleo, gasolinas, turbosina y diesel.
- Las ventas de gas natural aumentaron 30.1%, a Ps. 17.2 miles de millones, como consecuencia de mayores precios promedio. Como referencia, el precio del gas natural (Mid point Henry Hub) aumentó 36.9% entre el tercer trimestre de 2009 y el tercer trimestre de 2010.
- Las ventas de petroquímicos aumentaron 30.0%, a Ps. 6.5 miles de millones debido principalmente a mayores precios promedio.

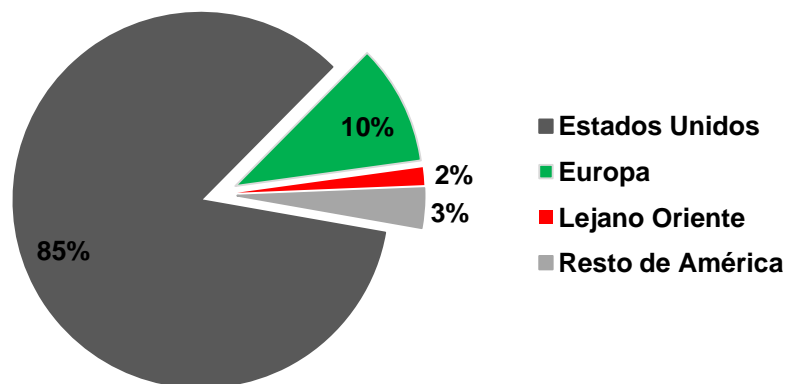
### Ene.-Sep. 10

Las ventas en el país incluyendo el IEPS aumentaron 25.1%, ubicándose en Ps. 565.1 miles de millones (U.S.\$44.4 miles de millones), en comparación con el mismo periodo de 2009.

En ambos periodos el incremento se debió principalmente a mayores precios promedio de combustóleo, gasolinas, turbosina, diesel y gas natural.

## Ventas por exportaciones

**Gráfica 6**  
Destino de las exportaciones de crudo 3T10  
(Mbd)



**3T10**

Por su parte, las ventas por exportaciones aumentaron 10.2%, ubicándose en Ps. 144.7 miles de millones (U.S.\$11.3 miles de millones):

- Las exportaciones de crudo y condensados aumentaron 12.2%, a Ps. 125.3 miles de millones, debido principalmente a un aumento de 8.5% en el precio de referencia de la mezcla mexicana de exportación, de U.S.\$63.91 a U.S.\$69.32 por barril. El volumen aumentó de 1,179 a 1,358 Mbd.
- Las ventas por exportaciones de petrolíferos disminuyeron 7.5%, a Ps. 12.1 miles de millones, básicamente por la reducción de exportaciones de residuo largo.
- Las ventas por exportaciones de petroquímicos aumentaron en 15.4%, a Ps. 7.3 miles de millones, como resultado principalmente de mayores precios de azufre y butadieno.
- Las ventas por exportaciones de gas natural seco disminuyeron 73.2%, principalmente por menor disponibilidad.

**Ene.-Sep. 10**

Las ventas por exportaciones aumentaron 25.1%, ubicándose en Ps. 427.1 miles de millones (U.S.\$33.6 miles de millones), debido principalmente a mayores precios y volúmenes de crudo de exportación, parcialmente compensado por la apreciación del tipo de cambio peso-dólar del periodo.

**Costo de ventas****3T10**

El costo de ventas aumentó 25.0% , totalizando Ps. 156.3 miles de millones, principalmente como resultado de mayores compras de productos de importación.

El costo de ventas como porcentaje de ventas y servicios totales incluyendo IEPS se ubicó en 47.1%, aumentó 6.7 puntos porcentuales.

**Ene.-Sep. 10**

El costo de ventas aumentó 28.0%, a Ps.450.6 miles de millones (U.S.\$35.4 miles de millones), respecto a el mismo periodo de 2009. La variación se debe principalmente a:

- Un aumento de Ps. 66.8 miles de millones por la compra de productos, importados y revendidos en México, principalmente gasolina regular, diesel, gasolina premium, gas licuado de petróleo y naftas.
- Un efecto desfavorable de Ps. 21.5 miles de millones en la variación de inventarios ya que en 2009 se valoraron a precio de mercado y en 2010 a costos de producción.
- Un aumento de Ps. 10.3 miles de millones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.

El costo de ventas como porcentaje de ingresos totales por ventas y servicios incluyendo IEPS se ubicó en 45.2%, aumentó 1.1 puntos porcentuales, en comparación con el mismo periodo de 2009.

## Costos y gastos de operación

Cuadro 4

PEMEX  
Costos y gastos de operación

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de					Del 1 de ene. al 30 de sep. de				
	2009 (Ps. MM)	2010	Variación	2010	2010 (U.S.\$MM)	2009 (Ps. MM)	2010	Variación	2010	2010 (U.S.\$MM)
<b>Costos y gastos de operación</b>	149,683	181,832	21.5%	32,149	14,200	421,418	525,507	25%	104,088	41,322
Costo de ventas	125,023	156,258	25.0%	31,235	12,203	352,057	450,628	28%	98,571	35,434
Gastos generales	24,661	25,575	3.7%	914	1,997	69,361	74,879	8%	5,518	5,888
Gastos de dist. y transportación	8,330	7,832	-6.0%	(498)	612	23,777	23,655	-1%	(123)	1,860
Gastos de administración	16,331	17,743	8.6%	1,412	1,386	45,584	51,224	12%	5,640	4,028
<b>Costo neto del periodo de beneficios a los empleados</b>	24,093	29,413	22.1%	5,320	2,297	72,278	88,239	22%	15,961	6,938
Depreciación y amortización	20,297	24,651	21.5%	4,355	1,925	62,865	70,422	12%	7,558	5,537

## Costo neto del periodo de beneficios a los empleados

Tanto la variación trimestral como la acumulada del costo neto del periodo de beneficios a empleados se deben al incremento natural de edad y antigüedad, así como a la actualización de hipótesis financieras y biométricas.

## Depreciación y amortización

Alrededor del 85% del total de la depreciación y amortización corresponde a activos destinados a la exploración y producción de hidrocarburos.

## Otros ingresos (gastos)

Tanto la variación trimestral como la acumulada de otros ingresos (gastos) se deben principalmente al incremento del IEPS negativo devengado. Es importante señalar que para propósitos de análisis, el monto devengado del IEPS negativo ha sido sumado a las ventas de petrolíferos en México.

## Resultado integral de financiamiento

Cuadro 5

PEMEX  
Resultado integral de financiamiento

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de					Del 1 de ene. al 30 de sep. de				
	2009 (Ps. MM)	2010	Variación	2010	2010 (U.S.\$MM)	2009 (Ps. MM)	2010	Variación	2010	2010 (U.S.\$MM)
<b>Resultado integral de financiamiento</b>	(11,841)	6,862	-158.0%	18,704	536	(21,922)	(9,624)	-56.1%	12,298	(757)
Rendimiento financiero	12,279	16,227	32.2%	3,948	1,267	35,560	35,837	0.8%	277	2,818
Costo financiero	(9,372)	(11,107)	18.5%	(1,735)	(867)	(56,551)	(61,326)	8.4%	(4,775)	(4,822)
Utilidad (pérdida) por variación cambiaria	(14,748)	1,742	-111.8%	16,490	136	(931)	15,865	-1805.0%	16,796	1,248

**3T10**

El resultado integral de financiamiento se ubicó en Ps. 6.9 miles de millones, lo que representó un incremento favorable de Ps. 18.7 miles de millones respecto al mismo trimestre de 2009. La causa de la variación obedece básicamente a la apreciación cambiaria del peso respecto al dólar americano durante el periodo de 2010, en comparación con la depreciación del peso respecto al dólar americano durante el mismo periodo de 2009.

**Ene.-Sep. 10**

En el periodo enero-septiembre, el resultado integral de financiamiento se ubicó en un costo de Ps. 9.6 miles de millones, lo que representó una disminución de Ps. 12.3 miles de millones con respecto al costo del mismo periodo de 2009. La variación se debió principalmente a que la apreciación del tipo de cambio respecto al dólar en el periodo enero-septiembre 2010, 4.3%, fue mayor que la apreciación observada en el mismo periodo de 2009, 0.3%.

**Impuestos y derechos****Cuadro 6****PEMEX  
Impuestos y derechos**

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de					Del 1 de ene. al 30 de sep. de				
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	<u>2010</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	<u>2010</u>	
	(Ps. MM)	(Ps. MM)		(U.S.\$MM)		(Ps. MM)	(Ps. MM)		(U.S.\$MM)	
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>147,468</b>	<b>158,348</b>	<b>7.4%</b>	<b>10,881</b>	<b>12,366</b>	<b>389,365</b>	<b>484,495</b>	<b>24.4%</b>	<b>95,130</b>	<b>38,097</b>
Derechos sobre hidrocarburos	144,334	153,979	6.7%	9,645	12,025	379,618	476,028	25.4%	96,410	37,431
Derecho ordinario sobre hidrocarburos	120,205	130,016	8.2%	9,812	10,154	316,934	402,979	27.1%	86,045	31,687
Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	665	938	41.1%	273	73	1,806	2,862	58.5%	1,056	225
Derecho para la fiscalización petrolera	7	7	7.2%	0	1	18	21	19.3%	3	2
Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización	19,598	18,435	-5.9%	(1,162)	1,440	51,559	55,739	8.1%	4,180	4,383
Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo	-	1,788		1,788	140	-	6,285		6,285	494
Derecho sobre extracción de hidrocarburos	871	1,030	18.3%	160	80	1,730	2,565	48.3%	835	202
Derecho especial sobre hidrocarburos	2,172	669	-69.2%	(1,502)	52	5,673	2,532	-55.4%	(3,141)	199
Derecho único sobre hidrocarburos	818	1,095	33.8%	277	86	1,899	3,045	60.4%	1,147	239
Otros impuestos y derechos	3,134	4,369	39.4%	1,235	341	9,747	8,466	-13.1%	(1,281)	666

Tanto la variación trimestral como la acumulada de impuestos y derechos se deben principalmente al incremento en precios promedio de referencia.

**Rendimiento (pérdida) neto****3T10**

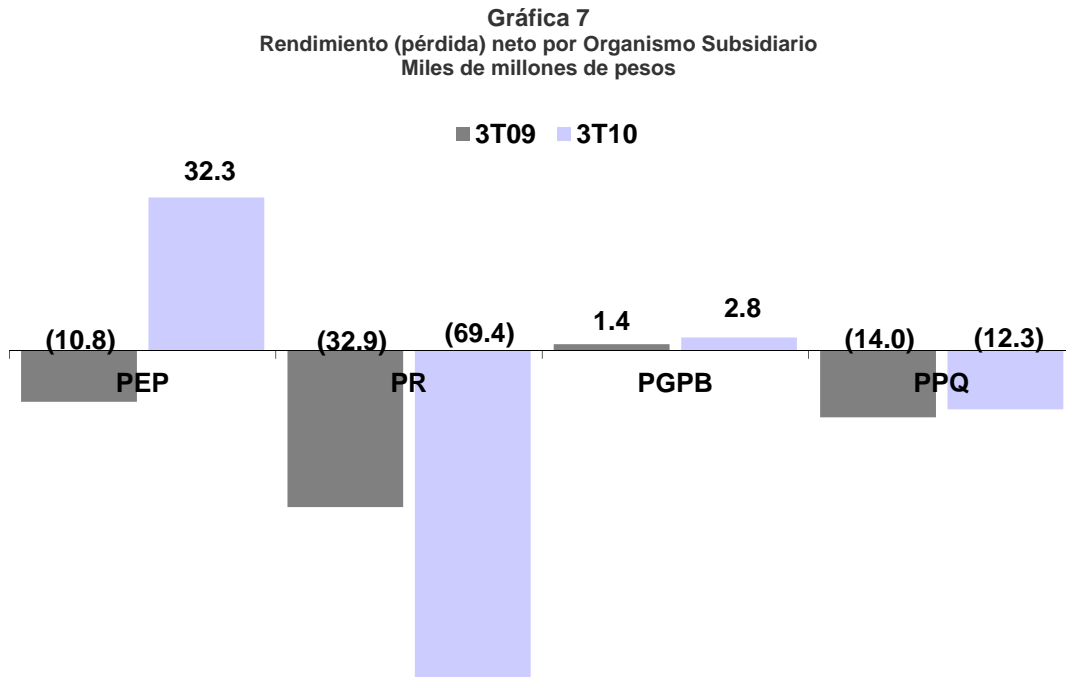
PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 2.8 miles de millones (U.S.\$0.2 miles de millones), lo que representa una variación de Ps. 0.9 miles de millones.

