

## Reporte de resultados de Petr6leos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compa1as Subsidiarias al 31 de diciembre de 2010<sup>1,2</sup>

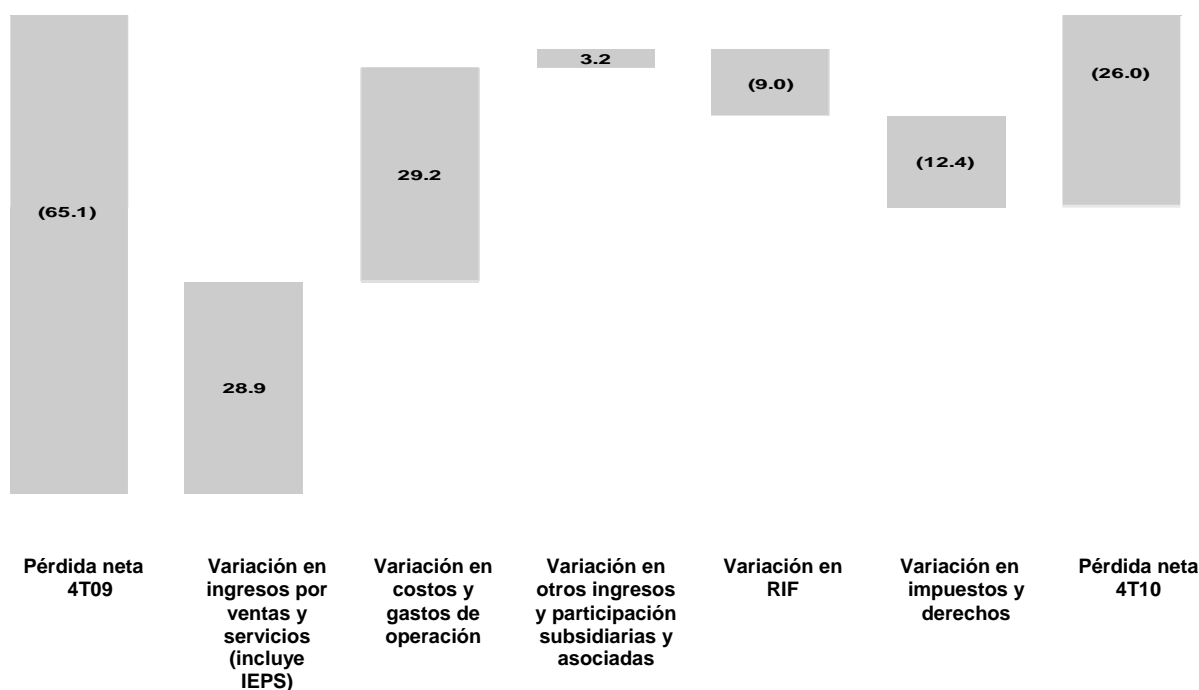
### S6ntesis de informaci3n trimestral

- Los ingresos totales por ventas y servicios aumentaron 11%, ubic6ndose en Ps. 343 mil millones. Los ingresos totales incluyendo IEPS aumentaron 9%, ubic6ndose en Ps. 359 mil millones, principalmente por mayores precios del crudo y petrol6feros, as6 como mayor volumen de exportaci3n de crudo.
- El rendimiento de operaci3n aument3 88%, a Ps. 132 mil millones, derivado principalmente de una reducci3n de costos y gastos de operaci3n, la cual obedece a que en el cuarto trimestre de 2009 se aplic3 el efecto de haber modificado la valuaci3n de inventarios bajo precio de mercado a costo de producci3n.
- El mayor rendimiento de operaci3n gener3 un incremento en el rendimiento antes de impuestos y derechos por Ps. 51 mil millones.
- La p3rdida neta se ubic3 en Ps. 26 mil millones, lo que representa una disminuci3n de Ps. 39 mil millones en relaci3n con la p3rdida del cuarto trimestre de 2009. 6sta obedece a que hubo mayores ingresos por ventas y un menor costo de ventas. Estos dos efectos favorables fueron parcialmente contrarrestados por un mayor pago de impuestos.

### S6ntesis de informaci3n anual

- Los recursos generados por la operaci3n antes de impuestos y derechos ascienden a Ps. 739 miles de millones.
- La p3rdida neta se ubic3 en casi Ps. 48 miles de millones, lo cual representa una disminuci3n de 50% en relaci3n con la p3rdida registrada en 2009.
- La producci3n de petr3leo crudo disminuy3 1.0% durante 2010, modificando la tendencia anual de disminuci3n observada en los a1os 2008 y 2009 que fue de 9.2% y 6.8% respectivamente.

**Gr6fica 1**  
Evoluci3n del rendimiento neto 4T09 vs. 4T10  
Miles de millones de pesos



<sup>1</sup> Se insta a leer la hoja final del documento donde se hacen diversas especificaciones sobre la informaci3n utilizada.

<sup>2</sup> Todas las variaciones trimestrales y acumuladas se calculan en comparaci3n con el mismo per6odo del a1o anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

## Desempeño financiero al 31 de diciembre de 2010

Cuadro 1

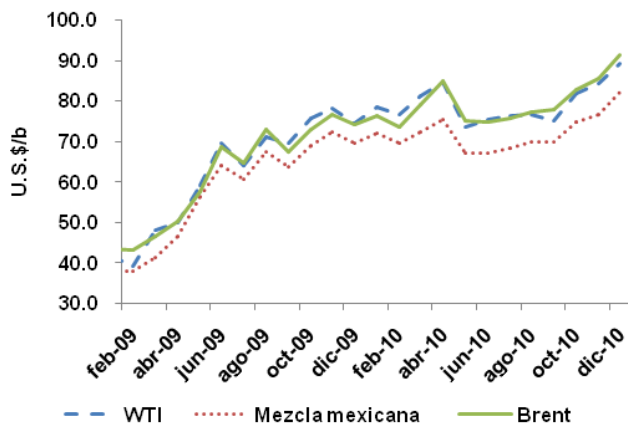
PEMEX  
Estado de resultados consolidado

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación		2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación			
<b>Ventas totales</b>	<b>310,566</b>	<b>343,047</b>	<b>10.5%</b>	<b>32,481</b>	<b>27,761</b>	<b>1,089,921</b>	<b>1,282,064</b>	<b>17.6%</b>	<b>192,143</b>	<b>103,751</b>
En México	162,409	176,148	8.5%	13,738	14,255	596,370	683,853	14.7%	87,484	55,341
De exportación	146,904	165,792	12.9%	18,888	13,417	488,260	592,908	21.4%	104,647	47,981
Ingresos por servicios	1,253	1,108	-11.6%	(145)	90	5,292	5,303	0.2%	12	429
<b>Costo de ventas</b>	<b>209,078</b>	<b>181,663</b>	<b>-13.1%</b>	<b>(27,415)</b>	<b>14,701</b>	<b>561,135</b>	<b>632,290</b>	<b>12.7%</b>	<b>71,155</b>	<b>51,168</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>101,488</b>	<b>161,385</b>	<b>59.0%</b>	<b>59,896</b>	<b>13,060</b>	<b>528,786</b>	<b>649,774</b>	<b>22.9%</b>	<b>120,988</b>	<b>52,583</b>
<b>Gastos generales</b>	<b>31,148</b>	<b>29,374</b>	<b>-5.7%</b>	<b>(1,774)</b>	<b>2,377</b>	<b>100,509</b>	<b>104,253</b>	<b>3.7%</b>	<b>3,744</b>	<b>8,437</b>
Gastos de distribución y transportación	8,079	9,620	19.1%	1,541	778	31,856	33,274	4.5%	1,418	2,693
Gastos de administración	23,069	19,754	-14.4%	(3,315)	1,599	68,653	70,979	3.4%	2,326	5,744
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>70,340</b>	<b>132,011</b>	<b>87.7%</b>	<b>61,670</b>	<b>10,683</b>	<b>428,277</b>	<b>545,521</b>	<b>27.4%</b>	<b>117,244</b>	<b>44,146</b>
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>15,418</b>	<b>13,189</b>	<b>-14.5%</b>	<b>(2,229)</b>	<b>1,067</b>	<b>40,293</b>	<b>72,008</b>	<b>78.7%</b>	<b>31,715</b>	<b>5,827</b>
IEPS devengado	19,736	16,152	-18.2%	(3,585)	1,307	37,401	73,573	96.7%	36,172	5,954
Otros	(4,319)	(2,963)	31.4%	1,356	(240)	2,892	(1,565)	-154.1%	(4,457)	(127)
<b>Resultado integral de financiamiento</b>	<b>6,614</b>	<b>(2,345)</b>	<b>-135.5%</b>	<b>(8,959)</b>	<b>(190)</b>	<b>(15,308)</b>	<b>(11,969)</b>	<b>21.8%</b>	<b>3,339</b>	<b>(969)</b>
<b>Participación en resultados de subs. y asociadas que no consolidan</b>	<b>(237)</b>	<b>749</b>	<b>416.2%</b>	<b>986</b>	<b>61</b>	<b>(1,291)</b>	<b>1,118</b>	<b>186.6%</b>	<b>2,410</b>	<b>90</b>
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>92,136</b>	<b>143,604</b>	<b>55.9%</b>	<b>51,468</b>	<b>11,621</b>	<b>451,971</b>	<b>606,678</b>	<b>34.2%</b>	<b>154,707</b>	<b>49,096</b>
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>157,268</b>	<b>169,646</b>	<b>7.9%</b>	<b>12,378</b>	<b>13,729</b>	<b>546,633</b>	<b>654,141</b>	<b>19.7%</b>	<b>107,508</b>	<b>52,936</b>
<b>Pérdida neta</b>	<b>(65,133)</b>	<b>(26,042)</b>	<b>60.0%</b>	<b>39,090</b>	<b>(2,107)</b>	<b>(94,662)</b>	<b>(47,463)</b>	<b>49.9%</b>	<b>47,200</b>	<b>(3,841)</b>

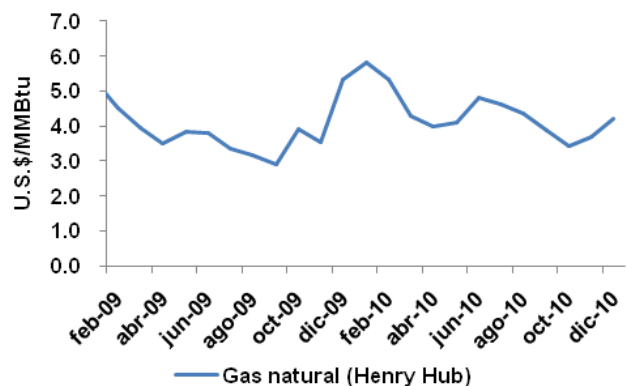
Cuadro 2

PEMEX  
Indicadores financieros

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de		
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación
Costo de lo vendido / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	63.3%	50.6%	(12.7)	49.8%	46.6%	(3.1)
Dep. y amortiz. / Costo de lo vendido y Gastos generales	5.8%	12.3%	6.5	11.6%	13.1%	1.5
Rendimiento de operación (incluyendo IEPS) / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	27.3%	41.2%	14.0	41.3%	45.7%	4.4
Impuestos y derechos / Ingresos totales (incluyendo IEPS)	47.6%	47.2%	(0.4)	48.5%	48.3%	(0.2)
Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) / costo financiero (excluye intereses capitalizados)	6.1	15.2	9.1	8.3	11.2	2.9