**Ene.-Sep. 10**

PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 21.4 miles de millones (U.S.\$1.7 miles de millones), en comparación con pérdida neta de Ps. 29.5 miles de millones en el mismo periodo de 2009.

Tanto la pérdida del trimestre como la pérdida acumulada obedecen a que el monto de impuestos y derechos pagados fue mayor al rendimiento antes de impuestos y derechos.

## Rendimiento neto por Organismo Subsidiario



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 nueve meses de 2010, el rendimiento de operación por barril de petróleo crudo equivalente de Pemex-Exploración y Producción (PEP) aumentó 31.3%, al situarse en U.S.\$25.7 por barril, debido principalmente a mayores precios de crudo y gas. La tasa efectiva de impuestos y derechos sobre el rendimiento de operación disminuyó cinco puntos porcentuales para ubicarse en 89.7%. En consecuencia, PEP registró un rendimiento neto de Ps. 32.3 miles de millones, en comparación con una pérdida neta de Ps. 10.8 miles de millones en el mismo periodo de 2009.

**Cuadro 7****PEMEX****Indicadores seleccionados**

Pemex-Exploración y Producción	Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación	2010 (U.S.\$/bpce)
Ventas totales / Producción total de hidrocarburos (Ps. / bpce)	513.3	637.9	124.6	40.1
Rendimiento de operación / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	355.1	466.5	111.4	27.7
Rendimiento neto / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	(9.5)	29.1	38.6	(0.7)
Impuestos y derechos / Rendimiento de operación	94.6%	89.7%	(5.0)	

Nota: Al 30 de septiembre de 2010, 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 lo reportado en el cuadro de Información por segmentos.

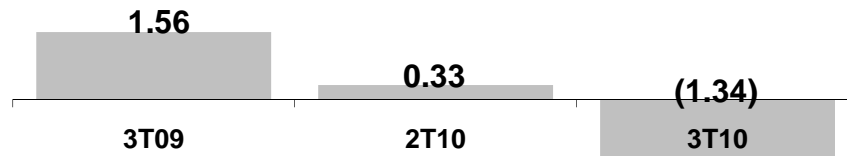
**PR** La pérdida de operación de Pemex-Refinación se ubicó en Ps. 116.9 miles de millones; sin embargo la pérdida neta fue de Ps. 69.4 miles de millones. La diferencia se debe básicamente al IEPS negativo devengado.

La pérdida neta de los primeros nueve meses de 2010 fue Ps. 36.5 miles de millones superior a la pérdida neta de los primeros nueve meses de 2009. Este incremento obedece en gran medida a que la acreditación del IEPS que Pemex-Refinación recibe no cubre todos los gastos realizados

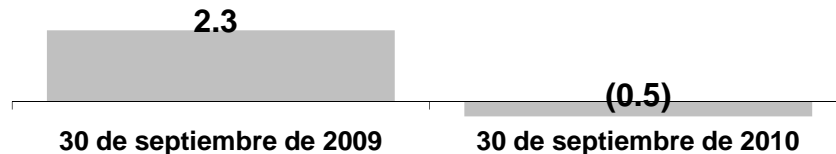


para la transportación y distribución de las gasolinas y diesel de uso automotriz.

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



**Gráfica 9**  
Margen variable de refinación acumulado  
(Dólares por barril)



La reducción del margen variable de refinación<sup>4</sup> se explica básicamente por (i) el comportamiento de los precios del crudo y de los petrolíferos en el mercado internacional; y (ii) paros no programado de equipos que generan productos de mayor valor agregado.

**PGPB** Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) registró un rendimiento de operación de Ps. 0.8 miles de millones en 2010, en comparación con una pérdida de operación de Ps. 1.1 miles de millones en 2009. En consecuencia, PGPB obtuvo un rendimiento neto de Ps. 2.8 miles de millones, en comparación con un rendimiento neto de Ps. 1.4 miles de millones en el mismo periodo de 2009. Ambos incrementos obedecen principalmente a mayores precios de referencia de gas natural. El indicador de referencia aumentó 20.4% en los primeros nueve meses de 2010 en comparación con los primeros nueve meses de 2009.

**PPQ** La pérdida de operación de Pemex-Petroquímica (PPQ) disminuyó 18.6% , para ubicarse en Ps. 11.5 miles de millones. La pérdida neta de PPQ durante los primeros nueve meses de 2010 disminuyó 11.9%, situándose en Ps. 12.3 miles de millones, en comparación con Ps. 14.0 miles de millones en los primeros nueve meses de 2009. Este resultado se debió principalmente a que, a partir de enero de 2010, el Complejo Petroquímico La Cangrejera reinició operaciones del tren de aromáticos con nafta de importación, en lugar de gasolinas, y dejó de procesar el residuo largo.

<sup>4</sup> El margen variable de refinación es una estimación del rendimiento de operación por barril de crudo procesado. La estimación del rendimiento de operación es el valor de las ventas menos el costo de materias primas, autoconsumos (combustóleo y gas natural utilizados para el funcionamiento de las refinерías) y servicios auxiliares (energía eléctrica, agua y catalizadores).

## Estado de la situación financiera al 30 de septiembre de 2010

Cuadro 8

PEMEX

Balance general consolidado

	Al 30 de septiembre de		Variación		
	2009	2010		(U.S.\$MM)	2010
	(Ps. MM)				
<b>Total activo</b>	<b>1,390,585</b>	<b>1,387,850</b>	<b>-0.2%</b>	<b>(2,735)</b>	<b>111,018</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>451,336</b>	<b>341,223</b>	<b>-24.4%</b>	<b>(110,113)</b>	<b>27,295</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	178,844	121,622	-32.0%	(57,222)	9,729
Cuentas, documentos por cobrar y otros	178,656	183,879	2.9%	5,223	14,709
Inventarios	93,836	35,723	-61.9%	(58,114)	2,858
de productos	89,347	31,393	-64.9%	(57,954)	2,511
de materiales	4,490	4,330	-3.6%	(160)	346
<b>Inversión en acciones y valores</b>	<b>10,255</b>	<b>10,279</b>	<b>0.2%</b>	<b>23</b>	<b>822</b>
<b>Propiedades, mobiliario y equipo</b>	<b>916,606</b>	<b>1,023,404</b>	<b>11.7%</b>	<b>106,798</b>	<b>81,865</b>
<b>Otros activos</b>	<b>12,389</b>	<b>12,944</b>	<b>4.5%</b>	<b>556</b>	<b>1,035</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>1,390,024</b>	<b>1,476,398</b>	<b>6.2%</b>	<b>86,373</b>	<b>118,101</b>
<b>Pasivo circulante</b>	<b>251,586</b>	<b>237,878</b>	<b>-5.4%</b>	<b>(13,708)</b>	<b>19,029</b>
Deuda a corto plazo	137,789	112,309	-18.5%	(25,480)	8,984
Proveedores	45,901	57,127	24.5%	11,226	4,570
Cuentas y gastos acumulados por pagar	31,421	28,760	-8.5%	(2,661)	2,301
Impuestos y derechos por pagar	36,475	39,682	8.8%	3,208	3,174
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>1,138,438</b>	<b>1,238,519</b>	<b>8.8%</b>	<b>100,081</b>	<b>99,073</b>
Deuda a largo plazo	545,440	540,519	-0.9%	(4,921)	43,238
Reserva para créditos diversos y otros	40,526	51,548	27.2%	11,022	4,123
Reserva para beneficios a los empleados	545,558	639,724	17.3%	94,167	51,173
Impuestos diferidos	6,914	6,728	-2.7%	(186)	538
<b>Total patrimonio</b>	<b>561</b>	<b>(88,548)</b>	<b>-15883.7%</b>	<b>(89,109)</b>	<b>(7,083)</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>1,390,585</b>	<b>1,387,850</b>	<b>-0.2%</b>	<b>(2,735)</b>	<b>111,018</b>

Cuadro 9

PEMEX

Indicadores financieros seleccionados

	Al 30 de septiembre de		
	2009	2010	Variación
Propiedades, mobiliario y equipo / Activo	65.9%	73.7%	0.08
Deuda / Total del pasivo y patrimonio	49.1%	47.0%	-0.02
Capital de trabajo (Ps. MM)	199,749	103,345	-48.3%

**Activo circulante**

El activo circulante disminuyó 24.4% al ubicarse en Ps. 341.2 miles de millones. Lo anterior se debe principalmente a que (i) el valor de los inventarios disminuyó Ps. 58.1 miles de millones y (ii) el efectivo y equivalente de efectivo se redujo en Ps. 57.2 miles de millones. Gran parte de la diferencia en el valor de los inventarios se debe a que en 2009 los inventarios se valoraron a precios de mercado y en 2010 a costos de producción.

**Pasivo de corto plazo**

El pasivo de corto plazo disminuyó 5.4%, totalizando Ps. 237.9 miles de millones, debido en mayor medida a la disminución de Ps. 25.5 miles de millones de la deuda de corto plazo.

**Propiedades, mobiliario y equipo**

Propiedades, mobiliario y equipo aumentó 11.7% o Ps. 106.8 miles de millones de pesos para situarse en Ps. 1,023.4 miles de millones. El aumento se explica por el efecto neto de las nuevas inversiones realizadas durante los últimos 12 meses.

**Actividades de inversión****Presupuesto 2010**

Para el 2010 la inversión estimada es de Ps. 263.4 miles de millones<sup>5</sup>. La distribución estimada es la siguiente<sup>6</sup>:

- Ps. 220.0 miles de millones a Exploración y Producción<sup>7</sup>, de los cuales Ps. 32.9 miles de millones se destinarán a exploración;
- Ps. 32.0 miles de millones a Refinación;
- Ps. 5.7 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 4.8 miles de millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.9 miles de millones a Petróleos Mexicanos.

**Ejercicio**

Durante los primeros nueve meses de 2010 se han ejercido Ps. 168.6 miles de millones, lo que representa 64.0% de la inversión programada.

**Deuda**

<b>Cuadro 10</b>					
<b>PEMEX</b>					
<b>Deuda consolidada total</b>					
	<b>Al 30 de septiembre de</b>		<b>Variación</b>	<b>2010</b>	
	<b>2009</b>	<b>2010</b>		<b>(U.S.\$MM)</b>	
	<b>(Ps. MM)</b>				
<b>Deuda total</b>	<b>683,229</b>	<b>652,828</b>	<b>-4.4%</b>	<b>(30,401)</b>	<b>52,222</b>
Corto plazo	137,789	112,309	-18.5%	(25,480)	8,984
Largo plazo	545,440	540,519	-0.9%	(4,921)	43,238
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>178,844</b>	<b>121,622</b>	<b>-32.0%</b>	<b>(57,222)</b>	<b>9,729</b>
<b>Deuda neta total</b>	<b>504,386</b>	<b>531,207</b>	<b>5.3%</b>	<b>26,821</b>	<b>42,493</b>

**Neta**

La deuda neta aumentó 5.3%, ubicándose en Ps. 531.2 miles de millones (U.S.\$42.5 miles de millones). Este incremento se explica principalmente por la reducción de efectivo y equivalentes de efectivo.

<sup>5</sup> Presupuesto de Egresos de la Federación 2010.

<sup>6</sup> Los montos de inversión podrían modificarse posteriormente en función de ajustes presupuestales.

<sup>7</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

**Cuadro 11****PEMEX****Perfil de vencimientos de la deuda**

	Al 30 de septiembre de	
	(Ps. MM)	(U.S.\$MM)
<b>Deuda total</b>	<b>652,828</b>	<b>52,222</b>
<b>En pesos mexicanos</b>	<b>142,114</b>	<b>11,368</b>
Octubre - Diciembre 2010	12,715	1,017
Enero 2011 - Septiembre 2011	16,850	1,348
October 2011 - Septiembre 2012	24,133	1,930
October 2012 - Septiembre 2013	16,221	1,298
October 2013 - Septiembre 2014	19,833	1,587
October 2014 en adelante	52,361	4,189
<b>En otras monedas</b>	<b>510,715</b>	<b>40,854</b>
Octubre - Diciembre 2010	43,226	3,458
Enero 2011 - Septiembre 2011	39,518	3,161
October 2011 - Septiembre 2012	42,116	3,369
October 2012 - Septiembre 2013	54,392	4,351
October 2013 - Septiembre 2014	28,171	2,253
October 2014 en adelante	303,291	24,261

**Cuadro 12<sup>8</sup>****PEMEX****Exposición del principal de la deuda**

	Al 30 de septiembre de					
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Porcentaje</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>
	<u>Por moneda</u>	<u>Por moneda</u>	<u>A tasa fija</u>	<u>A tasa fija</u>	<u>A tasa flotante</u>	<u>A tasa flotante</u>
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>51.3%</b>	<b>61.5%</b>	<b>48.7%</b>	<b>38.5%</b>
Dólares de E.U.A.	79.2%	78.0%	54.2%	65.8%	45.8%	34.2%
Pesos mexicanos	20.8%	22.0%	40.4%	46.4%	59.6%	53.6%

**Cuadro 13****PEMEX****Duración promedio de la exposición del principal de la deuda**

	Al 30 de septiembre de		
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>
		(Años)	
<b>Total</b>	<b>3.9</b>	<b>4.5</b>	<b>0.6</b>
Dólares de E.U.A.	4.5	5.3	0.8
Pesos mexicanos	1.6	2.0	0.4
Euros	2.4	2.0	(0.4)
Yenes	0.4	0.0	(0.4)

<sup>8</sup> La mayor parte de la deuda de PEMEX está denominada en dólares americanos y pesos mexicanos. El endeudamiento de PEMEX en monedas distintas a las mencionadas anteriormente, genera exposición por tipo de cambio que puede incrementar los costos de financiamiento. Por lo anterior PEMEX contrata desde 1991 swaps de divisa para mitigar la exposición originada por la volatilidad en el tipo de cambio de monedas diferentes al dólar americano y al peso mexicano.

## Actividades de financiamiento

### Captación

Con el fin de pre-financiar la captación de recursos para actividades de inversión durante el 2011, y para aprovechar las oportunidades de mercado observadas recientemente en los mercados, la captación de recursos del programa de financiamiento 2010 se ha incrementado de U.S.\$9.9 miles de millones a alrededor de U.S.\$14.0 miles de millones. Asimismo, las amortizaciones han aumentado de U.S. \$7.1 miles de millones a alrededor de U.S.\$9.0 miles de millones. Finalmente el estimado de caja final era de U.S.\$5.9 miles de millones y ahora es de alrededor de U.S.\$7.0 miles de millones.

Al 30 de septiembre de 2010, PEMEX ha captado cerca de U.S.\$10.0 miles de millones. Adicionalmente, espera obtener aproximadamente U.S.\$4.8 miles de millones de agencias de crédito a la exportación (ECAs por sus siglas en inglés), financiamiento de contratistas y créditos bancarios. Asimismo, si se detectan oportunidades de mercado, podrían colocarse montos adicionales en mercados de capital locales e internacionales.

#### Mercados de capitales

A continuación se describen las transacciones realizadas recientemente:

- El 21 de julio de 2010 Petróleos Mexicanos realizó una emisión de bonos en mercados internacionales por un monto de U.S.\$2.0 miles de millones con vencimiento en 2021 y cupón semestral de 5.5%.
- El 30 de agosto de 2010 Petróleos Mexicanos realizó una reapertura por U.S.\$1.0 miles de millones del bono con vencimiento en 2035 y cupón semestral de 6.625%. La reapertura ofreció un rendimiento al inversionista de 5.975%.
- El 28 de septiembre de 2010 Petróleos Mexicanos emitió un bono perpetuo por U.S.\$0.75 miles de millones con cupón trimestral de 6.625%. El 20 de octubre de 2010 Petróleos Mexicanos reabrió esta emisión por U.S.\$0.25 miles de millones. El rendimiento al inversionista correspondiente a la reapertura fue de 6.43%.
- El 12 de octubre de 2010 Petróleos Mexicanos ejerció la opción de amortizar totalmente el bono perpetuo emitido en 2004 por U.S.\$1.75 miles de millones con un cupón trimestral de 7.75%.

Los recursos provenientes tanto de la reapertura del bono con vencimiento en 2035, como la emisión del bono perpetuo de fecha 28 de septiembre de 2010, fueron utilizados para refinanciar el pago del bono emitido en 2004 con cupón de 7.75%. Esta operación permitió reducir el valor presente de pagos de intereses por aproximadamente U.S.\$300 millones manteniendo un perfil de vencimientos similar. Asimismo, es importante considerar que estas transacciones explican el incremento en captación de recursos y de amortizaciones.

#### ECA's

El 29 de septiembre de 2010, el Export Import Bank de Estados Unidos (Eximbank) aprobó garantías de financiamiento de largo plazo por U.S.\$1.0 mil millones para Petróleos Mexicanos. Estos recursos serán utilizados para continuar financiando el contenido de importación estadounidense de diversos proyectos de Pemex - Exploración y Producción.

## Manejo de liquidez

Al 30 de septiembre de 2010 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S.\$2.3 miles de millones. A esa misma fecha, Petróleos Mexicanos tiene desembolsado el equivalente a U.S.\$375 millones. Adicionalmente, se está por finalizar la negociación de una línea de crédito revolvente por U.S.\$1.25 miles de millones a tres años.

## Patrimonio

**Cuadro 14**

**PEMEX  
Patrimonio**

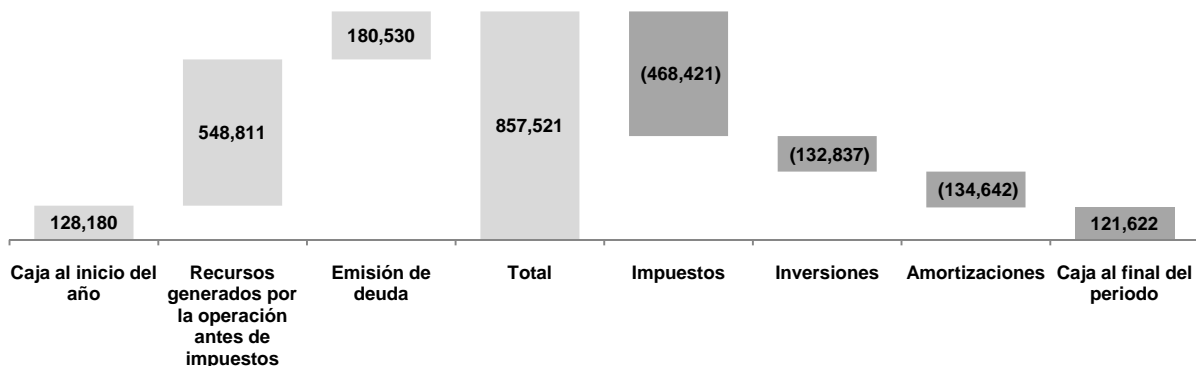
	Al 30 de septiembre de		Variación	2010	
	2009 (Ps. MM)	2010		(U.S.\$MM)	
<b>Total patrimonio</b>	<b>561</b>	<b>(88,548)</b>		<b>(89,109)</b>	<b>(7,083)</b>
Certificados de aportación "A"	96,958	96,958	0.0%	-	7,756
Incremento patrimonio Org. Subs.	179,880	180,382	0.3%	503	14,429
Capital social	4,158	3,546	-14.7%	(611)	284
Reserva legal	985	988	0.3%	3	79
Superavit por donación	932	2,398	157.3%	1,466	192
Utilidad (pérdida) integral	9,018	5,102	-43.4%	(3,916)	408
(Pérdidas) rendimientos acumulados	(291,369)	(377,922)	29.7%	(86,553)	(30,231)
De ejercicios anteriores	(261,840)	(356,502)	36.2%	(94,662)	(28,518)
Del ejercicio	(29,530)	(21,420)	-27.5%	8,109	(1,713)

Al 30 de septiembre de 2010, el patrimonio de PEMEX fue negativo en Ps. 88.5 miles de millones, en comparación con Ps. 0.6 miles de millones registrado en el mismo periodo del año previo. La variación de Ps. 89.1 miles de millones se debe principalmente a la pérdida neta registrada en 2009, más el resultado negativo durante 2010.

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.

## Fuentes y usos de recursos

**Gráfica 10**  
**Fuentes y usos de recursos al 30 de septiembre de 2010**  
(Millones de pesos)



Nota: Incluye revolencias de PMI.

## Estado de flujo de efectivo

Cuadro 15

PEMEX					
Estados consolidados de flujo de efectivo					
	Al 30 de septiembre de		Variación	2010	
	2009	2010		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	363,755	463,074	27.3%	99,320	37,043
Partidas sin impacto en el efectivo:	72,466	64,496	-11.0%	(7,970)	5,159
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	72,278	88,238	22.1%	15,961	7,058
Efectos de conversión	188	-	-100.0%	(188)	-
Acreditación del IEPS	-	(23,742)		(23,742)	(1,899)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:	63,919	78,049	22.1%	14,130	6,243
Depreciación y amortización	62,865	70,422	12.0%	7,558	5,633
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	-	2,330		2,330	186
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	1,055	(369)	-135.0%	(1,424)	(30)
Pozos no exitosos	-	5,666		5,666	453
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:	6,801	(26,840)	-494.7%	(33,641)	(2,147)
Impuestos diferidos	-	(205)		(205)	(16)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	818	(25,283)	-3190.1%	(26,101)	(2,022)
Intereses devengados	5,983	(1,352)	-122.6%	(7,335)	(108)
	<b>506,940</b>	<b>578,779</b>	<b>14.2%</b>	<b>71,839</b>	<b>46,298</b>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(397,511)	(498,389)	25.4%	(100,878)	(39,868)
Instrumentos financieros	2,460	2,094	-14.8%	(365)	168
Cuentas por cobrar a clientes	6,102	(5,785)	-194.8%	(11,887)	(463)
Inventarios	(28,365)	1,180	-104.2%	29,545	94
Otros activos	3,918	(7,958)	-303.1%	(11,875)	(637)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(882)	3,662	-515.1%	4,545	293
Impuestos pagados	(373,482)	(468,421)	25.4%	(94,939)	(37,470)
Proveedores	10,520	(6,151)	-158.5%	(16,670)	(492)
Retención de impuestos	-	(320)		(320)	(26)
Reserva para créditos diversos y otros	4,149	8,023	93.4%	3,875	642
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	(21,804)	(24,715)	13.4%	(2,912)	(1,977)
Impuestos diferidos	(126)	-	-100.0%	126	-
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>109,430</b>	<b>80,390</b>	<b>-26.5%</b>	<b>(29,039)</b>	<b>6,431</b>
Actividades de inversión:					
Inversión de acciones con carácter permanente	(133)	-	-100.0%	133	-
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(145,129)	(134,617)	-7.2%	10,512	(10,768)
Bajas de propiedades, maquinaria y equipo	10,768	1,781	-83.5%	(8,988)	142
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(134,493)</b>	<b>(132,837)</b>	<b>-1.2%</b>	<b>1,657</b>	<b>(10,626)</b>
<b>Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>(25,064)</b>	<b>(52,446)</b>	<b>109.3%</b>	<b>(27,383)</b>	<b>(4,195)</b>
Actividades de financiamiento:					
Financiamiento bancario	-	30,094		30,094	2,407
Financiamiento bursátil	135,510	150,435	11.0%	14,926	12,034
Amortización de financiamiento bancario	-	(51,918)		(51,918)	(4,153)
Amortización de financiamiento bursátil	(45,792)	(82,724)	80.7%	(36,932)	(6,617)
Incremento al patrimonio	(35)	0	-100.3%	36	0
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>89,683</b>	<b>45,888</b>	<b>-48.8%</b>	<b>(43,795)</b>	<b>3,671</b>
<b>Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes</b>	<b>64,619</b>	<b>(6,558)</b>	<b>-110.1%</b>	<b>(71,177)</b>	<b>(525)</b>
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio</b>	<b>114,224</b>	<b>128,180</b>	<b>12.2%</b>	<b>13,955</b>	<b>10,253</b>
<b>Efectivo y equivalentes al final del ejercicio</b>	<b>178,843</b>	<b>121,622</b>	<b>-32.0%</b>	<b>(57,222)</b>	<b>9,729</b>

- Destaca que al 30 de septiembre de 2010, el flujo neto de efectivo generado por las actividades de operación antes de impuestos y derechos pagados fue Ps. 548.8 miles de millones, lo que representa un incremento de Ps. 65.9 miles de millones respecto a la cifra comparable de 2009.
- En los primeros nueve meses de 2010 se obtuvieron recursos por Ps. 180.5 miles de millones y se amortizaron Ps. 134.6 miles de millones, por lo que el endeudamiento neto ascendió a Ps. 45.9 miles de millones.