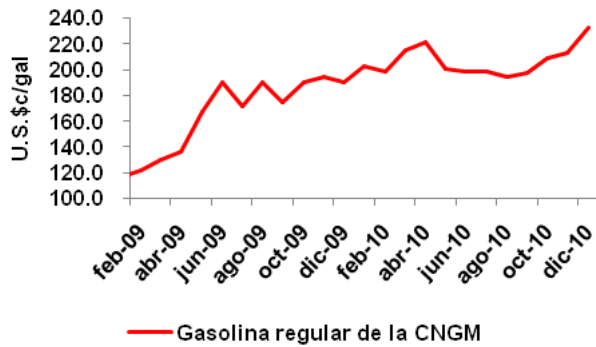
Gráfica 2  
Precios del crudo

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 oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)	2010 (U.S.\$MM)	
<b>Ingresos totales por ventas y servicios (incluye IEPS)</b>	<b>330,303</b>	<b>359,199</b>	<b>8.7%</b>	<b>28,896</b>	<b>29,068</b>	<b>1,127,322</b>	<b>1,355,637</b>	<b>20.3%</b>	<b>228,315</b>	<b>109,705</b>
<b>Ingresos totales por ventas y servicios</b>	<b>310,566</b>	<b>343,047</b>	<b>10.5%</b>	<b>32,481</b>	<b>27,761</b>	<b>1,089,921</b>	<b>1,282,064</b>	<b>17.6%</b>	<b>192,143</b>	<b>103,751</b>
<b>Ventas en México (incluye IEPS)</b>	<b>182,146</b>	<b>192,299</b>	<b>5.6%</b>	<b>10,154</b>	<b>15,562</b>	<b>633,771</b>	<b>757,426</b>	<b>19.5%</b>	<b>123,656</b>	<b>61,295</b>
<b>Ventas México</b>	<b>162,409</b>	<b>176,148</b>	<b>8.5%</b>	<b>13,738</b>	<b>14,255</b>	<b>596,370</b>	<b>683,853</b>	<b>14.7%</b>	<b>87,484</b>	<b>55,341</b>
Gas seco	16,072	14,930	-7.1%	(1,142)	1,208	59,916	68,732	14.7%	8,816	5,562
Petrolíferos (incluye IEPS)	159,909	170,346	6.5%	10,437	13,785	553,101	660,682	19.5%	107,581	53,466
Petrolíferos	140,173	154,195	10.0%	14,022	12,478	515,700	587,109	13.8%	71,409	47,512
IEPS	19,736	16,152	-18.2%	(3,585)	1,307	37,401	73,573	96.7%	36,172	5,954
Gasolinas	71,128	78,988	11.1%	7,860	6,392	259,002	295,121	13.9%	36,119	23,883
Combustóleo	13,383	11,727	-12.4%	(1,656)	949	50,990	55,014	7.9%	4,024	4,452
Diesel	33,378	38,931	16.6%	5,552	3,150	121,744	143,957	18.2%	22,213	11,650
Gas licuado de petróleo (GLP)	13,253	14,858	12.1%	1,605	1,202	49,461	53,386	7.9%	3,925	4,320
Turbosina	5,234	5,461	4.3%	227	442	18,299	22,916	25.2%	4,617	1,854
Otros	3,797	4,230	11.4%	433	342	16,205	16,716	3.2%	512	1,353
Petroquímicos	6,165	7,023	13.9%	858	568	20,754	28,013	35.0%	7,259	2,267
<b>De exportación</b>	<b>146,904</b>	<b>165,792</b>	<b>12.9%</b>	<b>18,888</b>	<b>13,417</b>	<b>488,260</b>	<b>592,908</b>	<b>21.4%</b>	<b>104,647</b>	<b>47,981</b>
Crudo y condensados	121,837	147,862	21.4%	26,025	11,966	410,408	519,913	26.7%	109,505	42,074
Gas seco	440	47	-89.3%	(393)	4	1,668	462	-72.3%	(1,206)	37
Petrolíferos	24,113	17,157	-28.8%	(6,957)	1,388	73,968	68,979	-6.7%	(4,990)	5,582
Petroquímicos	513	725	41.4%	212	59	2,216	3,554	60.4%	1,338	288
<b>Ingresos por servicios</b>	<b>1,253</b>	<b>1,108</b>	<b>-11.6%</b>	<b>(145)</b>	<b>90</b>	<b>5,292</b>	<b>5,303</b>	<b>0.2%</b>	<b>12</b>	<b>429</b>

### 4T10

Incluyendo el ingreso derivado de la aplicación de tasas negativas del IEPS a gasolinas y diesel para uso automotriz ("IEPS negativo devengado), los ingresos totales por ventas y servicios en el cuarto trimestre de 2010 aumentaron 8.7% en comparación con 2009, ubicándose en Ps. 359.2 miles de millones (U.S.\$29.1 miles de millones).

### 2010

Los ingresos totales por ventas y servicios considerando el IEPS negativo devengado aumentaron 20.3%, situándose en Ps. 1,355.6 miles de millones (U.S.\$109.7 miles de millones), en comparación con el mismo periodo de 2009.

## Ventas en México

### 4T10

Las ventas en México incluyendo IEPS negativo devengado aumentaron 5.6%, ubicándose en Ps. 192.3 miles de millones (U.S.\$15.6 miles de millones):

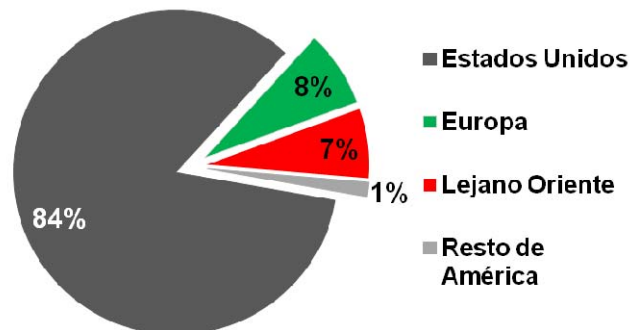
- Incluyendo el IEPS negativo devengado, las ventas de petrolíferos aumentaron 6.5% a Ps. 170.3 miles de millones, principalmente por mayores precios de gasolinas y diesel.
- Las ventas de gas natural disminuyeron 7.1%, a Ps. 14.9 miles de millones, como consecuencia de menores precios promedio. Como referencia, el precio del gas natural (Mid point Henry Hub) disminuyó 11.2% entre el cuarto trimestre de 2009 y el cuarto trimestre de 2010.
- Las ventas de petroquímicos aumentaron 13.9%, a Ps. 7.0 miles de millones debido principalmente a mayores precios promedio.

### 2010

Las ventas en el país incluyendo el IEPS negativo devengado aumentaron 19.5%, ubicándose en Ps. 757.4 miles de millones (U.S.\$61.3 miles de millones), en comparación con 2009.

## Ventas por exportaciones

**Gráfica 6**  
Destino de las exportaciones de crudo 4T10  
(Mbd)



**4T10**

Por su parte, las ventas por exportaciones aumentaron 12.9%, ubicándose en Ps. 165.8 miles de millones (U.S.\$13.4 miles de millones):

- Las exportaciones de crudo y condensados aumentaron 21.4%, a Ps. 147.9 miles de millones, debido principalmente a un aumento de 10.7% en el precio de referencia de la mezcla mexicana de exportación, de U.S.\$70.26 a U.S.\$77.75 por barril. El volumen aumentó de 1,236 a 1,497 Mbd.
- Las ventas por exportaciones de petrolíferos disminuyeron 28.8%, a Ps. 17.2 miles de millones, básicamente por menor disponibilidad de producto para exportación.
- Las ventas por exportaciones de petroquímicos aumentaron en 41.4%, a Ps. 0.7 miles de millones, como resultado principalmente de mayores precios de azufre y butadieno.
- Las ventas por exportaciones de gas natural seco disminuyeron 89.3%, principalmente por menor disponibilidad.

**2010**

Las ventas por exportaciones aumentaron 21.4%, ubicándose en Ps. 592.9 miles de millones (U.S.\$48.0 miles de millones), debido principalmente a mayores precios y volúmenes de crudo de exportación comercializados.

**Costo de ventas****4T10**

El costo de ventas disminuyó 13.1%, totalizando Ps. 181.7 miles de millones, principalmente debido a un efecto favorable en la variación de inventarios por Ps. 60 mil millones de pesos que fue parcialmente compensado por mayor compra de productos de importación por 15 mil millones de pesos.

El costo de ventas como porcentaje de ventas y servicios totales incluyendo IEPS se ubicó en 50.6%, disminuyó 12.7 puntos porcentuales.

**2010**

El costo de ventas aumentó 12.7%, a Ps. 632.3 miles de millones (U.S.\$51.2 miles de millones), en comparación con 2009. La variación se debe principalmente a:

- un aumento de Ps. 86.1 miles de millones por la compra de productos, importados y revendidos en México, principalmente gasolinas y componentes de productos ultra bajo azufre (UBA) y diesel;
- un aumento de Ps. 7.6 miles de millones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados;
- lo anterior es parcialmente compensado por un efecto favorable de Ps. 38.0 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.

El costo de ventas como porcentaje de ingresos totales por ventas y servicios incluyendo IEPS se ubicó en 46.6%, disminuyó 3.1 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 oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2009	2010	Variación	2010	2009	2010	Variación	2010	2010	
	(Ps. MM)		(U.S.\$MM)		(Ps. MM)		(U.S.\$MM)			
Costos y gastos de operación	240,226	211,037	-12.2%	(29,189)	17,078	661,644	736,543	11%	74,899	59,605
Costo de ventas	209,078	181,663	-13.1%	(27,415)	14,701	561,135	632,290	13%	71,155	51,168
Gastos generales	31,148	29,374	-5.7%	(1,774)	2,377	100,509	104,253	4%	3,744	8,437
Gastos de distribución y transportación	8,079	9,620	19.1%	1,541	778	31,856	33,274	4%	1,418	2,693
Gastos de administración	23,069	19,754	-14.4%	(3,315)	1,599	68,653	70,979	3%	2,326	5,744
Costo neto del periodo de beneficios a los empleados	33,374	26,037	-22.0%	(7,337)	2,107	105,652	114,276	8%	8,624	9,248
Depreciación y amortización	14,026	26,060	85.8%	12,033	2,109	76,891	96,482	25%	19,591	7,808

### Costo neto del periodo de beneficios a 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.

### Otros ingresos (gastos)

Tanto la variación trimestral como la acumulada de otros ingresos (gastos) se deben principalmente al incremento del IEPS negativo devengado, parcialmente contrarrestado por registro del deterioro de activos fijos del campo Burgos de Pemex-Exploración y Producción por Ps. 11.7 miles de millones. Es importante señalar que para propósitos de análisis, el monto del IEPS negativo devengado ha sido sumado a las ventas de petrolíferos en México.

## Resultado integral de financiamiento

Cuadro 5

PEMEX										
Resultado integral de financiamiento										
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2009	2010	Variación	2010	2009	2010	Variación	2010	2010	
	(Ps. MM)		(U.S.\$MM)		(Ps. MM)		(U.S.\$MM)			
Resultado integral de financiamiento	6,614	(2,345)	-135.5%	(8,959)	(190)	(15,308)	(11,969)	21.8%	3,339	(969)
Rendimiento financiero	12,748	6,409	-49.7%	(6,339)	519	48,308	42,246	-12.5%	(6,062)	3,419
Costo financiero	(21,749)	(13,056)	40.0%	8,693	(1,057)	(78,300)	(74,382)	5.0%	3,918	(6,019)
Utilidad (pérdida) por variación cambiaria	15,615	4,302	-72.4%	(11,313)	348	14,685	20,167	37.3%	5,483	1,632

### 4T10

El resultado integral de financiamiento registró una disminución de Ps. 9.0 miles de millones respecto al mismo trimestre de 2009. La causa de la variación obedece básicamente a que la apreciación cambiaria del peso respecto al dólar americano durante el cuarto trimestre de 2009, 3.2%, fue mayor a la del cuarto trimestre de 2010, 1.2%.

### 2010

Durante 2010, el resultado integral de financiamiento aumentó Ps. 3.3 miles de millones con respecto al mismo periodo de 2009. La variación se debió principalmente a que la apreciación del tipo de cambio respecto al dólar durante 2010, 5.4%, fue mayor que la apreciación observada en 2009, 3.5%.

## Impuestos y derechos

Cuadro 6

PEMEX									
Impuestos y derechos									
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de				
	2009	2010	Variación	2010	2009	2010	Variación	2010	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>157,268</b>	<b>169,646</b>	<b>7.9%</b>	<b>12,378</b>	<b>13,729</b>	<b>546,633</b>	<b>654,141</b>	<b>19.7%</b>	<b>107,508</b>
Derechos sobre hidrocarburos	158,293	173,713	9.7%	15,419	14,058	537,911	649,741	20.8%	111,830
Derecho ordinario sobre hidrocarburos	133,761	146,443	9.5%	12,682	11,851	450,694	549,422	21.9%	98,727
Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	734	1,037	41.3%	303	84	2,539	3,899	53.5%	1,359
Derecho para la fiscalización petrolera	7	8	6.5%	0.5	1	25	29	15.6%	4
Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización	21,719	18,535	-14.7%	(3,184)	1,500	73,278	74,274	1.4%	996
Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo	-	4,608		4,608	373	-	10,893		10,893
Derecho sobre extracción de hidrocarburos	992	932	-6.0%	(59)	75	2,722	3,498	28.5%	776
Derecho especial sobre hidrocarburos	246	644	162.2%	398	52	5,919	3,176	-46.3%	(2,743)
Derecho adicional sobre hidrocarburos	-	162		162	13	-	162		162
Derecho único sobre hidrocarburos	835	1,344	60.9%	509	109	2,734	4,389	60.5%	1,655
Otros impuestos y derechos	(1,025)	(4,066)	296.7%	(3,041)	(329)	8,722	4,400	-49.6%	(4,322)

Tanto la variación trimestral como la acumulada de impuestos y derechos se deben principalmente al aumento en el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), el cual es a su vez afectado por los mayores precios promedio de referencia

## Rendimiento (pérdida) neto

- 4T10** PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 26.0 miles de millones (U.S.\$2.1 miles de millones), lo que representa una pérdida menor en Ps. 39.1 miles de millones, respecto al mismo trimestre de 2009.
- 2010** PEMEX registró una pérdida de Ps. 47.5 miles de millones (U.S.\$3.8 miles de millones), en comparación con una pérdida neta de Ps. 94.7 miles de millones en 2009.