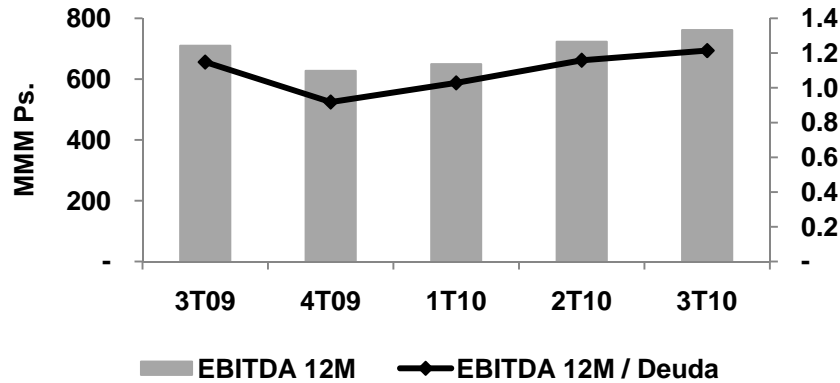
## Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización

Cuadro 16

PEMEX

Reconciliación de los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de					Del 1 de ene. al 30 de sep. de				
	2009	2010	Variación		2010	2009	2010	Variación		2010
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
<b>Pérdida neta</b>	<b>(3,690)</b>	<b>(2,758)</b>	<b>25.2%</b>	<b>932</b>	<b>(215)</b>	<b>(29,530)</b>	<b>(21,420)</b>	<b>-27.5%</b>	<b>8,109</b>	<b>(1,684)</b>
+ Impuestos y derechos	147,468	158,348	7.4%	10,881	12,366	389,365	484,495	24.4%	95,130	38,097
- Resultado integral de financiamiento	(11,841)	6,863	158.0%	18,704	536	(21,922)	(9,624)	-56.1%	12,298	(757)
+ Depreciación y amortización	20,297	24,651	21.5%	4,355	1,925	62,865	70,422	12.0%	7,558	5,537
+ Costo neto del periodo de beneficios a empleados	24,093	29,413	22.1%	5,320	2,297	72,278	88,239	22.1%	15,961	6,938
<b>Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)</b>	<b>200,009</b>	<b>202,792</b>	<b>1.4%</b>	<b>2,783</b>	<b>15,837</b>	<b>516,900</b>	<b>631,359</b>	<b>22.1%</b>	<b>114,460</b>	<b>49,645</b>

Gráfica 11  
Cobertura de deuda



## Desempeño operativo al 30 de septiembre de 2010

Cuadro 17

PEMEX

## Principales estadísticas de producción

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Explotación</b>								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	4,438	4,490	1.2%	51.3	4,470	4,511	0.9%	40.9
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,611	2,613	0.1%	2.1	2,652	2,630	-0.8%	(22.0)
Crudo (Mbd)	2,567	2,567	0.0%	(0.1)	2,608	2,584	-0.9%	(24.0)
Condensados (Mbd)	43	46	5.1%	2.2	44	46	4.5%	2.0
Gas natural (MMpcd)	6,564	6,339	-3.4%	(225.4)	6,539	6,353	-2.8%	(185.8)
<b>Transformación industrial</b>								
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(1)</sup>	3,574	3,578	0.1%	4.0	3,550	3,635	2.4%	85.1
Líquidos del gas natural (Mbd)	378	380	0.3%	1.2	381	386	1.4%	5.2
Petrolíferos (Mbd) <sup>(2)</sup>	1,456	1,362	-6.4%	(93.8)	1,464	1,406	-3.9%	(57.7)
Petroquímicos básicos (Mt) <sup>(3)</sup>	106	132	24.9%	26.3	358	386	7.9%	28.3
Petroquímicos secundarios (Mt)	1,344	1,376	2.4%	32.7	3,955	4,273	8.0%	317.5

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

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

(3) Incluye heptano, hexano, pentanos, materia prima para negro de humo y butano.

## Producción de crudo

Cuadro 18

PEMEX

## Producción de crudo por tipo

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
	(Mbd)				(Mbd)			
<b>Petróleo crudo (Mbd)</b>	<b>2,567</b>	<b>2,567</b>	<b>0.0%</b>	<b>(0.1)</b>	<b>2,608</b>	<b>2,584</b>	<b>-0.9%</b>	<b>(24.0)</b>
Pesado	1,481	1,410	-4.7%	(70.2)	1,536	1,435	-6.6%	(100.8)
Ligero	809	835	3.1%	25.4	810	833	2.8%	22.6
Superligero	277	322	16.1%	44.7	261	315	20.7%	54.2
Crudo de regiones marinas / total	76.6%	74.9%			77.5%	75.6%		

Cuadro 19

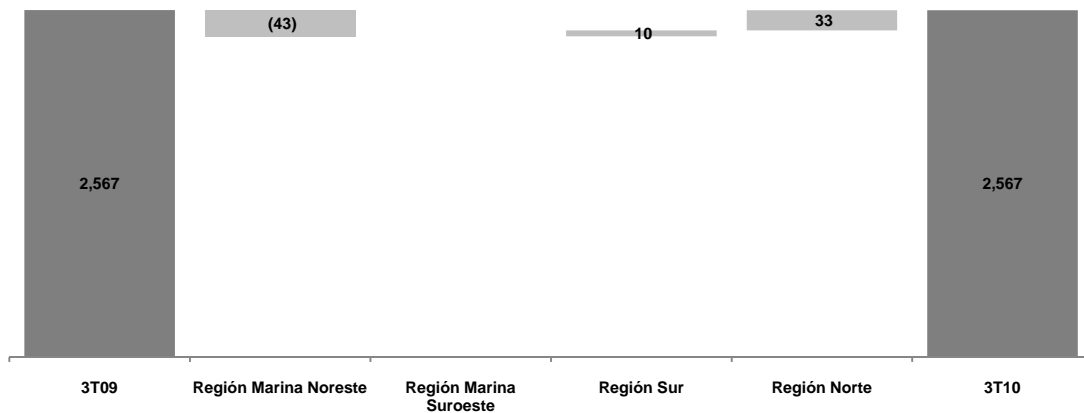
PEMEX

## Producción de crudo por activo integral

	2006	2007	2008				2009				2010		
			1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T
	(Mbd)												
<b>Total</b>	<b>3,256</b>	<b>3,076</b>	<b>2,891</b>	<b>2,794</b>	<b>2,754</b>	<b>2,729</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>Región Marina Noreste</b>	<b>2,205</b>	<b>2,018</b>	<b>1,861</b>	<b>1,770</b>	<b>1,695</b>	<b>1,658</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>
Cantarell	1,801	1,490	1,195	1,073	990	902	787	688	646	620	597	567	548
Ku-Maloob-Zaap	404	527	666	698	705	756	797	793	809	833	848	836	838
<b>Región Marina Suroeste</b>	<b>475</b>	<b>506</b>	<b>495</b>	<b>486</b>	<b>507</b>	<b>513</b>	<b>512</b>	<b>521</b>	<b>511</b>	<b>526</b>	<b>546</b>	<b>546</b>	<b>538</b>
Abkatún-Pol Chuc	332	312	302	289	325	316	314	307	299	302	302	299	291
Litoral de Tabasco	143	194	192	197	182	197	199	214	212	225	243	247	247
<b>Región Sur</b>	<b>491</b>	<b>465</b>	<b>449</b>	<b>450</b>	<b>466</b>	<b>470</b>	<b>479</b>	<b>493</b>	<b>506</b>	<b>512</b>	<b>520</b>	<b>526</b>	<b>539</b>
Cinco Presidentes	39	45	44	48	49	49	51	54	61	60	66	71	73
Bellota-Jujo	219	190	176	173	176	174	173	173	172	171	168	161	158
Macuspana	7	10	12	13	20	17	22	25	30	32	32	33	33
Muspac	34	34	33	35	37	40	41	41	42	44	48	47	52
Samaria-Luna	193	187	183	181	184	191	193	200	201	205	206	213	223
<b>Región Norte</b>	<b>84</b>	<b>87</b>	<b>87</b>	<b>88</b>	<b>86</b>	<b>88</b>	<b>92</b>	<b>95</b>	<b>94</b>	<b>92</b>	<b>96</b>	<b>103</b>	<b>104</b>
Poza Rica-Altamira	83	85	57	56	53	57	60	61	59	57	56	57	55
Aceite Terciario del Golfo <sup>(1)</sup>	NA	NA	27	30	30	29	28	29	31	30	35	40	44
Veracruz	1	2	2	2	2	2	4	5	5	5	5	5	5

(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 por regiones de producción de crudo**  
**(Mbd)**

**3T10**

Durante el tercer trimestre de 2010, la producción de petróleo crudo registró un volumen de 2,567 Mbd, cifra idéntica a la producción obtenida durante el mismo trimestre de 2009. Durante el trimestre se observó:

- Un incremento de 16.1% en la producción de crudo superligero debido a la terminación de pozos en el proyecto Delta del Grijalva de la Región Sur y en el proyecto Yaxché de la Región Marina Suroeste.
- Un incremento de 3.1% en la producción de crudo ligero, principalmente como resultado de mayor producción de los proyectos Crudo Ligero Marino y Yaxché en la Región Marina Suroeste, así como del proyecto Aceite Terciario del Golfo en la Región Norte.
- Una disminución de 4.7% en la producción de crudo pesado, principalmente como resultado de la declinación natural y el cierre de pozos por el incremento de la relación gas-aceite en el Activo Integral Cantarell; lo cual fue parcialmente compensado por el incremento en la producción del proyecto Ku-Maloob-Zaap, la cual aumentó en 3.5%.

**Ene.-Sep. 10**

La producción de petróleo crudo disminuyó 0.9% durante los primeros nueve meses de 2009, de 2,608 a 2,584 Mbd, principalmente como resultado de una disminución del 6.6% en la producción de crudo pesado debido a la declinación y cierre de pozos en el Activo Integral Cantarell, no obstante un incremento de 2.8% y 20.7% en la producción de crudo ligero y superligero respectivamente.

**Producción de gas natural****Cuadro 20**

PEMEX

Producción de gas natural y envío de gas a la atmósfera

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			Del 1 de ene. al 30 de sep. de				
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación		
<b>Total (MMpcd)<sup>(1)</sup></b>	<b>6,564</b>	<b>6,339</b>	<b>-3.4%</b>	<b>(225.4)</b>	<b>6,539</b>	<b>6,353</b>	<b>-2.8%</b>	<b>(185.8)</b>
Asociado	4,014	3,933	-2.0%	(81.0)	4,001	3,823	-4.4%	(177.3)
No asociado	2,550	2,406	-5.7%	(144.4)	2,538	2,529	-0.3%	(8.5)
<b>Envío de gas hidrocarburo a la atmósfera</b>	<b>755</b>	<b>495</b>	<b>-34.4%</b>	<b>(259.6)</b>	<b>770</b>	<b>412</b>	<b>-46.5%</b>	<b>(358.2)</b>
Envío de gas hidrocarburo / total	11%	8%	(3.7)		12%	6%	(5.3)	

(1) No incluye nitrógeno.

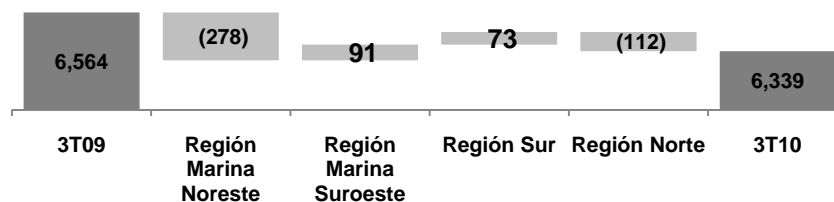
Cuadro 21

PEMEX													
Producción de gas natural por activo integral													
	2006	2007	2008				2009				2010		
			1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T
(MMpcd)													
<b>Total <sup>(1)</sup></b>	<b>5,356</b>	<b>6,058</b>	<b>6,586</b>	<b>6,861</b>	<b>6,963</b>	<b>7,260</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>Región Marina Noreste</b>	<b>920</b>	<b>1,157</b>	<b>1,647</b>	<b>1,854</b>	<b>1,913</b>	<b>2,189</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>
Cantarell	718	945	1,385	1,589	1,636	1,900	1,583	1,461	1,474	1,306	1,166	1,125	1,383
Ku-Maloob-Zaap	203	212	262	264	276	289	317	353	328	311	322	333	344
<b>Región Marina Suroeste</b>	<b>856</b>	<b>993</b>	<b>991</b>	<b>1,016</b>	<b>1,046</b>	<b>1,038</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>
Abkatún-Pol Chuc	513	544	542	542	615	577	570	591	574	586	588	595	586
Litoral de Tabasco	344	448	449	474	431	461	497	550	521	557	539	546	600
<b>Región Sur</b>	<b>1,352</b>	<b>1,353</b>	<b>1,364</b>	<b>1,419</b>	<b>1,492</b>	<b>1,525</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>
Cinco Presidentes	57	61	64	68	70	68	66	70	71	69	85	108	112
Bellota-Jujo	271	240	251	248	243	261	250	245	272	275	293	304	304
Macuspana	193	223	234	248	286	273	299	305	319	326	316	318	308
Muspac	369	311	297	311	301	290	278	279	280	277	275	265	274
Samaria-Luna	463	518	519	545	593	633	646	648	690	730	728	780	820
<b>Región Norte</b>	<b>2,228</b>	<b>2,556</b>	<b>2,583</b>	<b>2,572</b>	<b>2,512</b>	<b>2,509</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>
Burgos	1,330	1,412	1,390	1,392	1,360	1,389	1,425	1,501	1,535	1,598	1,597	1,525	1,399
Poza Rica-Altamira	174	223	165	154	145	147	138	138	132	126	122	118	113
Aceite Terciario del Golfo <sup>(2)</sup>	NA	NA	43	49	51	66	81	83	80	71	77	82	88
Veracruz	723	922	986	977	957	907	867	805	789	779	837	838	825
<b>Memorándum</b>													
Nitrógeno	NA	143	459	593	646	817	524	472	502	487	557	607	816
<b>Región Sur</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>93</b>	<b>100</b>	<b>112</b>
Bellota-Jujo	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	57	46	37
Samaria-Luna	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	35	54	75
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>NA</b>	<b>143</b>	<b>459</b>	<b>593</b>	<b>646</b>	<b>817</b>	<b>524</b>	<b>472</b>	<b>502</b>	<b>487</b>	<b>464</b>	<b>508</b>	<b>704</b>
Cantarell	NA	143	459	593	646	817	524	472	502	487	464	508	704

(1) Incluye nitrógeno.