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

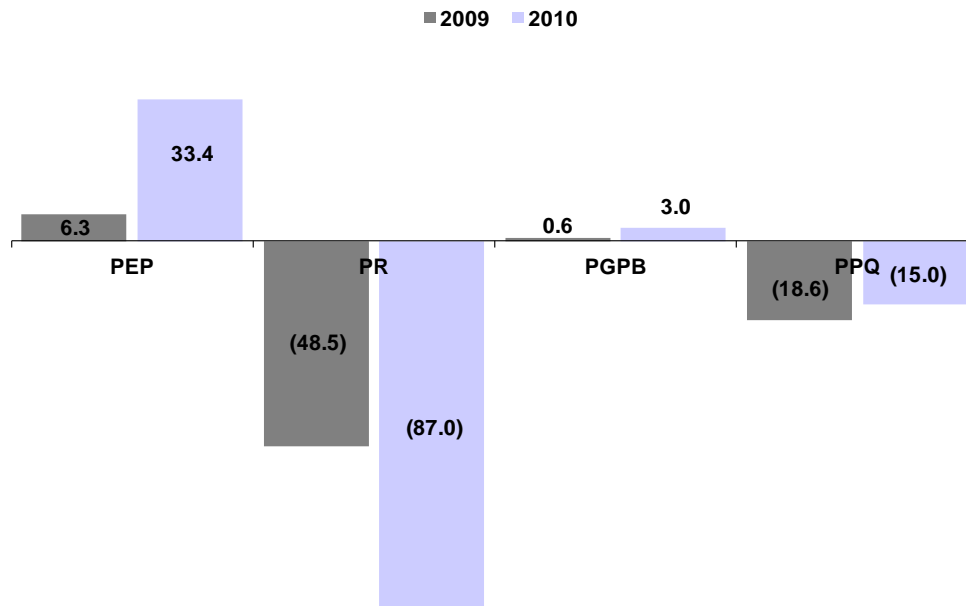
## Rendimiento (pérdida) neto ajustado de 2010

El rendimiento (pérdida) neto ajustado de PEMEX durante 2010 si no hubiera realizado algunas de las transferencias de recursos al Gobierno Federal hubiera sido de aproximadamente Ps. 68.2 miles de millones (U.S.\$5.5 miles de millones). A continuación se describe este cálculo:

Cuadro 7		
PEMEX		
Rendimiento (pérdida) neto ajustado		
	Del 1 de ene. al 31 de dic. de	
	(Ps. MM)	(U.S.\$MM)
Pérdida neta	(47,463)	(3,841)
Costo del subsidio al GLP	24,157	1,955
Gasto de transportación y distribución de gasolinas y diesel para uso automotriz no reconocido	28,040	2,269
Disminución en derechos por el reconocimiento de costos y gastos de operación realizados	63,464	5,136
<b>Rendimiento neto ajustado</b>	<b>68,198</b>	<b>5,519</b>

## Rendimiento neto por Organismo Subsidiario

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



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

**PEP**

Durante 2010, el rendimiento de operación por barril de petróleo crudo equivalente de Pemex-Exploración y Producción (PEP) aumentó 28.8%, al situarse en U.S.\$41.2 por barril, debido principalmente a mayores precios de crudo y gas. La tasa efectiva de impuestos y derechos sobre el rendimiento de operación disminuyó dos punto dos puntos porcentuales para ubicarse en 91.3%. En consecuencia, PEP registró un rendimiento neto de Ps. 33.4 miles de millones, en comparación con un rendimiento neto de Ps. 6.3 miles de millones en 2009.

Cuadro 8

**PEMEX**  
Indicadores seleccionados

Pemex-Exploración y Producción	Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación	2010 (U.S.\$/bpce)
Ventas totales / Producción total de hidrocarburos (Ps. / bpce)	731.2	861.5	130.3	59.2
Rendimiento de operación / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	509.2	625.6	116.4	41.2
Rendimiento neto / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	4.8	30.2	25.4	0.4
Impuestos y derechos / Rendimiento de operación	93.4%	91.3%	(2.2)	

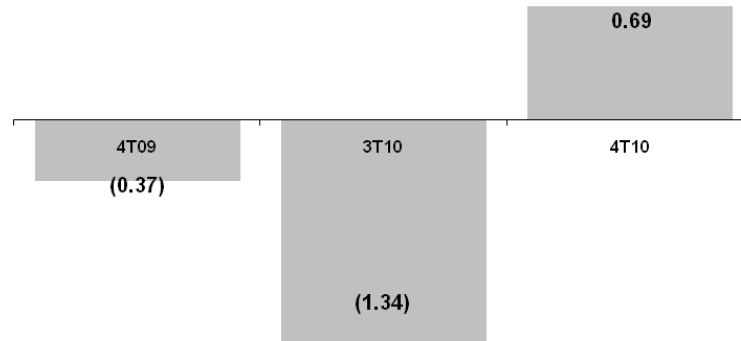
Nota: Conforme a lo establecido en la NIF B-8 "Estados Financieros Consolidados o Combinados", los resultados por segmento –para efectos de consolidación- son netos de utilidades y pérdidas no realizadas, por lo tanto, pueden no coincidir con lo reportado en el cuadro de Información por segmentos.

**PR**

En 2010 la pérdida de operación de Pemex-Refinación se ubicó en Ps. 159.5 miles de millones; en consecuencia la pérdida neta fue de Ps. 87.0 miles de millones. La pérdida neta registrada en el año fue Ps. 38.4 miles de millones superior a la pérdida neta 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)**



El aumento del margen variable de refinación<sup>3</sup> en el trimestre se explica básicamente por el aumento de los precios del crudo y de los petrolíferos en el mercado internacional durante el periodo.

Sin embargo, al 31 de diciembre de 2010 se registró un margen variable de refinación negativo de U.S.\$0.21 por barril de crudo procesado, debido principalmente a los problemas operativos del Sistema Nacional de Refinación durante 2010.

## PGPB

Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) registró un rendimiento de operación de Ps. 0.4 miles de millones en 2010, en comparación con una pérdida de operación de Ps. 3.0 miles de millones en 2009. En consecuencia, PGPB obtuvo un rendimiento neto de Ps. 3.0 miles de millones, en comparación con un rendimiento neto de Ps. 0.5 miles de millones en el mismo periodo de 2009.

Ambos incrementos obedecen principalmente a mayores precios de referencia del gas natural; el indicador de referencia aumentó 11.8% durante 2010 en comparación con 2009.

<sup>3</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).

## PPQ

La pérdida de operación de Pemex-Petroquímica (PPQ) disminuyó 38.0%, para ubicarse en Ps. 15.3 miles de millones. La pérdida neta de PPQ durante 2010 disminuyó 37.2%, situándose en Ps. 15.0 miles de millones, en comparación con Ps. 18.6 miles de millones en 2009. Este resultado se debió principalmente a que dejaron de operar las cadenas de producción donde PEMEX es menos rentable.

## Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2010

Cuadro 9

## PEMEX

## Balance general consolidado

	Al 31 de diciembre de		Variación	2010	
	2009	2010		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
<b>Total activo</b>	<b>1,332,037</b>	<b>1,392,715</b>	<b>4.6%</b>	<b>60,678</b>	<b>112,706</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>349,697</b>	<b>313,429</b>	<b>-10.4%</b>	<b>(36,267)</b>	<b>25,364</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	159,760	133,587	-16.4%	(26,173)	10,811
Cuentas, documentos por cobrar y otros	153,033	141,805	-7.3%	(11,229)	11,476
Inventarios	36,903	38,038	3.1%	1,134	3,078
de productos	31,878	32,738	2.7%	860	2,649
de materiales	5,025	5,299	5.5%	274	429
<b>Inversión en acciones y valores</b>	<b>9,762</b>	<b>11,116</b>	<b>13.9%</b>	<b>1,354</b>	<b>900</b>
<b>Propiedades, mobiliario y equipo</b>	<b>967,592</b>	<b>1,061,388</b>	<b>9.7%</b>	<b>93,796</b>	<b>85,893</b>
<b>Otros activos</b>	<b>4,987</b>	<b>6,782</b>	<b>36.0%</b>	<b>1,795</b>	<b>549</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>1,398,877</b>	<b>1,506,499</b>	<b>7.7%</b>	<b>107,621</b>	<b>121,914</b>
<b>Pasivo circulante</b>	<b>242,960</b>	<b>207,254</b>	<b>-14.7%</b>	<b>(35,707)</b>	<b>16,772</b>
Deuda a corto plazo	102,600	89,555	-12.7%	(13,046)	7,247
Proveedores	63,278	43,474	-31.3%	(19,803)	3,518
Cuentas y gastos acumulados por pagar	28,629	21,659	-24.3%	(6,970)	1,753
Impuestos y derechos por pagar	48,453	52,566	8.5%	4,113	4,254
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>1,155,917</b>	<b>1,299,245</b>	<b>12.4%</b>	<b>143,328</b>	<b>105,142</b>
Deuda a largo plazo	529,258	575,171	8.7%	45,912	46,546
Reserva para créditos diversos y otros	43,524	55,781	28.2%	12,257	4,514
Reserva para beneficios a los empleados	576,201	661,365	14.8%	85,164	53,521
Impuestos diferidos	6,933	6,928	-0.1%	(5)	561
<b>Total patrimonio</b>	<b>(66,840)</b>	<b>(113,783)</b>	<b>(46,943)</b>	<b>(9,208)</b>	
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>1,332,037</b>	<b>1,392,715</b>	<b>4.6%</b>	<b>60,678</b>	<b>112,706</b>

Cuadro 10

## PEMEX

## Indicadores financieros seleccionados

	Al 31 de diciembre de		
	2009	2010	Variación
Propiedades, mobiliario y equipo / Activo	72.6%	76.2%	3.6%
Deuda / Total del pasivo y patrimonio	47.4%	47.7%	0.3%
Capital de trabajo (Ps. MM)	106,736	106,176	-0.5%

**Activo circulante**

El activo circulante disminuyó 10.4% al ubicarse en Ps. 313.4 miles de millones. Lo anterior se debe principalmente a:

- una disminución de Ps. 26.2 miles de millones en el efectivo y equivalentes de efectivo; y
- una disminución de Ps. 11.2 miles de millones en documentos por cobrar a clientes y otros.

**Pasivo de corto plazo**

El pasivo de corto plazo disminuyó 14.7%, totalizando Ps. 207.3 miles de millones, debido principalmente a la disminución de Ps. 19.8 y Ps. 13.0 miles de millones en adeudos a proveedores y deuda a corto plazo, respectivamente.

**Propiedades, mobiliario y equipo**

Propiedades, mobiliario y equipo aumentó 9.7% o Ps. 93.8 miles de millones de pesos para situarse en Ps. 1,061.4 miles de millones. El aumento se explica por el efecto neto de las nuevas inversiones realizadas durante los últimos 12 meses y el registro de las depreciaciones del año.

**Actividades de inversión****Ejercicio 2010**

Durante 2010 se ejercieron Ps. 268.8 miles de millones, lo que representa 102.0% de la inversión programada de Ps. 263.4 miles de millones. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 239.4 miles de millones a Exploración y Producción<sup>4</sup>, de los cuales Ps. 29.4 miles de millones se destinaron a exploración;
- Ps. 22.6 miles de millones a Refinación;
- Ps. 4.1 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 2.5 miles de millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.2 miles de millones a Petróleos Mexicanos.

**Presupuesto 2011**

Para el 2011 la inversión estimada es de Ps. 286.3 miles de millones<sup>5</sup>. La distribución estimada es la siguiente<sup>6</sup>:

- Ps. 243.4 miles de millones a Exploración y Producción<sup>7</sup>, de los cuales Ps. 35.2 miles de millones se destinarán a exploración;
- Ps. 32.6 miles de millones a Refinación;
- Ps. 5.2 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 3.3 miles de millones a Petroquímica; y
- Ps. 1.8 miles de millones a Petróleos Mexicanos.

<sup>4</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

<sup>5</sup> Presupuesto de Egresos de la Federación 2011.

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

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

## Deuda

Cuadro 11

PEMEX					
Deuda consolidada total					
	Al 31 de diciembre de		Variación	2010	
	2009	2010		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
<b>Deuda total</b>	<b>631,859</b>	<b>664,725</b>	<b>5.2%</b>	<b>32,867</b>	<b>53,793</b>
Corto plazo	102,600	89,555	-12.7%	(13,046)	7,247
Largo plazo	529,258	575,171	8.7%	45,912	46,546
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>159,760</b>	<b>133,587</b>	<b>-16.4%</b>	<b>(26,173)</b>	<b>10,811</b>
<b>Deuda neta total</b>	<b>472,098</b>	<b>531,138</b>	<b>12.5%</b>	<b>59,040</b>	<b>42,982</b>

## Neta

La deuda neta aumentó 12.5%, ubicándose en Ps. 531.1 miles de millones (U.S.\$43.0 miles de millones). Este incremento se explica principalmente por el prefondeo realizado, por lo tanto, se espera que el endeudamiento neto de 2011 sea menor, de alrededor de U.S.\$1.5 miles de millones.

Cuadro 12

PEMEX		
Perfil de vencimientos de la deuda		
	Al 31 de diciembre de	
	(Ps. MM)	(U.S.\$MM)
<b>Deuda total</b>	<b>664,725</b>	<b>53,793</b>
<b>En pesos mexicanos</b>	<b>113,597</b>	<b>9,193</b>
Enero 2011 - Diciembre 2011	26,683	2,159
Enero 2012 - Diciembre 2012	18,633	1,508
Enero 2013 - Diciembre 2013	13,821	1,118
Enero 2014 - Diciembre 2014	19,500	1,578
Enero 2015 en adelante	34,960	2,829
<b>En otras monedas</b>	<b>551,129</b>	<b>44,600</b>
Enero 2011 - Diciembre 2011	62,872	5,088
Enero 2012 - Diciembre 2012	53,156	4,302
Enero 2013 - Diciembre 2013	56,441	4,567
Enero 2014 - Diciembre 2014	33,664	2,724
Enero 2015 en adelante	344,996	27,919

Cuadro 13<sup>8</sup>

PEMEX						
Exposición del principal de la deuda						
	2009		2010		2010	
	Por moneda		Porcentaje		A tasa flotante	
			A tasa fija			
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>57.6%</b>	<b>54.5%</b>	<b>42.5%</b>	<b>45.5%</b>
Dólares de E.U.A.	80.2%	80.1%	61.4%	56.9%	38.6%	43.1%
Pesos mexicanos	19.8%	19.9%	42.1%	44.6%	57.9%	55.4%
Euros	0.0008%	0.0005%	100.0%	100.0%	0.0%	0.0%
Yenes	0.0200%	0.0000%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%

<sup>8</sup> PEMEX se endeuda en monedas distintas al peso mexicano y al dólar de los E.U.A.; las fluctuaciones en monedas distintas al peso y al dólar pueden incrementar el costo financiero. Por lo tanto, desde 1991 PEMEX ha participado en swaps de moneda para cubrirse contra movimientos en los tipos de cambio cuando PEMEX se endeuda en monedas distintas al peso mexicano o al dólar de los E.U.A.

Cuadro 14

PEMEX			
Duración promedio de la exposición del principal de la deuda			
	Al 31 de diciembre de		
	2009	2010 (Años)	Variación
<b>Total</b>	<b>3.9</b>	<b>4.2</b>	<b>0.3</b>
Dólares de E.U.A.	4.5	4.8	0.3
Pesos mexicanos	1.7	2.0	0.3
Euros	2.4	2.0	(0.4)
Yenes	0.4	0.0	(0.4)

## Actividades de financiamiento

### Programa de financiamientos 2011

Considerando la generación de flujo de operación y los balances de efectivo, el monto esperado de deuda a recaudar en 2011 es de alrededor de U.S.\$8.0 miles de millones y el endeudamiento neto se espera esté por debajo de U.S.\$1.5 miles de millones.

Para su programa de financiamientos 2011, PEMEX pretende realizar solamente una emisión en dólares y un número reducido de transacciones en otras monedas, dependiendo de las condiciones que se observen en los mercados.

Cuadro 15

PEMEX	
Fuentes de financiamiento	
	2011 (U.S.\$MM)
<b>Mercados Internacionales</b>	<b>3.0</b>
<i>Dólares</i>	2.0
<i>Otros mercados / divisas</i>	1.0
<b>Mercado Nacional</b>	<b>1.5</b>
<i>CEBURES</i>	1.5
<b>Créditos Bancarios</b>	<b>1.0</b>
<b>Agencias de Crédito a la Exportación (ECAs)</b>	<b>1.5</b>
<b>Otros</b>	<b>1.0</b>
<i>Financiamiento contratistas</i>	1.0
<b>TOTAL</b>	<b>8.0</b>

## Captación

### Mercados de capitales

El 20 de octubre de 2010, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la reapertura del bono perpetuo emitido en los mercados internacionales el 28 de septiembre de 2010. La reapertura fue por un monto de U.S.\$250.0 millones, con un rendimiento al inversionista de 6.43% y cupón anual de 6.625%.

### ECAs

Durante el cuarto trimestre de 2010, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$2,048.7 millones provenientes de líneas de crédito garantizadas por Agencias de Crédito a la Exportación (ECA).

**Créditos bancarios** El 10 de diciembre de 2010, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito sindicada por U.S.\$2.0 miles de millones con vencimiento en enero de 2016 y tasa de interés de Libor más 150 puntos base.

**Otros** Durante el cuarto trimestre de 2010, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$969.7 millones a través de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) de Pemex-Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos.

### Manejo de pasivos

El 12 de octubre de 2010 se llevó a cabo la liquidación anticipada del bono perpetuo emitido en 2004 por U.S.\$1,750.0 millones, que pagaba un cupón de 7.75%. Dicho bono fue sustituido por:

- La reapertura por U.S.\$1,000.0 millones del bono emitido en 2005, con vencimiento en 2035 y rendimiento al inversionista de 5.975%. Esta reapertura se realizó el 30 de agosto de 2010.
- La emisión de un nuevo bono perpetuo por U.S.\$750.0 millones y cupón anual de 6.625%. Esta colocación se realizó el 28 de septiembre de 2010.

Esta operación de manejo de pasivos generó ahorros equivalentes a una reducción de alrededor de U.S.\$300.0 millones en el valor presente del costo financiero de la deuda.

### Manejo de liquidez

El 30 de noviembre de 2010, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito revolvente por un monto de U.S.\$1.25 miles de millones a un plazo de tres años con tasa de interés Libor más 125 puntos base.

Al 31 de diciembre de 2010 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S.\$3.5 miles de millones y están disponibles en su totalidad.

### Patrimonio

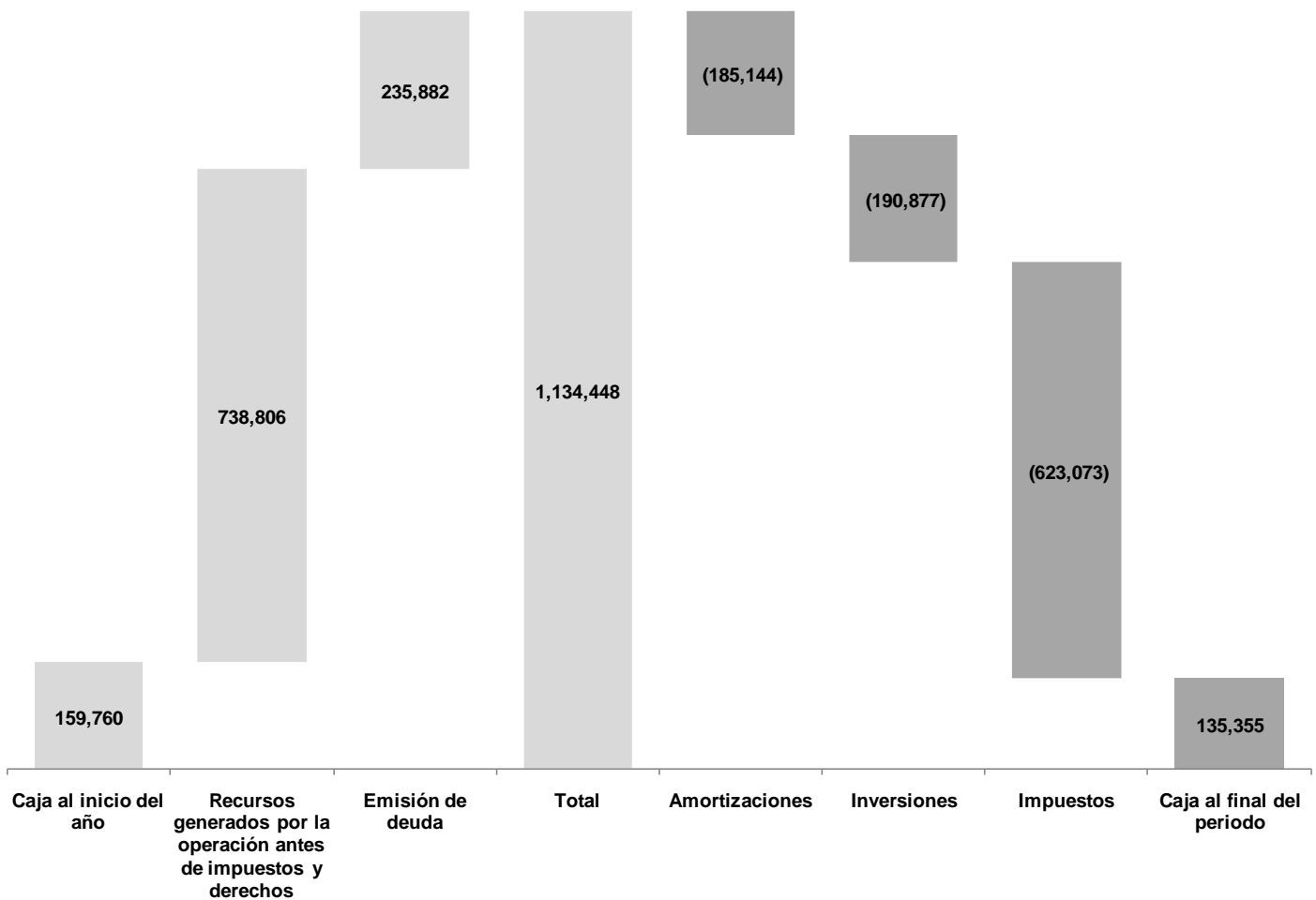
<b>Cuadro 16</b>					
<b>PEMEX</b>					
<b>Patrimonio</b>					
	<b>Al 31 de diciembre de</b>		<b>Variación</b>	<b>2010</b>	
	<b>2009</b>	<b>2010</b>		<b>(U.S.\$MM)</b>	
	<b>(Ps. MM)</b>				
<b>Total patrimonio</b>	<b>(66,840)</b>	<b>(113,783)</b>		<b>(46,943)</b>	<b>(9,208)</b>
Certificados de aportación "A"	96,958	96,958	0.0%	-	7,846
Incremento patrimonio Org. Subs.	180,382	180,382	0.0%	0.1	14,597
Capital social	-	-	0.0%	-	-
Reserva legal	988	988	0.0%	-	80
Superavit por donación	1,004	3,447	243.2%	2,442	279
Utilidad (pérdida) integral	6,320	4,396	-30.4%	(1,923)	356
(Pérdidas) rendimientos acumulados	(352,492)	(399,954)	13.5%	(47,463)	(32,366)
De ejercicios anteriores	(257,830)	(352,492)	36.7%	(94,662)	(28,525)
Del ejercicio	(94,662)	(47,463)	-49.9%	47,199	(3,841)

Al 31 de diciembre de 2010, el patrimonio de PEMEX fue negativo en Ps. 113.8 miles de millones, en comparación con Ps. 66.8 miles de millones registrado en el mismo periodo del año previo. La variación de Ps. 46.9 miles de millones se debe principalmente a la pérdida neta registrada en 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 31 de diciembre de 2010



- Destaca que al 31 de diciembre de 2010, el flujo neto de efectivo generado por las actividades de operación antes de impuestos y derechos pagados fue Ps. 738.8 miles de millones, lo que representa un incremento de Ps. 47.4 miles de millones respecto a 2009.
- Durante 2010 se obtuvieron recursos por Ps. 235.9 miles de millones y se amortizaron Ps. 185.1 miles de millones, por lo que el endeudamiento neto ascendió a Ps. 50.7 miles de millones.