(2) 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 13**  
Variación por regiones de producción de gas<sup>9</sup>  
(MMpcd)

**3T10**

Durante el tercer trimestre de 2010, la producción total de gas natural disminuyó 3.4%, de 6,564 a 6,339 MMpcd, principalmente debido a (i) la administración eficiente de la explotación de gas asociado en la zona de transición del proyecto Cantarell; y a (ii) una disminución de 5.7% en la producción de gas no asociado del Activo Integral Burgos, en la Región Norte.

**Ene.-Sep. 10**

Durante los primeros nueve meses de 2010 la producción de gas natural disminuyó 2.8%, de 6,539 a 6,353.

**Envío de gas a la atmósfera**

En el trimestre, el envío de gas a la atmósfera disminuyó 34.4%, principalmente como resultado de las acciones emprendidas en el Activo Integral Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición, así como a la construcción de infraestructura adicional para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas.

<sup>9</sup> No incluye nitrógeno.

## Información sísmica

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de		
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación
2D (km)	542	647	19.5%	106	17,453	1,617	-90.7% (15,836)
3D (km <sup>2</sup> )	2,528	3,723	47.3%	1,195	11,851	15,232	28.5% 3,381

Las actividades de adquisición sísmica 2D en el periodo enero-septiembre de 2010 fueron realizadas principalmente en el proyecto Burgos, con el propósito de identificar nuevas oportunidades exploratorias susceptibles de contener acumulaciones comerciales de gas no asociado.

En lo que respecta a la sísmica 3D, en el periodo enero-septiembre de 2010 se adquirieron 15,232 km<sup>2</sup>, de los cuales (i) 9,408 km<sup>2</sup> corresponden al proyecto Golfo de México B para continuar con la evaluación del potencial petrolero en el Golfo de México profundo; (ii) 5,103 km<sup>2</sup> se adquirieron con el propósito de incorporar nuevas reservas de hidrocarburos en las cuencas del Sureste, Burgos y Veracruz; y (iii) 721 km<sup>2</sup> para el desarrollo de campos en la Región Norte.

## Descubrimientos

<u>Proyecto</u>	<u>Pozo</u>	<u>Era geológica</u>	<u>Producción inicial</u>		<u>Tipo de hidrocarburo</u>
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)	
<b>Burgos</b>	Cucaña	Eoceno		3.3	Gas húmedo
	Alambra-1	Eoceno		1.5	Gas seco
<b>Comalcalco</b>	Ool-1	Mioceno Superior		8.8	Gas seco
<b>Samaria - Luna</b>	Pachira-1	Cretácico Medio	3,019.0	7.9	Crudo y gas húmedo
	Palapa-301	Cretácico Medio	3,044.0	12.9	Crudo y gas húmedo
<b>Holok -Temoa</b>	Lakach-2DL	Mioceno Inferior		28.7	Gas húmedo
<b>Total</b>			<b>6,063.0</b>	<b>63.1</b>	

## Infraestructura de operación

Cuadro 24

PEMEX								
Equipo y pozos en operación								
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Equipos de perforación en operación</b>	<b>182</b>	<b>111</b>	<b>-39.3%</b>	<b>(72)</b>	<b>175</b>	<b>138</b>	<b>-21.5%</b>	<b>(38)</b>
Exploración	26	20	-24.6%	(6)	28	19	-33.4%	(9)
Región Marina Noreste	3		-100.0%	(3)	4	1	-83.7%	(3)
Región Marina Suroeste	5	6	24.2%	1	5	5	1.8%	0
Región Sur	11	11	-1.6%	(0)	11	10	-10.0%	(1)
Región Norte	7	3	-63.3%	(5)	9	3	-63.7%	(5)
Desarrollo	156	91	-41.7%	(65)	147	119	-19.2%	(28)
Región Marina Noreste	13	12	-6.5%	(1)	13	13	-1.7%	(0)
Región Marina Suroeste	11	10	-12.3%	(1)	9	9	-1.7%	(0)
Región Sur	26	28	7.9%	2	33	29	-10.4%	(3)
Región Norte	106	41	-61.3%	(65)	92	68	-26.5%	(24)
<b>Plataformas marinas en operación</b>					<b>230</b>	<b>233</b>	<b>1.3%</b>	<b>3</b>
Almacenamiento					1	1	0.0%	0
Compresión					10	12	20.0%	2
Control y servicio					1	1	0.0%	0
Enlace					12	13	8.3%	1
Medición					1	1	0.0%	0
Perforación					150	149	-0.7%	(1)
Producción					26	27	3.8%	1
Telecomunicaciones					6	6	0.0%	0
Tratamiento y bombeo					1	1	0.0%	0
Habitacionales					22	22	0.0%	0
<b>Pozos en operación</b>					<b>6,842</b>	<b>7,382</b>	<b>7.9%</b>	<b>540</b>
Inyectores					212	191	-9.9%	(21)
Productores					6,630	7,191	8.5%	561
Crudo					3,599	4,266	18.5%	667
Gas no asociado					3,031	2,925	-3.5%	(106)

## Equipos de perforación y plataformas marinas

Al 30 de septiembre de 2010, el número de equipos de perforación en operación disminuyó en 38, al ubicarse en 138, derivado de menor actividad en el Activo Integral ATG.

## Pozos en operación

Al 30 de septiembre de 2010 el número de pozos en operación aumentó en 540, debido principalmente a un incremento de 19% de pozos productores de crudo, como consecuencia de la entrada en operación de los pozos terminados en Activo Integral ATG.

Cuadro 25

PEMEX								
Pozos terminados								
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Pozos terminados</b>	<b>321</b>	<b>314</b>	<b>-2.2%</b>	<b>(7.0)</b>	<b>857</b>	<b>1,082</b>	<b>26.3%</b>	<b>225.0</b>
Desarrollo	297	304	2.4%	7.0	799	1,054	31.9%	255.0
Exploración	24	10	-58.3%	(14.0)	58	28	-51.7%	(30.0)

## 3T10

Durante el tercer trimestre de 2010 se terminaron seis pozos exploratorios productores, de los cuales dos producen crudo y gas asociado con un gasto inicial de seis Mbd y 21 MMpcd; así como cuatro pozos productores de gas no asociado con un gasto de 43 MMpcd. Como consecuencia de lo anterior, el número total de pozos terminados disminuyó 2.2% respecto al mismo trimestre de 2009, de 321 a 314 pozos, debido a menor actividad en los proyectos de exploración de Burgos y Veracruz; no obstante un incremento en el número de pozos de desarrollo terminados en el proyecto Aceite Terciario del Golfo, donde se terminaron siete pozos más que durante el mismo periodo de 2009.

**Ene.-Sep. 10**

Durante los primeros nueve meses de 2010 el número total de pozos terminados aumentó respecto al mismo periodo de 2009, de 857 a 1,082 pozos, lo anterior debido a un incremento de 255 pozos en desarrollo, principalmente como consecuencia de la terminación de pozos en el Activo Integral ATG, parcialmente contrarrestado por una disminución de 30 pozos de exploración por menor actividad en los proyectos de exploración de Burgos y Veracruz.

**Áreas de oportunidad de exploración y producción****Contratos Integrales de Servicios de E&P**

La reforma energética de 2008 brindó la posibilidad de que, para las actividades sustantivas de PEMEX, se puedan realizar contratos donde los intereses de los contratistas y de PEMEX se alineen mediante incentivos pagados en efectivo. Es decir, si el contratista logra mayor producción o menores costos, recibe un pago en efectivo preestablecido por barril extraído, o una proporción preestablecida por la utilidad adicional consecuencia de la reducción en costos.

De ahora en adelante llamaremos a los contratos de desempeño que se habían comentado en los reportes de resultados previos "Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción". Se considera que este cambio de denominación define mejor el objetivo de estos contratos, que es realizar actividades para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área contractual definida (bloques) para incrementar la capacidad de ejecución mediante un esquema rentable y competitivo que alinea intereses con el contratista.

A continuación se describe el estatus de los Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción:

- Se cuenta con el marco legal aplicable: (i) Ley de Petróleos Mexicanos, (ii) Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos y (iii) Disposiciones Administrativas de Contratación.
- PEMEX elaboró un contrato modelo aplicable a campos maduros, campos ubicados en el paleocanal de Chicontepec y campos en aguas profundas del Golfo de México.
- Se espera que los primeros contratos bajo este modelo genérico sean aprobados por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en noviembre 2010.
- Posteriormente, se podrá hacer del dominio público la información relacionada con el programa de rondas 2010-2011. La primera ronda corresponde a campos maduros de la Región Sur. El anuncio y promoción con la industria tiene como fin obtener retroalimentación de posibles participantes para así realizar ajustes finos al modelo. Posteriormente, alrededor de dos meses después, se hará la convocatoria de licitación correspondiente. Se estima que el resultado de la licitación de la primera ronda de estos contratos se tenga a finales del primer semestre de 2011.

**Contenido de nitrógeno en el gas húmedo**

PEMEX continua realizando diversas acciones para controlar el contenido del nitrógeno del gas enviado a los centros procesadores, entre éstas destacan:

- mantener e incrementar la reinyección de gas amargo a yacimientos en el Activo Integral Cantarell, en la Región Marina Noreste, y en los campos Oxiacaque, Iride y Jujo de la Región Sur; y
- construir dos plantas recuperadoras de nitrógeno en la Región Sur, una en el activo Samaria-Luna con capacidad de 125 MMpcd y otra en el Activo Bellota-Jujo con capacidad de 150 MMpcd.

**Declinación de Cantarell**

PEMEX continua con las acciones para administrar la declinación del Activo Integral Cantarell e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos:

- incremento en el número de intervenciones a pozos;
- sustitución de pozos críticos por bocas nuevas;
- perforación de pozos horizontales para alcanzar zonas no drenadas; y
- reinyección de gas al yacimiento para continuar el mantenimiento de presión en la zona de aceite.

A continuación se describe el comportamiento reciente de la producción y tasa de declinación del Activo Integral Cantarell:

**Cuadro 26**

	<b>Producción del Activo Integral Cantarell (Mbd)</b>	<b>Tasa de declinación</b>
<b>4T09</b>	620	3.2%
<b>1T10</b>	597	1.5%
<b>2T10</b>	567	1.6%
<b>3T10</b>	548	0.9%

**Aceite Terciario del Golfo**

PEMEX continúa con los esfuerzos en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo para: (i) maximizar la producción en pozos existentes, (ii) incrementar la capacidad de ejecución en intervenciones a pozos y (iii) aplicar nuevas tecnologías con esquemas como los laboratorios de campo, perforación no convencional, fracturas y estimulaciones. Con relación a los laboratorios de campo se espera obtener información sobre alternativas tecnológicas de explotación en el primer semestre de 2011.

**Calidad del crudo**

El tema de mejoramiento de la calidad del crudo ha sido ya atendido de manera satisfactoria, por lo que ya no es considerado área de oportunidad de exploración y producción. En este sentido, vale la pena recordar que para disminuir el contenido de sal, agua y variaciones en la densidad de pozos que operan cercanos al contacto agua-aceite, PEMEX implementó el proyecto de “Deshidratación y desalado de crudo Maya en la terminal marítima de Dos Bocas”.

Asimismo, PEMEX está disminuyendo la concentración de silicio en la mezcla de crudo Maya de exportación del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap mediante antiespumantes.