## Estado de flujo de efectivo

Cuadro 17

PEMEX

## Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		Variación	2010	
	2009 (Ps. MM)	2010		(U.S.\$MM)	
Rendimiento antes de impuestos y derechos	451,971	606,678	34.2%	154,707	49,096
Partidas sin impacto en el efectivo:	97,707	88,421	-9.5%	(9,286)	7,156
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	105,652	114,276	8.2%	8,624	9,248
Efectos de conversión	-	-	0.0%	-	-
Acreditación del IEPS	(7,945)	(25,854)		(17,909)	(2,092)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:	93,848	110,598	17.8%	16,750	8,950
Depreciación y amortización	76,891	96,482	25.5%	19,591	7,808
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	1,731	9,959		8,227	806
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	1,291	(1,118)	-186.6%	(2,410)	(90)
Pozos no exitosos	13,935	5,276		(8,658)	427
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:	(18,211)	(30,269)	-66.2%	(12,058)	(2,450)
Impuestos diferidos	(107)	(5)		101	(0)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(11,473)	(28,397)	-147.5%	(16,923)	(2,298)
Intereses devengados	(6,631)	(1,867)	71.8%	4,764	(151)
	<b>625,315</b>	<b>775,429</b>	<b>24.0%</b>	<b>150,114</b>	<b>62,752</b>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(417,983)	(659,696)	-57.8%	(241,713)	(53,386)
Instrumentos financieros	(647)	186	128.8%	834	15
Cuentas por cobrar a clientes	3,827	7,169	87.3%	3,342	580
Inventarios	28,568	(1,134)	-104.0%	(29,703)	(92)
Otros activos	11,320	(1,795)	-115.9%	(13,115)	(145)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	3,620	(1,989)	-154.9%	(5,609)	(161)
Impuestos pagados	(484,029)	(623,073)	-28.7%	(139,044)	(50,422)
Proveedores	27,896	(19,803)	-171.0%	(47,699)	(1,603)
Retención de impuestos	8,849	(2,402)	-127.1%	(11,251)	(194)
Reserva para créditos diversos y otros	7,147	12,257	71.5%	5,110	992
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	(24,535)	(29,111)	-18.7%	(4,577)	(2,356)
Impuestos diferidos	-	-	0.0%	-	-
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>207,332</b>	<b>115,733</b>	<b>-44.2%</b>	<b>(91,598)</b>	<b>9,366</b>
Actividades de inversión:					
Inversión de acciones con carácter permanente	-	-	0.0%	-	-
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(213,232)	(193,951)	9.0%	19,281	(15,696)
Bajas de propiedades, maquinaria y equipo	949	3,074	224.1%	2,126	249
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(212,283)</b>	<b>(190,877)</b>	<b>10.1%</b>	<b>21,407</b>	<b>(15,447)</b>
<b>Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>(4,952)</b>	<b>(75,143)</b>	<b>-1417.5%</b>	<b>(70,192)</b>	<b>(6,081)</b>
Actividades de financiamiento:					
Financiamiento bancario	-	139,826	0.0%	139,826	11,315
Financiamiento bursátil	160,178	96,056	-40.0%	(64,122)	7,773
Amortización de financiamiento bancario	(99,607)	(107,345)	-7.8%	(7,738)	(8,687)
Amortización de financiamiento bursátil	-	(77,600)	0.0%	(77,600)	(6,280)
Incremento al patrimonio	467	0	-100.0%	(467)	0
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	-	-	0.0%	-	-
Instrumentos financieros	(8,490)	(198)	97.7%	8,291	(16)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>52,548</b>	<b>50,738</b>	<b>-3.4%</b>	<b>(1,810)</b>	<b>4,106</b>
<b>Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes</b>	<b>47,596</b>	<b>(24,405)</b>	<b>-151.3%</b>	<b>(72,001)</b>	<b>(1,975)</b>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	114,224	159,760	39.9%	45,536	12,929
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	161,820	135,355	-16.4%	(26,465)	10,954



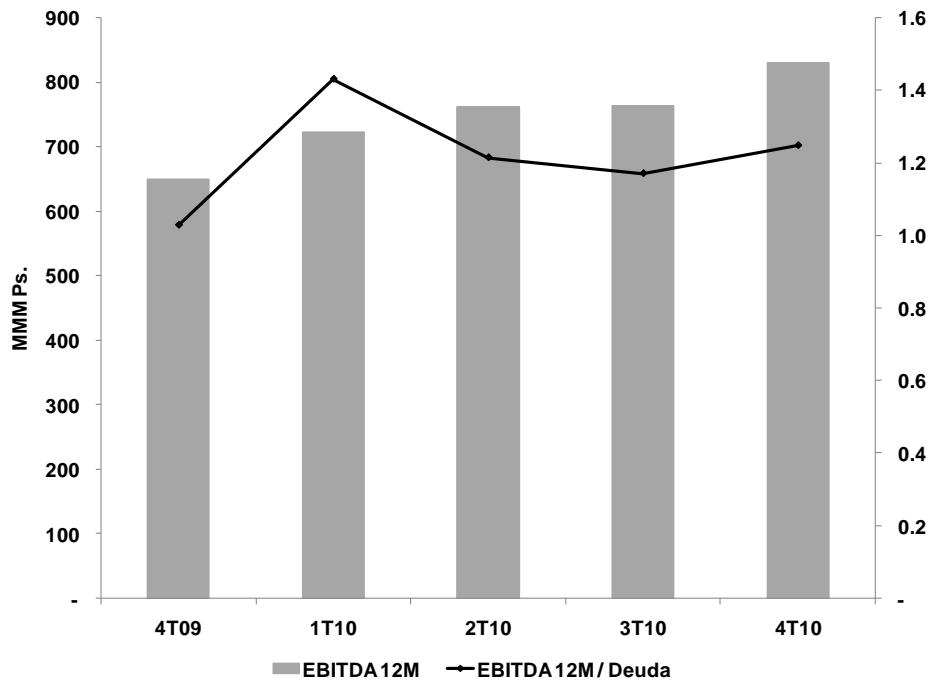
## Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización

Cuadro 18

PEMEX

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

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de				
	2009	2010	Variación	2010	2009	2010	Variación	2010	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
<b>Pérdida neta</b>	<b>(65,133)</b>	<b>(26,042)</b>	<b>60.0%</b>	<b>39,090</b>	<b>(2,107)</b>	<b>(94,662)</b>	<b>49.9%</b>	<b>47,199</b>	<b>(3,841)</b>
+ Impuestos y derechos	157,268	169,646	7.9%	12,378	13,729	546,633	19.7%	107,508	52,936
- Resultado integral de financiamiento	6,614	(2,345)	-135.5%	(8,959)	(190)	(15,308)	21.8%	3,339	(969)
+ Depreciación y amortización	14,026	26,060	85.8%	12,033	2,109	76,891	25.5%	19,591	7,808
+ Costo neto del periodo de beneficios a empleados	33,374	26,037	-22.0%	(7,337)	2,107	105,652	8.2%	8,624	9,248
<b>Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)</b>	<b>132,922</b>	<b>198,045</b>	<b>49.0%</b>	<b>65,124</b>	<b>16,027</b>	<b>649,821</b>	<b>27.6%</b>	<b>179,583</b>	<b>67,120</b>

Gráfica 11  
Cobertura de deuda

## Desempeño operativo al 31 de diciembre de 2010

**Cuadro 19**  
**PEMEX**  
**Principales estadísticas de producción**

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Explotación</b>								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,782	3,759	-0.6%	(23)	3,776	3,792	0.4%	16
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,626	2,600	-1.0%	(27)	2,646	2,622	-0.9%	(23)
Crudo (Mbd)	2,583	2,552	-1.2%	(30)	2,601	2,576	-1.0%	(26)
Condensados (Mbd)	44	47	8.6%	4	44	47	5.5%	2
Gas natural (MMpced)	6,522	6,290	-3.6%	(232)	6,534	6,337	-3.0%	(197)
<b>Transformación industrial</b>								
Gas seco de plantas (MMpced) <sup>(1)</sup>	3,639	3,570	-1.9%	(69)	3,572	3,618	1.3%	46
Líquidos del gas natural (Mbd)	371	376	1.3%	5	378	383	1.4%	5
Petrolíferos (Mbd) <sup>(2)</sup>	1,489	1,229	-17.5%	(260)	1,469	1,361	-7.4%	(108)
Petroquímicos básicos (Mt) <sup>(3)</sup>	91	113	23.8%	22	449	499	11.2%	50
Petroquímicos secundarios (Mt)	1,009	1,343	33.0%	334	4,965	5,616	13.1%	651

(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 20**  
**PEMEX**  
**Producción de crudo por tipo**

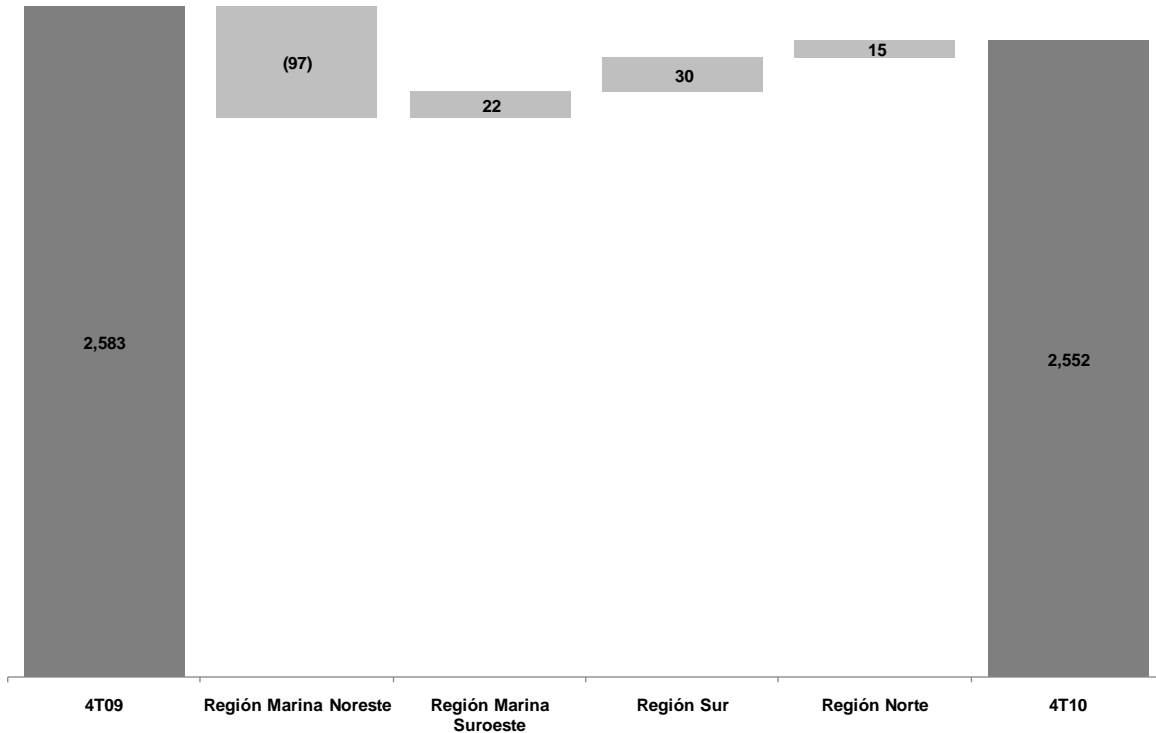
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Petróleo crudo (Mbd)</b>	<b>2,583</b>	<b>2,552</b>	<b>-1.2%</b>	<b>(30)</b>	<b>2,601</b>	<b>2,576</b>	<b>-1.0%</b>	<b>(26)</b>
Pesado	1,472	1,382	-6.1%	(90)	1,520	1,422	-6.5%	(98)
Ligero	816	839	2.8%	23	812	834	2.8%	23
Superligero	295	332	12.5%	37	270	320	18.5%	50
Crudo de regiones marinas / Total	76.6%	74.6%			77.3%	75.4%		

**Cuadro 21**  
**PEMEX**  
**Producción de crudo por activo integral**

	2006	2007	2008				2009				2010			
			1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
	(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>2,552</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>	<b>1,356</b>
Cantarell	1,801	1,490	1,195	1,073	990	902	787	688	646	620	597	567	548	520
Ku-Maloob-Zaap	404	527	666	698	705	756	797	793	809	833	848	836	838	835
<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>	<b>548</b>
Abkatún-Pol Chuc	332	312	302	289	325	316	314	307	299	302	302	299	291	293
Litoral Tabasco	143	194	192	197	182	197	199	214	212	225	243	247	247	255
<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>	<b>542</b>
Cinco Presidentes	39	45	44	48	49	49	51	54	61	60	66	71	73	76
Bellota-Jujo	219	190	176	173	176	174	173	173	172	171	168	161	158	155
Macuspana	7	10	12	13	20	17	22	25	30	32	32	33	33	33
Muspac	34	34	33	35	37	40	41	41	42	44	48	47	52	51
Samaría-Luna	193	187	183	181	184	191	193	200	201	205	206	213	223	227
<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>	<b>106</b>
Poza Rica-Altamira	83	85	57	56	53	57	60	61	59	57	56	57	55	57
Aceite Terciario del Golfo <sup>(1)</sup>	0	-	27	30	30	29	28	29	31	30	35	40	44	45
Veracruz	1	2	2	2	2	2	4	5	5	5	5	5	5	4

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

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



#### 4T10

Durante el cuarto trimestre de 2010, la producción de petróleo crudo registró un volumen de 2,552 Mbd, debido principalmente a una disminución de 6.1% en la producción de crudo pesado, básicamente por el comportamiento de la producción en Cantarell y el cierre de pozos en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap por la presencia de fenómenos climatológicos adversos.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por mayor producción de: (i) crudo superligero, debido principalmente a la terminación de pozos de desarrollo en el proyecto Delta del Grijalva de la Región Sur; (ii) crudo ligero, esencialmente por el incremento de la producción en los proyectos Crudo Ligero Marino y Yaxché de la Región Marina Suroeste, así como en el proyecto Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.

Cabe mencionar, que la producción que se alcanzó durante el mes de enero de 2011 ascendió a 2,584 Mbd.

#### 2010

La producción de petróleo crudo disminuyó 1.0% durante 2010, de 2,601 a 2,576 Mbd. Este volumen de producción modifica la tendencia anual de disminución observada en los años 2008 y 2009 que fue de 9.2% y 6.8% respectivamente.

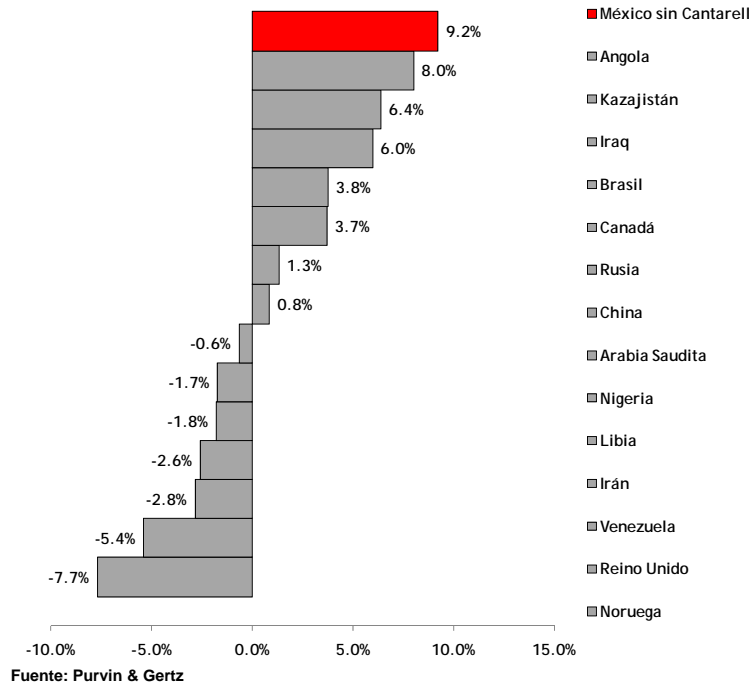
A partir del año 2004, Cantarell inició un proceso natural y previsto de declinación. En 2003 la producción de este proyecto representó 63% del total, y en 2010 aportó 19%.

Esto implica que la declinación de Cantarell ha sido sustituida a través del desarrollo de proyectos sustantivos como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Ixtal-Manik, Delta del Grijalva y Ogarrio-Magallanes.

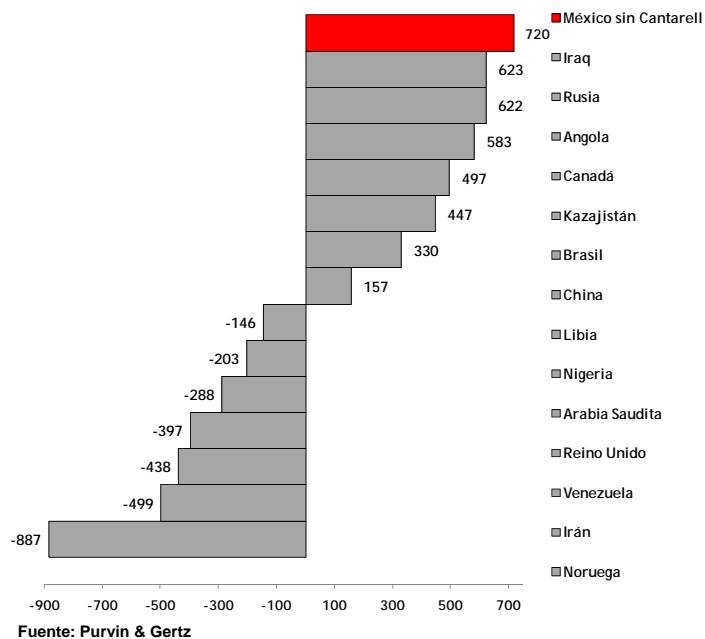
Estos proyectos, que en su conjunto producían 392 Mbd en el año 2003, durante 2010 aportaron 1,351 Mbd, lo que representa un incremento de 959 Mbd, o 244.6%. En este contexto, el proyecto Ku-Maloob-Zaap alcanzó su nivel máximo de producción de crudo en 2010, ubicándose en 839 Mbd.

Es importante destacar que sin considerar la producción de Cantarell, el crecimiento promedio compuesto de la producción anual de México del 2005 al 2010 ha sido de 9.2%, el mayor entre los países productores de crudo.

**Gráfica 13**  
**Tasa de crecimiento promedio compuesto de la producción 2005-2010**



**Barriles incrementales de producción 2005-2010**



## Producción de gas natural

Cuadro 22

PEMEX

## Producción de gas natural y envío de gas a la atmósfera

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Total (MMpcd)<sup>(1)</sup></b>	<b>6,522</b>	<b>6,290</b>	<b>-3.6%</b>	<b>(232)</b>	<b>6,534</b>	<b>6,337</b>	<b>-3.0%</b>	<b>(197)</b>
Asociado	3,935	3,967	0.8%	32	3,984	3,860	-3.1%	(125)
No asociado	2,587	2,323	-10.2%	(264)	2,550	2,477	-2.9%	(73)
<b>Envío de gas hidrocarburo a la atmósfera</b>	<b>487</b>	<b>446</b>	<b>-8.3%</b>	<b>(40)</b>	<b>699</b>	<b>421</b>	<b>-39.8%</b>	<b>(278)</b>
Envío de gas hidrocarburo / Total	7.5%	7.1%			10.7%	6.6%		

(1) No incluye nitrógeno.

Cuadro 23

PEMEX

## Producción de gas natural por activo integral

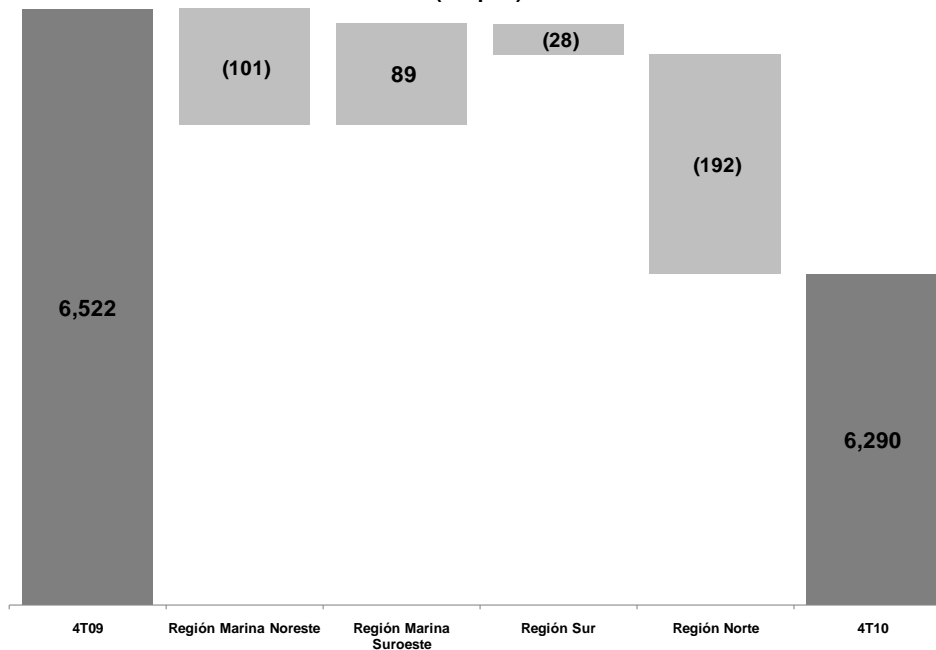
	2006	2007	2008				2009				2010			
			1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
<b>Total<sup>(1)</sup></b>	<b>5,356</b>	<b>6,058</b>	<b>6,586</b>	<b>6,861</b>	<b>6,963</b>	<b>7,260</b>	<b>7,018</b>	<b>7,029</b>	<b>7,066</b>	<b>7,009</b>	<b>6,946</b>	<b>6,937</b>	<b>7,155</b>	<b>7,039</b>
<b>Región Marina Noreste</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>	<b>1,659</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	1,330
Ku-Malob-Zaap	203	212	262	264	276	289	317	353	328	311	322	333	344	328
<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>	<b>1,231</b>
Abkatún-Pol Chuc	513	544	542	542	615	577	570	591	574	586	588	595	586	607
Litoral de Tabasco	344	448	449	474	431	461	497	550	521	557	539	546	600	624
<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>	<b>1,768</b>
Cinco Presidentes	57	61	64	68	70	68	66	70	71	69	85	108	112	114
Bellota-Jujo	271	240	251	248	243	261	250	245	272	275	293	304	304	322
Macuspana	193	223	234	248	286	273	299	305	319	326	316	318	308	284
Muspac	369	311	297	311	301	290	278	279	280	277	275	265	274	280
Samaria-Luna	463	518	519	545	593	633	646	648	690	730	728	780	820	768
<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>	<b>2,381</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	1,396
Poza Rica-Altamira	174	223	165	154	145	147	138	138	132	126	122	118	113	116
Aceite Terciario del Golfo <sup>(2)</sup>	-	-	43	49	51	66	81	83	80	71	77	82	88	94
Veracruz	723	922	986	977	957	907	867	805	789	779	837	838	825	776
<b>Nitrógeno</b>	<b>-</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>557</b>	<b>607</b>	<b>816</b>	<b>749</b>
<b>Región Sur<sup>(3)</sup></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>93</b>	<b>100</b>	<b>112</b>	<b>118</b>
Bellota-Jujo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	46	37	46
Samaria-Luna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	54	75	72
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>0</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>	<b>630</b>
Cantarell	0	143	459	593	646	817	524	472	502	487	464	508	704	630

(1) Incluye nitrógeno.

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

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

**Gráfica 15**  
Variación por regiones de producción de gas  
(MMpcd)



#### 4T10

Durante el cuarto trimestre de 2010, la producción total de gas natural disminuyó 3.6%, de 6,522 a 6,290 MMpcd, debido principalmente a menor producción de gas no asociado por una reducción de la producción del proyecto Burgos de la Región Norte a causa de la falta de supervisión de la operación de los pozos por condiciones de inseguridad.

Por su parte la producción de gas asociado aumentó, derivado de los resultados en la explotación de los campos de los proyectos de la Región Marina Suroeste. Cabe destacar que, en conjunto, los proyectos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción de 2,172 MMpcd, representando el 35% de la producción total.

#### 2010

Durante 2010 la producción de gas natural disminuyó 3.0%, de 6,534 a 6,337 MMpcd.

#### Envío de gas a la atmósfera

En el cuarto trimestre, el envío de gas a la atmósfera disminuyó 8.3% con respecto al mismo periodo de 2009. Esta reducción se debe principalmente a las acciones emprendidas en el Activo Integral Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición y a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas.

Durante 2010, PEMEX logró reducir 39.8% el envío de gas hidrocarburo a la atmósfera en comparación con 2009.

## Información sísmica

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
2D (km)	579	739	27.5%	159	18,032	2,356	-86.9% (15,676)
3D (km <sup>2</sup> )	6,436	9,543	48.3%	3,108	18,287	24,778	35.5% 6,491

Las actividades de adquisición sísmica 2D en el periodo enero-diciembre de 2010 fueron realizadas 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 información sísmica 3D, en 2010 se adquirieron 24,778 km<sup>2</sup>, de los cuales (i) 16,821 km<sup>2</sup> fueron adquiridos en los proyectos de aguas profundas Golfo de México B y Área Perdido para continuar con la evaluación del potencial petrolero en el Golfo de México profundo; (ii) 6,896 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) 1,061 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>
			<u>Crudo y condensados (bd)</u>	<u>Gas (MMpcd)</u>	
<b>Burgos</b>	Monclova-1001	Jurásico Superior Kimmeridgiano		3.50	Gas seco
	Rusco-101	Oligoceno		1.98	Gas húmedo
	Jaraguay-1	Oligoceno		1.70	Gas húmedo
<b>Poza Rica-Altamira</b>	Tilapia-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	110.0	0.02	Aceite ligero
<b>Veracruz</b>	Rabel-1	Mioceno		7.04	Gas seco
<b>Bellota-Jujo</b>	Bricol-2DL	Jurásico Superior Kimmeridgiano	1,917.0	1.00	Aceite superligero
	Naguin-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	300.0	1.10	Aceite superligero
<b>Cinco Presidentes</b>	Brillante-1	Mioceno	1,603.0	1.11	Aceite ligero
	Guaricho-501	Mioceno	442.0	0.27	Aceite ligero
<b>Litoral de Tabasco</b>	Tsimin-1DL	Jurásico Superior Kimmeridgiano	3,820.0	16.90	Gas y condensado
<b>Total</b>			<b>8,192.0</b>	<b>34.6</b>	

Durante el cuarto trimestre de 2010 se terminaron exitosamente diez nuevos pozos exploratorios, cuyas pruebas iniciales de producción en diferentes yacimientos aportaron 8 Mbd, 24 MMpcd de gas húmedo y 10 MMpcd de gas seco.