## Organismos industriales

## Proceso de crudo

**Cuadro 27**  
PEMEX  
Proceso de crudo

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			Del 1 de ene. al 30 de sep. de				
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación		
	(Mbd)			(Mbd)				
<b>Proceso total (Mbd)</b>	<b>1,285</b>	<b>1,184</b>	<b>-7.8%</b>	<b>(100.8)</b>	<b>1,288</b>	<b>1,228</b>	<b>-4.7%</b>	<b>(60.5)</b>
Crudo ligero	764	742	-2.9%	(22.1)	770	760	-1.3%	(10.1)
Crudo pesado	521	443	-15.1%	(78.7)	519	468	-9.7%	(50.4)
Crudo ligero / proceso total	59.4%	62.6%	5.4%	3.2	59.7%	61.9%	3.6%	2.2
Crudo pesado / proceso total	40.6%	37.4%	-7.9%	(3.2)	40.3%	38.1%	-5.4%	(2.2)
<b>Capacidad utilizada de destilación primaria</b>	<b>84%</b>	<b>77%</b>		<b>(6.5)</b>	<b>84%</b>	<b>80%</b>		<b>(4.0)</b>

**3T10**

El proceso total de crudo disminuyó 7.8% respecto al mismo periodo de 2009, esencialmente como resultado de (i) ciclos de mantenimiento programados y (ii) reparaciones y correctivos no programados.

Por lo que se refiere a reparaciones y correctivos no previstos, es importante destacar las afectaciones por el incidente ocurrido en la refinería de Cadereyta. El 7 de septiembre de 2010 se registró una explosión y posterior incendio provocados por una fuga en un compresor de hidrógeno de la planta hidrodesulfuradora de gasóleos; la coquizadora estuvo fuera de operación siete días y la hidrodesulfuradora de gasóleos entrara en operación antes de enero de 2011.

Lamentablemente este incidente provocó el fallecimiento de Juan Salvador Sánchez Paz y Rodolfo Montemayor Mota. Nos unimos a la pena que embarga a sus familiares y amigos.

**Capacidad utilizada**

Como consecuencia, la capacidad utilizada de destilación primaria se redujo 6.5 puntos porcentuales en el trimestre y 4.0 puntos porcentuales en los primeros nueve meses de 2010.

## Producción de petrolíferos

**Cuadro 28**  
PEMEX  
Producción de petrolíferos

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			Del 1 de ene. al 30 de sep. de				
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación		
	(Mbd)			(Mbd)				
<b>Producción total (Mbd)</b>	<b>1,455</b>	<b>1,362</b>	<b>-6.4%</b>	<b>(93.5)</b>	<b>1,463</b>	<b>1,405</b>	<b>-3.9%</b>	<b>(57.5)</b>
Gasolinas automotrices	463	421	-9.2%	(42.5)	474	439	-7.5%	(35.5)
Combustóleo	320	330	3.2%	10.3	306	332	8.4%	25.6
Diesel	331	291	-12.0%	(39.7)	337	301	-10.7%	(36.1)
Gas licuado de petróleo (GLP)	208	211	1.6%	3.2	210	214	2.1%	4.3
Turbosina	53	52	-2.4%	(1.3)	56	55	-1.7%	(1.0)
Otros <sup>(1)</sup>	81	57	-29.3%	(23.6)	80	65	-18.5%	(14.8)

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



**3T10** Durante el tercer trimestre de 2010 la producción de petrolíferos disminuyó 6.4%, de 1,455 a 1,362 Mbd, como resultado de menor proceso de crudo.

**Ene.-Sep. 10** En este mismo sentido, en el año, la producción de petrolíferos disminuyó 3.9%, en comparación con el mismo periodo de 2009, de 1,463 Mbd a 1,405 Mbd.

## Proceso de gas

**Cuadro 29**  
PEMEX  
Proceso y producción de gas y condensados

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			Del 1 de ene. al 30 de sep. de		
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación
	(MMpcd)			(MMpcd)		
<b>Proceso de gas (MMpcd)</b>	<b>4,469</b>	<b>4,435</b>	<b>-0.8%</b> (34.1)	<b>4,417</b>	<b>4,502</b>	<b>1.9%</b> 84.9
Gas húmedo amargo	3,395	3,413	0.5%	3,373	3,430	1.7%
Gas húmedo dulce	1,075	1,022	-4.9%	1,044	1,072	2.7%
<b>Proceso de condensados (Mbd)</b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>1.1%</b> 0.5	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>2.1%</b> 1.1
<b>Producción</b>						
Gas seco de plantas (MMpcd)	3,574	3,578	0.1%	3,550	3,635	2.4%
Líquidos del gas natural (Mbd)	378	380	0.3%	381	386	1.4%

**3T10** Durante el tercer trimestre de 2010 el proceso de gas natural en tierra disminuyó 0.8%, como consecuencia de una menor disponibilidad de gas húmedo dulce debido principalmente a menor producción en la Región Norte, así como a la contingencia meteorológica provocada por el huracán Alex. Sin embargo, la producción aumentó marginalmente como consecuencia de mejor calidad del producto procesado.

**Ene.-Sep. 10** Durante los primeros nueve meses de 2010, el proceso de gas natural en tierra aumentó 1.9% respecto al mismo periodo de 2009, principalmente como consecuencia de una mayor disponibilidad de gas húmedo amargo y dulce en las regiones Marinas y Norte.

## Producción de petroquímicos

**Cuadro 30**  
**PEMEX**  
**Producción de petroquímicos secundarios**

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			Del 1 de ene. al 30 de sep. de		
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación
	(Mt)			(Mt)		
<b>Secundarios</b>	<b>1,344</b>	<b>1,376</b>	<b>32.7</b>	<b>3,955</b>	<b>4,273</b>	<b>317.5</b>
<b>Derivados del metano</b>	<b>201</b>	<b>293</b>	<b>91.9</b>	<b>630</b>	<b>871</b>	<b>241.9</b>
Amoniaco	194	191	(3.0)	615	617	2.1
Anhídrido carbónico	7	102	94.9	15	255	239.8
<b>Derivados del etano</b>	<b>304</b>	<b>327</b>	<b>23.6</b>	<b>935</b>	<b>1,029</b>	<b>93.7</b>
Cloruro de vinilo	42	52	10.1	99	174	74.5
Etileno	41	5	(35.7)	95	37	(58.8)
Glicoles etilénicos	5	45	39.9	92	143	51.1
Glicol impuro	1	0	(0.3)	2	2	(0.3)
Monoetilenglicol puro	3	2	(0.5)	7	8	0.4
Óxido de etileno	35	62	27.3	121	190	69.3
Polietileno A.D.	54	43	(11.1)	142	144	2.3
Polietileno B.D.	74	74	0.0	215	193	(21.8)
Polietileno Lineal B.D.	50	43	(6.2)	162	139	(22.9)
<b>Aromáticos y derivados</b>	<b>236</b>	<b>195</b>	<b>(40.6)</b>	<b>614</b>	<b>585</b>	<b>(29.0)</b>
Aromina 100	4	4	0.1	10	10	(0.1)
Benceno	1	22	21.1	2	47	45.0
Estireno	28	2	(26.7)	82	39	(42.6)
Fluxoil	1	0	(0.8)	4	2	(1.7)
Hidrocarburo de alto octano	168	120	(47.3)	414	339	(74.7)
Tolueno	15	23	7.4	46	74	28.9
Xilenos (meta y paraxileno)	19	24	5.6	58	74	16.2
<b>Propileno y derivados</b>	<b>119</b>	<b>99</b>	<b>(20.0)</b>	<b>321</b>	<b>340</b>	<b>19.2</b>
Ácido cianhídrico	-	1	1.2	-	4	4.3
Acilonitrilo	-	12	11.8	-	40	40.0
Propileno	119	86	(32.9)	321	296	(25.1)
<b>Otros</b>	<b>484</b>	<b>462</b>	<b>(22.2)</b>	<b>1,456</b>	<b>1,448</b>	<b>(8.3)</b>

A continuación se describen los principales factores que contribuyeron a la variación acumulada y trimestral en la elaboración de petroquímicos secundarios:

- Un aumento en la cadena de derivados del metano, principalmente de anhídrido carbónico, al existir un aumento en su demanda por parte de las compañías refresqueras; el amoniaco mostró niveles de producción similares a los del periodo pasado.
- Un aumento en la cadena de derivados del etano, en particular de cloruro de vinilo, debido a mejores niveles de desempeño durante 2010 de la planta del Complejo Petroquímico Pajaritos y a los trabajos de expansión de la planta de óxido de etileno del Complejo Petroquímico Pajaritos realizados en el tercer trimestre de 2009.
- Un ligero decremento en la cadena de aromáticos y derivados ocasionado principalmente por la salida de operación de la planta de estireno, ya que después del mantenimiento realizado en los meses de mayo y junio de 2010, la planta permaneció en diagnóstico técnico, reiniciando operaciones la última semana de septiembre de 2010; asimismo, también afectó la menor producción de hidrocarburo de alto octano.
- Un aumento significativo en la cadena de propileno y derivados, como consecuencia del reinicio de operaciones en octubre de 2009 de la planta de acilonitrilo del Complejo Petroquímico Morelos.
- Una disminución en los petroquímicos secundarios ubicados en la categoría de otros que obedece principalmente a los licuables BTX.

## Áreas de oportunidad de organismos industriales

### Confiabilidad operacional del SNR

Para incrementar la confiabilidad operacional del Sistema Nacional de Refinación, PEMEX continua trabajando en la implementación de un programa orientado a la detección de oportunidades de mejora en cuatro áreas fundamentales con el objetivo de mejorar los márgenes de refinación:

- mejora en confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento de las unidades de proceso y equipos complementarios;
- integración energética;
- rendimiento de productos; y
- planeación.

### Calidad del gas

El 19 de marzo de 2010 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la nueva Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa), que entró en vigor el 18 mayo de 2010. Desde el punto de vista operativo, las acciones emprendidas para dar cumplimiento a la norma son:

- Instrumentar un procedimiento operativo para el control de la concentración del nitrógeno en el gas a proceso.
- Modificar la planta criogénica II Cd. Pemex para incrementar la carga a la planta recuperadora de nitrógeno, así como incrementar la recuperación de líquidos del gas.
- Controlar el contenido de licuables mediante plantas de control de punto de rocío en el norte de Veracruz.
- Monitorear y dar seguimiento a parámetros de calidad.

### Cadenas rentables

PEMEX continua realizando acciones para disminuir las pérdidas económicas en la línea de aromáticos, entre éstas destacan:

- la suspensión de la producción de paraxileno y ortoxileno,
- el cambio en la operación de la planta isomerizadora de pentanos a un esquema de producción de componentes de gasolina;
- la suspensión del despuntado de crudo; y
- el cambió a un esquema de operación a partir de naftas importadas.

El proyecto de reinicio de operación de la planta de acrilonitrilo en el Complejo Morelos fue concebido con suministro de propileno de la refinería de Minatitlán. Dado el retraso en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, se ha tenido que importar el propileno para completar el requerimiento de esta materia prima. Pemex-Petroquímica contrató la importación de 42 Mt de propileno grado polímero para 2010 y evalúa la posibilidad de aumentar el contenido de propano a la alimentación de sus plantas de etileno para con ello aumentar la generación de propileno.

## Seguridad industrial y protección ambiental

**Cuadro 31**  
PEMEX  
Seguridad industrial y protección ambiental

	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
Índice de frecuencia	0.36	0.70	93.4%	0.34	0.45	0.41	-9.8%	(0.04)
Índice de gravedad	26	35	37.0%	10	26	20	-24.7%	(7)
Emisiones de óxidos de azufre (t/Mt)	3.14	2.25	-28.3%	(0.89)	2.88	2.20	-23.5%	(0.68)
Reuso de agua / Uso	0.18	0.17	-8.9%	(0.02)	0.17	0.17	-1.0%	(0.00)

**Seguridad industrial**

El índice de frecuencia de accidentes de los primeros nueve meses de 2010 se ubicó en 0.41 accidentes incapacitantes por millón de horas hombre trabajadas (MMhh). Esta cifra es 9.8% menor al índice registrado en el mismo periodo de 2009.

El índice de gravedad de accidentes de los primeros nueve meses de 2010 se situó en 20 días perdidos por MMhh; esta cifra es 24.7% inferior a la registrada en el mismo periodo de 2009.

**Protección Ambiental**

Durante los primeros nueve meses de 2010, las emisiones promedio de óxido de azufre se redujeron a 2.20 toneladas por millar de actividad sustantiva. Esta disminución obedece principalmente a las siguientes acciones en el Activo Integral Cantarell: (i) reparaciones mayores en pozos con alta relación gas-aceite y (ii) la entrada en operación de módulos de inyección de gas durante el primer semestre de 2009.