Es importante resaltar los resultados positivos del pozo delimitador Bricol-2DL, el cual permitió incorporar un volumen de reserva adicional de 243 MMbpce, representando el campo más importante en este rubro en 2010 para campos terrestres.

Adicionalmente, el pozo Tsimin-1DL incorporó un volumen de reservas de hidrocarburos adicional de 349 MMbpce en el horizonte del Jurásico Superior Kimmeridgiano siendo el más importante costa fuera.

## Infraestructura de operación

Cuadro 26

PEMEX

## Equipo y pozos en operación

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
<b>Equipos de perforación en operación</b>	<b>177</b>	<b>109</b>	<b>-38.6%</b>	<b>(69)</b>	<b>176</b>	<b>130</b>	<b>-26.1%</b>	<b>(46)</b>
Exploración	17	21	20.5%	4	26	19	-24.2%	(6)
Región Marina Noreste	1			(1)	3	0	-84.8%	(2)
Región Marina Suroeste	4	7	64.0%	3	5	6	14.7%	1
Región Sur	8	11	42.5%	3	10	10	0.2%	0
Región Norte	5	3	-35.1%	(2)	8	3	-59.2%	(5)
Desarrollo	160	88	-45.1%	(72)	150	111	-26.5%	(40)
Región Marina Noreste	12	11	-5.3%	(1)	13	13	-2.5%	(0)
Región Marina Suroeste	11	10	-7.1%	(1)	9	9	-3.2%	(0)
Región Sur	26	28	7.4%	2	31	28	-8.1%	(3)
Región Norte	112	39	-65.1%	(73)	97	61	-37.7%	(37)
<b>Plataformas marinas en operación</b>					<b>231</b>	<b>233</b>	<b>0.9%</b>	<b>2</b>
Almacenamiento					1	1	0.0%	0
Compresión					10	10	0.0%	0
Control y servicio					1	1	0.0%	0
Enlace					12	13	8.3%	1
Medición					1	1	0.0%	0
Perforación					150	151	0.7%	1
Producción					27	27	0.0%	0
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>7,021</b>	<b>7,606</b>	<b>8.3%</b>	<b>585</b>
Inyectores					207	192	-7.2%	(15)
Productores					6,814	7,414	8.8%	600
Crudo					3,713	4,382	18.0%	669
Gas no asociado					3,101	3,032	-2.2%	(69)

Actualmente están en operación dos plataformas, Max Smith y Centenario, para tirantes de agua de hasta 6,000 pies y 7,000 pies, respectivamente. Esperamos que en este año lleguen dos plataformas más con capacidad para tirantes de agua de hasta 10,000 pies.

Al 31 de diciembre de 2010 el número de pozos en operación aumentó en 585, debido principalmente a la intensa actividad de terminación de pozos principalmente en los proyectos Aceite Terciario del Golfo (ATG) y Burgos.

Cuadro 27

PEMEX

## Pozos terminados

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
<b>Pozos terminados</b>	<b>293</b>	<b>221</b>	<b>-24.6%</b>	<b>(72)</b>	<b>1,150</b>	<b>1,303</b>	<b>13.3%</b>	<b>153</b>
Desarrollo	276	210	-23.9%	(66)	1,075	1,264	17.6%	189
Exploración	17	11	-35.3%	(6)	75	39	-48.0%	(36)

## 4T10

Durante el cuarto trimestre de 2010 el número total de pozos terminados disminuyó 24.6% respecto al mismo trimestre de 2009, de 293 a 221 pozos, debido a una menor actividad en los proyectos Aceite Terciario del Golfo y Burgos. La disminución en los pozos exploratorios, se explica por menor actividad realizada en los proyectos de exploración de Burgos y Veracruz.



**2010**

Durante 2010 el número total de pozos terminados aumentó 13.3% respecto al mismo periodo de 2009, de 1150 a 1303 pozos, lo anterior debido a una mayor actividad en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG).

**Regulación  
Aguas  
Profundas**

El 11 de enero de 2011 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las “disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios (PEMEX), para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas”(CNH.12.001/10). Estas disposiciones tienen como objetivo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) cuente con los elementos de PEMEX para evaluar y supervisar que los trabajos en tirantes de agua de más de 500 metros se realizan conforme a las mejores prácticas de la industria y protegiendo la integridad de personas, instalaciones y medio ambiente.

**Áreas de oportunidad en exploración y producción****Contratos  
Integrales  
para 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 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 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.
- El Consejo de Administración de PEMEX aprobó en noviembre de 2010 un modelo contractual aplicable a tres áreas en campos maduros de la Región Sur, que corresponden a la primera ronda de licitación.

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

- Existe un gran potencial para incrementar los factores de recuperación en estos campos.
- Se han identificado alrededor de 40 campos maduros que se pueden agrupar en ocho áreas.
- De estas ocho se documentaron las primeras tres áreas - Santuario, Carrizo y Magallanes- con las siguientes características:
  - Seis campos maduros agrupados en tres áreas
  - Una superficie promedio de 312 km<sup>2</sup>
  - Producción actual de 14 Mbd

- El cuarto de datos para estas tres áreas contractuales está disponible desde el 24 de noviembre de 2010, en la ciudad de Villahermosa, Tabasco
- Esta primera ronda tendrá tres etapas:
  1. La primera etapa consiste en el anuncio y la promoción con la industria para obtener retroalimentación de posibles participantes para así realizar ajustes finos al modelo.
  2. Posteriormente se hará la convocatoria de licitación correspondiente.
  3. Finalmente, durante el tercer trimestre de 2011 se tendrán los resultados de la licitación de la primera ronda en campos maduros.

**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 de gas Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus, 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;
- segregar corrientes de pozos con alto contenido de nitrógeno; 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**

Como resultado de las acciones emprendidas en el Activo Integral Cantarell para (i) administrar la disminución de la producción, e (ii) incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos, se logró estabilizar la producción. La producción del Activo Integral Cantarell durante 2010 fue de 558 Mbd.

A continuación se describe el comportamiento de la producción y la tasa promedio mensual de disminución de la producción del Activo Integral Cantarell durante los trimestres recientes:

	<u>Producción</u> <u>(Mbd)</u>	<u>Tasa promedio</u> <u>mensual de</u> <u>disminución</u>
<b>4T09</b>	620	3.18%
<b>1T10</b>	597	1.46%
<b>2T10</b>	567	1.62%
<b>3T10</b>	548	0.87%
<b>4T10</b>	520	0.48%

**Aceite Terciario del Golfo**

Durante 2010, la producción del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG) se ubicó en 41 Mbd, lo que representa un aumento de 38.9% respecto a 2009 debido principalmente a la incorporación a producción de pozos por terminación y reparación.

PEMEX continuará buscando: (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, a continuación se describen algunos de los resultados preliminares sobre alternativas tecnológicas de explotación<sup>9</sup>:

- Inyección de agua
- Mejores prácticas operativas (por ejemplo, incremento en la producción al añadir un turno adicional)
- Perforación horizontal y fracturas

**Organismos industriales****Proceso de crudo**

<b>Cuadro 29</b>								
<b>PEMEX</b>								
<b>Proceso de crudo</b>								
	<b>Del 1 de oct. al 31 de dic. de</b>				<b>Del 1 de ene. al 31 de dic. de</b>			
	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Variación</b>		<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Variación</b>	
<b>Proceso total (Mbd)</b>	<b>1,315</b>	<b>1,055</b>	<b>-19.8%</b>	<b>(260)</b>	<b>1,295</b>	<b>1,184</b>	<b>-8.6%</b>	<b>(111)</b>
Crudo ligero	806	698	-13.4%	(108)	779	744	-4.5%	(35)
Crudo pesado	509	357	-29.8%	(152)	516	440	-14.7%	(76)
Crudo ligero / proceso total	61.3%	66.2%	4.9		60.1%	62.8%	2.7	
Crudo pesado / proceso total	38.7%	33.8%	(4.9)		39.9%	37.2%	(2.7)	
<b>Capacidad utilizada de destilación primaria</b>	<b>86.0%</b>	<b>69.1%</b>	<b>(16.9)</b>		<b>84.7%</b>	<b>77.5%</b>	<b>(7.2)</b>	

El proceso total de crudo disminuyó 19.8% durante el trimestre, acumulando una reducción de 8.6% en 2010, esencialmente como resultado de :

- La realización de mantenimientos de plantas que habían sido diferidos de periodos anteriores y de algunas reparaciones y correctivos no previstos en el trimestre.
- El incidente ocurrido en la planta hidrosulfuradora de gasóleos de la refinería de Cadereyta el 7 de septiembre de 2010 que afectó significativamente las operaciones de este centro de trabajo principalmente durante el cuarto trimestre de 2010.
- Fallas de energía eléctrica en las refinerías de Madero y Tula ocurridas durante el primer y cuarto trimestre de 2010.

**Capacidad utilizada**

Como consecuencia, la capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 16.9 puntos porcentuales en el trimestre y 7.2 puntos porcentuales en el año.

<sup>9</sup> Las empresas participantes son Halliburton, Schlumberger, Weatherford, Tecpetrol y Baker Hughes.

## Producción de petrolíferos

Cuadro 30								
PEMEX								
Producción de petrolíferos								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Producción total (Mbd)</b>	<b>1,489</b>	<b>1,229</b>	<b>-17.5%</b>	<b>(260)</b>	<b>1,469</b>	<b>1,361</b>	<b>-7.4%</b>	<b>(108)</b>
Gasolinas automotrices	463	380	-18.0%	(84)	471	424	-10.1%	(47)
Combustóleo	346	294	-15.0%	(52)	316	322	1.9%	6
Diesel	338	257	-24.0%	(81)	337	290	-14.1%	(47)
Gas licuado de petróleo (GLP)	206	205	-0.6%	(1)	209	212	1.4%	3
Turbosina	59	42	-29.9%	(18)	57	52	-9.1%	(5)
Otros <sup>(1)</sup>	76	52	-32.2%	(24)	79	62	-21.8%	(17)

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

**4T10** Durante el cuarto trimestre de 2010 la producción de petrolíferos disminuyó 17.4%, de 1,489 a 1,230 Mbd, como resultado de menor proceso de crudo.

**2010** En este mismo sentido, en 2010 la producción de petrolíferos disminuyó 7.4% en comparación con 2009, de 1,470 Mbd a 1,362 Mbd.

## Proceso de gas

Cuadro 31								
PEMEX								
Proceso de gas natural y producción								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Proceso de gas (MMpcd)</b>	<b>4,491</b>	<b>4,383</b>	<b>-2.4%</b>	<b>(109)</b>	<b>4,436</b>	<b>4,472</b>	<b>0.8%</b>	<b>36</b>
Gas húmedo amargo	3,403	3,398	-0.1%	(5)	3,381	3,422	1.2%	41
Gas húmedo dulce	1,088	984	-9.5%	(104)	1,055	1,050	-0.5%	(5)
<b>Proceso de condensados (Mbd)</b>	<b>50</b>	<b>53</b>	<b>5.1%</b>	<b>3</b>	<b>51</b>	<b>53</b>	<b>2.8%</b>	<b>1</b>
<b>Producción</b>								
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(1)</sup>	3,639	3,570	-1.9%	(69)	3,572	3,618	1.3%	46
Líquidos del gas natural (Mbd) <sup>(2)</sup>	371	376	1.3%	5	378	383	1.4%	5

**4T10** Durante el cuarto trimestre de 2010 el proceso de gas natural en tierra disminuyó 2.4%, como consecuencia de menor disponibilidad de gas húmedo dulce por la disminución de la producción de los campos de la Región Norte.

**2010** Durante 2010, el proceso de gas natural en tierra aumentó 0.8% respecto al mismo periodo de 2009, principalmente como consecuencia de mayor disponibilidad de gas húmedo amargo en las regiones Marinas; lo que incrementó la producción de gas seco.