**Bonos de carbono**

El 9 de julio de 2010 se registró ante la Organización de las Naciones Unidas (ONU), bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el proyecto de colaboración entre PEMEX y Statoil para la reducción de quema de gas, y por lo tanto de emisiones de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), en el campo Tres Hermanos de la Región Norte.

El proyecto contempla invertir en la eliminación de tres sistemas de quemadores e instalar una nueva planta para el procesamiento y tratamiento del gas. Asimismo, se pretende instalar los ductos necesarios para transportar el gas recuperado al mercado local, evitando su envío a la atmósfera.

PEMEX espera eliminar la emisión promedio de 83 mil toneladas de CO<sub>2</sub> al año, durante un período de diez años, y recibir el equivalente en Certificados de Reducción de Emisiones de la ONU.

**Abatimiento al mercado ilícito de combustibles**

La localización más rápida de las tomas clandestinas y en consecuencia una disminución del tiempo de su exposición al robo, permitió reducir el volumen estimado faltante de combustibles asociado al mercado ilícito.

Durante julio y agosto de 2010, el volumen estimado faltante fue de 329,474 barriles, lo que representa 6.7% menos que el faltante estimado en julio y agosto de 2009, que fue de 353,305 barriles. Asimismo, durante los primeros ocho meses del año, el volumen estimado faltante fue de 1,267,569 barriles, 48.1% menos que el faltante estimado durante el mismo periodo de 2009, 2,442,906 barriles.

## Anexos

### Estructura por Organismos Subsidiarios

El 31 de agosto de 2010 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó mantener la estructura de cuatro organismos subsidiarios

### Abatimiento al mercado ilícito de combustibles

#### 3T10

Durante el tercer trimestre de 2010, con el cumplimiento eficaz de las acciones de supervisión y vigilancia interna, consideradas en la Estrategia Integral de Abatimiento del Mercado Ilícito de Combustible, se continuó desalentando el robo de productos en los Centros de Trabajo.

Con la reinspección de los ductos más vulnerables, el replanteamiento de los patrullajes de vigilancia y celaje de los ductos del Sistema Nacional de Refinación y el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional, la Procuraduría General de la República, la Secretaría de Marina, la Policía Federal y el Centro de Investigación y Seguridad Nacional en la ejecución de operativos; durante el tercer trimestre de 2010 se identificaron y clausuraron de 137 tomas clandestinas (92 en poliductos y 45 en oleoductos), respecto a 121 localizadas durante el mismo periodo en 2009. En cada uno de los casos, fue presentada la denuncia penal correspondiente.

#### Ene.-Sep. 10

Con la puesta en práctica de la Estrategia Integral de Abatimiento del Mercado Ilícito de Combustibles (EIAMIC), dirigida a evitar las pérdidas de hidrocarburos por robo, extracción, adulteración y comercialización de productos petrolíferos así como los riesgos asociados a ellos que afectan tanto a personas e instalaciones como al medio ambiente; el robo de combustibles en los centros de trabajo prácticamente ha desaparecido, mientras que casi el 100% del volumen estimado de hidrocarburos extraído ilícitamente de PEMEX se identifica en los ductos.

Lo anterior se ha logrado en virtud del cumplimiento eficaz del programa de Auditorías Técnico Operativas, llevadas a cabo en Terminales de Almacenamiento y Reparto (TARs), Terminales Marítimas, Residencias de Operaciones Portuarias, Refinerías e instalaciones de ductos, para identificar posibles áreas de vulnerabilidad y verificar la correcta aplicación de los procedimientos operativos, de medición y de manejo de productos.

Otra acción estratégica a este respecto, está constituida por el análisis táctico de la información provista por los sistemas de medición, vigilancia y control, instrumentados en campo (laboratorios móviles, control volumétrico de estaciones de servicio, Sistema Integral de Monitoreo y Control de Terminales -SIMCOT-, Sistema Satelital de Rastreo de Autotankers, circuito cerrado de televisión y sistemas de medición en línea) y la que se obtiene a través de interfaces definidas en los sistemas de información institucionales para identificar, validar y reportar inconsistencias en el manejo de combustibles.

El robo de hidrocarburos en el Sistema Nacional de Ductos, a través de la colocación de tomas clandestinas, abastece a un mercado ilícito que daña el patrimonio, operación, funcionalidad e imagen de Petróleos Mexicanos y atenta contra la seguridad nacional.

En el periodo enero - septiembre de 2010, con el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional, la Procuraduría General de la República, la Secretaría de Marina, la Policía Federal y el Centro de Investigación y Seguridad Nacional, PEMEX identificó y clausuró 412 tomas clandestinas (en comparación con 306 que fueron detectadas en el mismo periodo de 2009) en el sistema nacional de ductos, presentándose en cada uno de los casos la denuncia penal correspondiente. Esto fue resultado de: (i) la inspección de ductos con equipo instrumentado, (ii) el seguimiento puntual y análisis de las bajas de presión y la información proporcionada por el sistema integral de transferencia de custodia y el seguimiento a faltantes de productos (iii) la práctica de reinspección de los ductos más vulnerables, y (iv) el replanteamiento de las actividades de los patrullajes de vigilancia y celaje de los ductos del Sistema Nacional de Refinación.

Con el propósito de apoyar la creación de causantes penales a aplicarse a delincuentes, en 2008 se integró una propuesta de reforma al marco jurídico aplicable al abatimiento del mercado ilícito de combustibles, que fue turnada al Congreso de la Unión para su evaluación. Después de pasar por un proceso de análisis, el 10 de diciembre de 2009 se publicó en la Gaceta Parlamentaria de la LXI Legislatura de la Cámara de Diputados el Proyecto de Decreto de la Comisión de Justicia, por el que se reforman y adicionan, diversas disposiciones del Código Penal Federal, del Código Federal de Procedimientos Penales y de la Ley Federal Contra la Delincuencia Organizada. El Dictamen Positivo fue turnado a la Cámara de Senadores para su revisión y, en su caso, aprobación. Al concluir el tercer trimestre de 2010, no se han recibido noticias indicando cambio en el estado del mismo.

## Cuadro A1

PEMEX								
Referencias promedio de precios y tipos de cambio								
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
Mezcla mexicana (U.S.\$/b)	63.91	69.32	8.5%	5.41	52.88	70.15	32.7%	17.27
Gas natural (U.S.\$/MMBtu)	3.13	4.28	36.9%	1.15	3.80	4.58	20.4%	0.78
Gasolina regular de la CNGM (U.S.\$/gal)	178.68	196.80	10.1%	18.12	155.48	202.92	30.5%	47.44
Pesos por dólar americano (Ps. / U.S.\$)	13.34	12.77	-4.3%	(0.57)	13.75	12.72	-7.5%	(1.03)
Apreciación (depreciación) cambiaria	-2.4%	2.7%		0.05	0.3%	4.3%		0.04

## Cuadro A2

PEMEX								
Volumen de ventas en el país								
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>3,138</b>	<b>3,211</b>	<b>2.3%</b>	<b>73</b>	<b>3,075</b>	<b>3,252</b>	<b>5.8%</b>	<b>178</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>1,798</b>	<b>1,734</b>	<b>-3.6%</b>	<b>(64)</b>	<b>1,755</b>	<b>1,764</b>	<b>0.5%</b>	<b>9</b>
Gasolinas automotrices	790	791	0.1%	1	784	796	1.6%	13
Combustóleo	254	196	-22.6%	(57)	206	197	-4.5%	(9)
Diesel	360	366	1.6%	6	357	367	2.9%	10
Gas licuado de petróleo (GLP)	264	268	1.6%	4	274	282	2.6%	7
Turbosina	53	57	8.1%	4	55	58	4.5%	3
Otros	78	55	-29.2%	(23)	77	63	-18.0%	(14)
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>883</b>	<b>1,004</b>	<b>13.8%</b>	<b>122</b>	<b>3,001</b>	<b>3,200</b>	<b>6.6%</b>	<b>199</b>

## Cuadro A3

PEMEX								
Volumen de exportaciones								
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Crudo (Mbd)</b>	<b>1,179</b>	<b>1,358</b>	<b>15.2%</b>	<b>179.1</b>	<b>1,217</b>	<b>1,315</b>	<b>8.0%</b>	<b>97.1</b>
Maya <sup>(1)</sup>	992	1,064	7.3%	72.1	1,077	1,051	-2.4%	(26.3)
Istmo	21	67	221.8%	46.3	15	55	281.6%	40.9
Olmeca	166	227	36.5%	60.7	126	208	65.7%	82.6
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>47</b>	<b>12</b>	<b>-74.7%</b>	<b>(35.0)</b>	<b>68</b>	<b>23</b>	<b>-67.0%</b>	<b>(45.8)</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>231</b>	<b>190</b>	<b>-17.8%</b>	<b>(41.0)</b>	<b>252</b>	<b>194</b>	<b>-23.0%</b>	<b>(58.2)</b>
Gasolinas	3	N/D	-100.0%	(2.8)	3	N/D	-100.0%	(3.0)
Combustóleo	105	117	11.2%	11.8	121	124	2.4%	2.8
Diesel	0	N/D	-100.0%	(0.2)	4	1	-86.8%	(3.6)
GLP	0	0	9.6%	0.0	1	0	-92.9%	(1.3)
Turbosina	2	3	9.7%	0.2	3	2	-45.0%	(1.4)
Otros	120	70	-41.8%	(50.1)	120	68	-43.0%	(51.7)
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>239</b>	<b>203</b>	<b>-15.3%</b>	<b>(36.7)</b>	<b>578</b>	<b>564</b>	<b>-2.4%</b>	<b>(13.8)</b>

(1) Incluye Altamira.

## Cuadro A4

PEMEX								
Volumen de importaciones								
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				Del 1 de ene. al 30 de sep. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>432</b>	<b>545</b>	<b>26.0%</b>	<b>112.4</b>	<b>405</b>	<b>521</b>	<b>28.8%</b>	<b>116.5</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>557</b>	<b>613</b>	<b>10.0%</b>	<b>55.6</b>	<b>499</b>	<b>596</b>	<b>19.5%</b>	<b>97.3</b>
Gasolinas automotrices y componentes	327	370	13.0%	42.6	314	364	15.8%	49.8
Combustóleo	76	28	-62.9%	(47.5)	45	16	-65.2%	(29.0)
Diesel	70	102	45.3%	31.8	50	94	90.0%	44.6
GLP	64	60	-5.5%	(3.5)	72	71	-1.9%	(1.4)
Turbosina	1	5	442.5%	4.2	1	4	167.4%	2.4
Otros	20	48	143.2%	28.0	17	47	184.4%	30.8
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>108</b>	<b>112</b>	<b>3.5%</b>	<b>3.7</b>	<b>390</b>	<b>296</b>	<b>-24.0%</b>	<b>(93.7)</b>

Cuadro A5<sup>10</sup>PEMEX  
Información por segmentos

	<u>Exploración</u>	<u>Refinación</u>	<u>Gas y</u>		<u>Compañías</u>	<u>Eliminaciones</u>	<u>Total</u>
	<u>y</u> <u>Producción</u>		<u>Petroquímica</u> <u>Básica</u>	<u>Petroquímica</u>	<u>Subsidiarias y</u> <u>Corporativo</u>	<u>entre</u> <u>entidades</u>	
	(Ps. MM)						
<b>Del 1 de ene. al 30 de sep. de 2010</b>							
Ventas totales	727,628	449,172	151,689	31,239	678,961	(1,099,673)	939,017
Clientes externos	-	394,386	94,803	18,516	427,116	-	934,822
Intersegmentos	727,628	52,088	56,886	12,723	249,630	(1,098,956)	0
Ingresos por servicios	-	2,698	-	-	2,215	(718)	4,195
Depreciación y amortización	59,796	6,642	2,650	855	478	-	70,422
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	29,712	30,025	6,102	8,261	14,140	-	88,239
Rendimiento bruto	556,845	(78,624)	9,544	(3,773)	37,829	(33,433)	488,389
Rendimiento de operación	532,117	(114,451)	1,221	(11,558)	6,476	(295)	413,510
Resultado integral de financiamiento	(20,310)	(8,139)	2,007	(409)	17,231	(3)	(9,624)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	477,081	2,802	1,077	217	3,318	-	484,495
Rendimiento neto	33,158	(66,992)	3,242	(12,398)	(17,639)	39,209	(21,420)
<b>Al 30 de septiembre de 2010</b>							
Total activo	1,513,467	534,553	142,280	89,569	1,811,072	(2,703,090)	1,387,850
Activo circulante	746,904	341,238	98,704	71,094	916,917	(1,833,635)	341,223
Inversiones en acciones y valores	707	157	1,820	-	350,942	(343,348)	10,279
Propiedades, mobiliario y equipo	763,046	192,478	41,373	17,319	9,188	-	1,023,404
Altas de activo fijo	119,655	12,777	1,685	1,177	259	-	135,552
Total pasivo	1,221,668	581,186	92,256	77,352	1,863,674	(2,359,738)	1,476,398
Pasivo de corto plazo	452,507	326,143	29,428	16,452	1,235,472	(1,822,125)	237,878
Reserva para beneficios a empleados	220,402	217,667	54,176	60,160	87,319	-	639,724
Patrimonio	291,799	(46,633)	50,024	12,217	(52,602)	(343,352)	(88,548)
<b>Del 1 de ene. al 30 de sep. de 2009</b>							
Ventas totales	580,758	385,442	125,624	41,403	527,002	(880,874)	779,355
Clientes externos	-	339,319	81,374	13,267	341,357	-	775,317
Intersegmentos	580,758	43,591	44,249	28,136	183,304	(880,037)	-
Ingresos por servicios	-	2,533	-	-	2,342	(836)	4,038
Depreciación y amortización	52,161	6,703	2,657	853	490	-	62,865
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	24,661	24,338	5,441	6,733	11,104	-	72,278
Rendimiento bruto	425,058	(10,649)	7,953	(5,718)	41,481	(30,826)	427,298
Rendimiento de operación	401,749	(42,396)	(1,078)	(14,139)	13,374	426	357,937
Resultado integral de financiamiento	(33,923)	(9,295)	1,615	54	19,627	-	(21,922)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	380,110	2,473	334	210	6,238	-	389,365
Rendimiento neto	(10,762)	(32,902)	1,387	(14,007)	(23,459)	50,214	(29,530)
<b>Al 30 de septiembre de 2009</b>							
Total activo	2,119,563	417,738	135,509	75,794	2,070,221	(3,428,238)	1,390,585
Activo circulante	1,445,448	237,238	92,307	58,513	1,211,146	(2,593,315)	451,336
Inversiones en acciones y valores	581	157	1,572	-	43,075	(35,130)	10,255
Propiedades, mobiliario y equipo	671,067	178,178	41,319	16,764	9,277	-	916,606
Altas de activo fijo	123,858	16,768	187	1,505	928	-	143,246
Total pasivo	1,857,458	469,266	86,601	65,783	2,031,547	(3,120,630)	1,390,024
Pasivo de corto plazo	1,132,010	238,428	32,314	13,647	1,001,452	(2,166,265)	251,586
Reserva para beneficios a empleados	188,958	186,191	46,635	51,125	72,648	-	545,558
Patrimonio	262,105	(51,528)	48,908	10,011	38,674	(307,608)	561

<sup>10</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 A6<sup>11</sup>

PEMEX				
Instrumentos financieros derivados				
	Al 30 de septiembre de			
	2009	2010	Variación	2010
Instrumentos financieros derivados asociados a deuda y activos	(Ps. MM)			(US\$MM)
<b>Monto nominal (Ps. MM)</b>	<b>150,019</b>	<b>147,972</b>	<b>(2,047)</b>	<b>11,837</b>
Swaps de tasa de interés	16,122	10,601	(5,521)	848
Swaps de moneda	92,243	102,637	10,395	8,210
Swaps de moneda extinguidos	22,042	15,875	(6,168)	1,270
Swaps de activos	19,613	18,859	(754)	1,509
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>10,141</b>	<b>6,641</b>	<b>(3,501)</b>	<b>531</b>
Swaps de tasa de interés	(1,414)	(1,256)	158	(101)
Swaps de moneda	6,587	5,359	(1,228)	429
Swaps de moneda extinguidos	3,272	2,081	(1,191)	166
Swaps de activos	1,697	458	(1,239)	37
<b>Instrumentos financieros derivados de gas natural</b>				
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>217</b>	<b>134</b>	<b>(83)</b>	<b>10.7</b>
Swaps largos	(5,903)	(4,039)	1,865	(323.1)
Swaps cortos	6,120	4,173	(1,947)	333.8
Opciones largas	444	112	(332)	8.9
Opciones cortas	(443)	(112)	332	(8.9)
<b>Volumen (MMbtu)</b>	<b>(18,073)</b>	<b>(338,191)</b>	<b>(320,118)</b>	
Swaps largos	154,330,660	75,574,078	(78,756,582)	
Swaps cortos	(154,342,746)	(75,909,480)	78,433,265	
Opciones largas	47,933,418	20,686,518	(27,246,900)	
Opciones cortas	(47,939,406)	(20,689,307)	27,250,099	
<b>Instrumentos financieros derivados de otros hidrocarburos</b>				
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>149</b>	<b>(230)</b>	<b>(380)</b>	<b>(18)</b>
<b>Volumen (MMb)</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>(9)</b>	

## Cuadro A7

Licitaciones superiores a los Ps. 100 MM en el 3T10  
Pemex Exploración y Producción

Licitación	Importe (Ps. MM)	Fecha de fallo	Descripción	Resultado	Licitante adjudicado
8575108-007-10	3,352.3	03/08/2010	OBRA PARA PRODUCCIÓN, SISTEMAS DE SEGURIDAD Y COMPLEMENTARIAS.	ADJUDICADA	COTEMAR
8575088-003-10	165.1	05/07/2010	ARRENDAMIENTO SIN OPCIÓN A COMPRA, DE CUATRO PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN MARINA AUTOELEVABLE.	ADJUDICADA	
3 partidas	1371.9	05/07/2010		ADJUDICADA	PERFORADORA CENTRAL
1partida	243.3	05/07/2010		ADJUDICADA	NOBLE CONTRACTING SARL
8575069-007-10	1264.1	10/08/2010	TRABAJOS DE CEMENTACIONES ESTIMULACIONES Y BOMBEO DIVERSOS EN LA REGIÓN SUR.	ADJUDICADA	DOWELL SCHLUMBERGER DE MEXICO
8575106-013-10	524.9	19/07/2010	CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTO EN LA SONDA DE CAMPECHE.	ADJUDICADA	GLOBAL OFFSHORE MEXICO
8575050-008-10	470.6	23/07/2010	TRABAJOS DE OBTENCIÓN Y PROCESAMIENTO DE REGISTROS GEOFÍSICOS EN LA DIVISIÓN MARINA.	ADJUDICADA	HALLIBURTON DE MEXICO
8575106-012-10	387.3	03/08/2010	CONSTRUCCIÓN DE PLATAFORMA DE PERFORACIÓN EN LA SONDA DE CAMPECHE.	ADJUDICADA	CONSTRUCCIONES MECÁNICAS MONCLOVA
8575050-005-10	316.5	16/07/2010	TRABAJOS DE PERFORACIÓN CON BARRENAS Y EQUIPO DIRECCIONAL EN LA REGIÓN MARINA.	ADJUDICADA	HALLIBURTON DE MEXICO
8575051-007-10	232.2	19/08/2010	TRABAJOS DE PERFORACIÓN VERTICAL Y DIRECCIONAL PARA POZOS DE LA REGIÓN NORTE.	ADJUDICADA	HALLIBURTON DE MEXICO
8575050-001-10	207.1	05/08/2010	TRABAJOS INTEGRALES DE FLUIDOS DE CONTROL, SEPARACIÓN DE SÓLIDOS Y MANEJO DE RESIDUOS.	ADJUDICADA	HALLIBURTON DE MEXICO
8575095-021-10	202.4	15/07/2010	SERVICIO DE TRANSPORTE DE FLUIDOS CON EQUIPOS DE PRESIÓN Y VACÍO EN LA REGIÓN SUR.	ADJUDICADA	COMERCIAL EN FLETES MEXICO
8575111-004-10	153.8	26/07/2010	COMPRA DE ACEITES LUBRICANTES.	ADJUDICADA	
4 partidas	149.4	26/07/2010		ADJUDICADA	ORGANIZACION 5
1partida	4.4	26/07/2010		ADJUDICADA	CHEMICAL & SCHUTZ HIGH PERFORMANCE LUBRICANTS
8575035-006-10	149.2	10/09/2010	SERVICIO DE APOYO EN ACTIVIDADES RELACIONADAS CON EL PROCESO DE SUMINISTRO.	ADJUDICADA	DM INGENIEROS
8575008-011-10	125.0	05/08/2010	CONSTRUCCIÓN Y REHABILITACIÓN DE PAVIMENTOS FLEXIBLES A CAMINOS E INSTALACIONES DEL ACTIVO INTEGRAL VERACRUZ.	ADJUDICADA	TRASECOL
8575062-029-10	123.8	06/08/2010	CONSTRUCCIÓN, AMPLIACIÓN, REACONDICIONAMIENTO Y OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOCALIZACIONES PARA PERFORACIÓN EN LA REGIÓN SUR.	ADJUDICADA	GRUPO NA-HÁ
8575062-033-10	109.3	29/07/2010	MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN DE TANQUES ATMOSFÉRICOS DE LA REGIÓN SUR.	ADJUDICADA	ICACSA PROYECTOS
8575088-006-10	102.5	12/08/2010	ADQUISICIÓN DE EQUIPOS DE CONTROL DE PRESIÓN.	ADJUDICADA	
3 partidas	53.8	12/08/2010		ADJUDICADA	GRUPO CORULI
3 partidas	34.8	12/08/2010		ADJUDICADA	EQUIPAMIENTO Y MAQUINARIA ESPECIAL GRUALVA
5 partidas	13.8	12/08/2010		ADJUDICADA	GARCIA & MALLITZ
1partida				DESERTA	

<sup>11</sup> Los instrumentos 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 A8

Licitaciones superiores a los Ps. 100 MM en el 3T10  
Pemex-Refinación

Licitación	Importe (P.s. M.M.)	Fecha de fallo	Descripción	Resultado	Licitante adjudicado
8576179-008-10	228.9	14/09/2010	REHABILITACIÓN DE INDICACIONES DE LOS OLEODUCTOS NUEVO TEAPA-MADERO-CADEREYTA Y NUEVO TEAPA-EMILIO CARRANZA	ADJUDICADA	ALPHA CONSTRUCTORA DE DUCTOS
8576171-004-10	134.1	16/07/2010	ADQUISICIÓN DE 69 TRACTORES Y 22 SEMIREMOLQUES	ADJUDICADA	CAMIONES ANDRADE
4 partidas	134.1	16/07/2010			
8576179-007-10	100.7	14/09/2010	REHABILITACION Y MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTRAINCENDIO EN LA ESTACION DE BOMBEO NUEVO TEAPA	ADJUDICADA	SCAP

## Cuadro A9

Licitaciones superiores a los Ps. 100 MM en el 3T10  
Petróleos Mexicanos

Licitación	Importe (P.s. M.M.)	Fecha de fallo	Descripción	Resultado	Licitante adjudicado
8572038-005-10	207.0	24/09/2010	ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE BIENES, MATERIALES Y ACCESORIOS PARA TELECOMUNICACIONES	ADJUDICADA	SISTEMAS ESPECIALIZADOS BRAIN
3 partidas	184.4			ADJUDICADA	CIBERNÉTICA Y ELECTRONICA
1partida	22.6			ADJUDICADA	

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)

Mario Luis Fuentes  
[mario.luis.fuentes@pemex.com](mailto:mario.luis.fuentes@pemex.com)

Cristina Arista  
[delia.cristina.arista@pemex.com](mailto:delia.cristina.arista@pemex.com)

Ana Lourdes Benavides  
[abenavides@dcf.pemex.com](mailto:abenavides@dcf.pemex.com)

**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**

Salvo la información presupuestal y la información volumétrica, 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. para el estado de situación financiera se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 30 de septiembre de 2010 de Ps. 12.5011 = U.S.\$1.00; las conversiones cambiarias restantes se han realizado al tipo de cambio promedio del tercer trimestre de 2010 y de los primeros nueve meses de 2010 de Ps. 12.8049 = U.S.\$1.00 y Ps. 12.7174 = U.S.\$ 100, respectivamente. 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**

Las cifras de reservas probadas al 1 de enero de 2010 son consistentes con los comentarios de las empresas de ingeniería independientes que certifican las reservas. Sin embargo, de conformidad con el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos se encuentra en proceso de revisión de los reportes de reservas, para que posteriormente la Secretaría de Energía, en base a la información de la referida Comisión, dé a conocer las reservas de hidrocarburos del país. Es posible que se presenten diferencias con respecto a las cifras de reservas probables y posibles, en particular en la región asociada al Paleocanal de Chicontepec.

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 las revelaciones en la Forma 20-F y en el reporte anual a la CNBV, disponibles en [www.pemex.com](http://www.pemex.com).

### **Licitaciones**

Sólo se presentan fallos de licitaciones ocurridos del 1 de julio al 30 de septiembre de 2010. 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.