## Producción de petroquímicos

**Cuadro 32**  
**PEMEX**  
**Producción de petroquímicos secundarios**

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
<b>Producción total (Mt)</b>	<b>1,009</b>	<b>1,343</b>	<b>33.0%</b>	<b>334</b>	<b>4,965</b>	<b>5,616</b>	<b>13.1%</b>	<b>651</b>
<b>Derivados del metano</b>	<b>191</b>	<b>362</b>	<b>90.0%</b>	<b>172</b>	<b>820</b>	<b>1,234</b>	<b>50.4%</b>	<b>414</b>
Amoniaco	175	253	44.0%	77	790	869	10.1%	79
Anhídrido carbónico	15	94	515.2%	78	30	348	1053.5%	318
Metanol	-	16	-	16	-	16	-	16
<b>Derivados del etano</b>	<b>355</b>	<b>282</b>	<b>-20.6%</b>	<b>73</b>	<b>1,290</b>	<b>1,311</b>	<b>1.6%</b>	<b>21</b>
Cloruro de vinilo	56	13	-75.8%	(42)	155	187	20.9%	32
Dicloroetano	0	0	30.0%	0	0	0	-17.7%	(0)
Etileno	21	10	-52.5%	(11)	116	46	-60.0%	(70)
Glicoles etilénicos	48	44	-7.9%	(4)	140	187	33.7%	47
Glicol impuro	0	0	-20.9%	(0)	2	2	-16.7%	(0)
Monoetilenglicol puro	2	1	-33.0%	(1)	9	9	-3.2%	(0)
Oxido de etileno	57	48	-15.4%	(9)	177	238	34.1%	61
Polietileno A.D.	53	32	-40.4%	(22)	195	181	-7.3%	(14)
Polietileno B.D.	74	71	-3.6%	(3)	288	264	-8.5%	(24)
Polietileno Lineal B.D.	44	62	39.7%	18	206	196	-5.0%	(10)
<b>Aromáticos y derivados</b>	<b>41</b>	<b>194</b>	<b>371.1%</b>	<b>153</b>	<b>655</b>	<b>779</b>	<b>18.9%</b>	<b>124</b>
Aromina 100	3	3	-0.2%	(0)	13	12	-1.1%	(0)
Benceno	1	13	1596.5%	12	3	60	2039.5%	57
Estireno	9	26	173.3%	16	91	65	-28.7%	(26)
Fluxoil	0	1	25.7%	0	4	2	-40.0%	(2)
Hidrocarburo de alto octano	19	105	440.0%	85	433	444	2.5%	11
Tolueno	6	21	250.8%	15	52	96	85.5%	44
Xilenos (meta y paraxileno)	2	26	1047.4%	24	60	100	66.4%	40
<b>Propileno y derivados</b>	<b>115</b>	<b>84</b>	<b>-26.9%</b>	<b>(31)</b>	<b>436</b>	<b>425</b>	<b>-2.7%</b>	<b>(12)</b>
Acido cianhídrico	-	2		2	-	6		6
Acrilonitrilo	12	15	23.7%	3	12	55	344.5%	43
Propileno	103	67	-34.7%	(36)	424	363	-14.3%	(61)
<b>Otros</b>	<b>307</b>	<b>420</b>	<b>36.8%</b>	<b>113</b>	<b>1,763</b>	<b>1,868</b>	<b>5.9%</b>	<b>105</b>

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

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

- Un aumento en la cadena de derivados del metano, principalmente de anhídrido carbónico, debido a mayor demanda de compañías refresqueras. Vale la pena mencionar que las dos plantas de amoniaco operaron continuamente en 2010; asimismo, a finales de noviembre de 2010 entró en operación la planta Metanol II en el Complejo Petroquímico (CP) Independencia.
- Durante 2010 se observó un aumento de 1.6% en la cadena de derivados del etano, en particular en la producción de glicoles, debido a los trabajos de expansión en la planta de óxido de etileno del CP Morelos durante el tercer trimestre del 2009. Asimismo, durante 2010 se observó mayor producción de cloruro de vinilo, principalmente en el primer semestre de 2010. Es importante señalar que durante el cuarto trimestre de 2010 se observó una disminución en la cadena de derivados del etano, primordialmente por la salida a mantenimiento de algunas plantas de derivados del etileno; en comparación con el mismo periodo de 2009, donde se observaron también mantenimientos de estas plantas, pero en menor medida.
- Un incremento en la cadena de aromáticos y derivados, debido al cambio de esquema de operación a partir de naftas importadas que contienen mayor cantidad de promotores de aromáticos (C<sub>6</sub>, C<sub>7</sub>, C<sub>8</sub>), lo cual deriva en una mayor producción de benceno, tolueno y xileno destinados para venta. En particular el benceno registró mayores niveles de producción a venta debido a que la planta de estireno tuvo un paro por diagnóstico técnico de junio a septiembre de 2010.

- Una disminución en la cadena de propileno y derivados, debido principalmente al menor proceso de crudo en las refinerías de PEMEX en México.
- Un aumento significativo en el rubro de otros, ligado fundamentalmente a los mantenimientos realizados en el sector de aromáticos en el cuarto trimestre del 2009, en el cual se producen varios productos pertenecientes al rubro de otros.

## Áreas de oportunidad en organismos industriales

### Confiabilidad operacional del SNR

El 30 de diciembre de 2010, el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios autorizó un programa de mejora de desempeño operativo para incrementar la confiabilidad operacional y revertir los resultados negativos del Sistema Nacional de Refinación (SNR). Para ello se estima obtener un incremento en el margen variable de refinación de entre U.S.\$2.0 y U.S.\$2.5 por barril, con relación a los precios y márgenes observados en 2010, en los próximos 30 meses. Las estrategias que conducirán a este resultado son:

- Mejora en rendimientos de destilados
- Mejora en el consumo y uso de energía a(índice e intensidad energética)
- Aumentar la confiabilidad operacional
- Mejora en la programación y planeación de plantas
- Eliminación de trámites redundantes y simplificación en procesos
- Implementación de mecanismos de coordinación operativa y logística con el resto de las áreas

La ejecución del programa se hará por etapas (i) Madero y Salina Cruz, (ii) Cadereyta y Tula, y (iii) Minatitlán y Salamanca.

### Reconfiguración de Minatitlán

Durante 2010 inició el arranque del primer bloque de plantas asociadas a la reconfiguración de Minatitlán:

- La planta de hidrógeno con carga a partir del 20 de agosto de 2010.
- La planta hidrodesulfuradora de diesel U-24000 con carga a partir del 27 de agosto de 2010.
- La planta de azufre tren 1 arrancó el 29 de octubre de 2010.

El arranque del segundo bloque de plantas se tiene programado en marzo de 2011 y la operación ya completa durante el segundo trimestre de 2011.

### Calidad del gas

Con el propósito de cumplir con la nueva Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, emitida el 19 de marzo de 2010, PEMEX realiza las siguientes acciones:

- Control de la concentración del nitrógeno en el gas a proceso.
- Modificación de la planta criogénica II Ciudad Pemex. Se concluyó la ingeniería de detalle y se encuentra en trámite la autorización de la plurianualidad necesaria para la ejecución de la obra.
- Control del contenido de licuables mediante plantas de control de licuables en el Activo Integral Veracruz. Se realizó un muestreo en puntos de inyección para determinar qué campos que rebasan los límites que fija la norma.
- Monitoreo y seguimiento a los parámetros de calidad. Se espera que en diciembre de 2012 estén listas las adecuaciones a los sistemas de muestreo, medición y registro de las especificaciones del gas natural para dar aviso a clientes, permisionarios y a la CRE en caso de desviaciones en los parámetros de calidad.

### Cadenas rentables

#### Aromáticos y derivados

PEMEX realiza 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 cambio a un esquema de operación a partir de naftas importadas.

#### Propileno y derivados

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. Con el fin de maximizar la rentabilidad de esta planta, Pemex-Petroquímica 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 33

PEMEX								
Seguridad industrial y protección ambiental								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
Índice de frecuencia	0.33	0.57	72.5%	0.24	0.42	0.42	-0.7%	(0.00)
Índice de gravedad	23	42	79.4%	19	26	25	-2.1%	-1
Emisiones de óxidos de azufre (t/Mt)	2.84	1.97	-30.4%	(0.86)	2.87	2.10	-26.7%	(0.77)
Reuso de agua / Uso	0.18	0.17	-4.4%	(0.01)	0.17	0.17	-1.3%	(0.00)

**Seguridad industrial**

Por segundo año consecutivo, PEMEX mantuvo el índice de frecuencia más bajo en la historia de la empresa, 0.42 accidentes por cada millón de horas hombre trabajadas (MMhh). Esta cifra es 5% menor al valor de 0.44 registrado por la OGP (Oil & Gas Producers) en el año 2009. Asimismo, el índice de gravedad de accidentes de 2010 se situó en 25 días perdido por MMhh.

**Protección Ambiental**

Al 31 de diciembre de 2010, las emisiones de óxidos de azufre se redujeron 26.7% principalmente por el cierre de pozos con alta relación gas-aceite y la entrada en operación de módulos de inyección de gas a yacimientos en Cantarell, lo cual reduce el volumen de gas amargo enviado a quemadores.

**Bonos de carbono**

El 25 de octubre de 2010 PEMEX 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 en el campo Tres Hermanos de la Región Norte. La reducción estimada de este proyecto es de 82.6 miles de toneladas de bióxido de carbono por año (MtCO<sub>2</sub>a).

Adicionalmente, PEMEX cuenta con los siguientes proyectos en diferentes etapas de registro como MDL ante la ONU.



Cuadro 34

PEMEX

Principales proyectos en proceso de MDL

<u>Organismo</u>	<u>Centro de trabajo</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Reducción estimada MtCO<sub>2</sub>/a</u>
PEP	Terminal Marítima Dos Bocas	Aprovechamiento energético de gases de combustión de turbogeneradores.	83.6
	Región Marina Noreste	Recuperación de calor en los escapes de la turbomaquinaria en centros de proceso en Cantarell.	431.5
PGPB	CPGs Ciudad Pemex, Nuevo Pemex, Poza Rica	Instalación de sellos secos en compresores de gas.	25.9
	CPG Nuevo Pemex	Cogeneración.	942.5
PPQ	CP Morelos	Construcción del sistema de generación eléctrica mediante sustitución de turbogeneradores de vapor por turbogeneradores de gas con recuperación de calor.	901.4
	CP Cangrejera	Cogeneración de turbogeneradores.	679.6
	CP Cosoleacaque	Recuperación mejorada de pozos con inyección de Co <sub>2</sub> en campos del área de Cinco Presidentes	949.0

CPG: Centro Procesador de Gas

CP : Centro Petroquímico

**Plan de Acción  
Climática de  
PEMEX**

El 9 de diciembre de 2010 el Director General, Juan José Suárez Coppel, presentó el Plan de Acción Climática de PEMEX en el marco de la Conferencia COP 16. Dicho plan está considerado en la estrategia de protección ambiental del Plan de Negocios de PEMEX, la cual se desarrolla en torno a cuatro ejes fundamentales:

- Captura de oportunidades operativas
- Sustentabilidad de las inversiones
- Responsabilidad ambiental comunitaria
- Acción climática

El 31 de enero de 2011, el Director General, Juan José Suárez Coppel, y el Secretario General del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM), Carlos Romero Deschamps, suscribieron la política y principios que PEMEX seguirá en materia de seguridad, salud y protección ambiental.

Con este tipo de acciones, PEMEX confirma su compromiso con una operación segura y eficiente que, al tiempo de promover el desarrollo económico del país, ofrezca un entorno sano y alternativas reales para enfrentar el desafío global de combatir el cambio climático.

**Incidente en  
San Martín  
Texmelucan**

El 19 de diciembre de 2010, a las 5:50 horas, ocurrió una fuga de crudo y posteriormente un incendio en el oleoducto Nuevo Teapa-Venta de Carpio, a la altura de la estación de bombeo de San Martín Texmelucan, en Puebla.

PEMEX lamenta profundamente el fallecimiento de 30 personas.

PEMEX ha indemnizado a los afectados por un monto total de aproximadamente Ps. 100 millones y continúa con las labores de limpieza a lo largo del río Atoyac. Asimismo, se analizaron muestras de cinco pozos de abastecimiento de agua, concluyéndose que no hubo afectación al agua de dichos pozos. También se realizaron pruebas de explosividad en 30 registros reportándose valores de 0%. Lo anterior permite concluir que actualmente no existe riesgo para la población.

La Procuraduría General de la República continúa con las investigaciones para determinar las causas del accidente.

**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 el cuarto trimestre de 2010, el faltante estimado de producto sustraído ilícitamente de los ductos de PEMEX fue 45.0% mayor que el faltante estimado en el mismo periodo de 2009, al pasar de 462,013 barriles a 668,901 barriles.

No obstante lo anterior, la tendencia de las reducciones de volumen de producto sustraído estimadas mes a mes a lo largo de 2010, permitió que, al cierre del año, se lograra una reducción global del 30%, con respecto al año de 2009, al pasar de 3,078 Mb a 2,162Mb.

## Anexos

### Nombramientos

El 14 de diciembre de 2010 el Consejo de Administración de PEMEX aprobó los nombramientos de Ignacio Quesada Morales como Director Corporativo de Finanzas; y Carlos Alberto Treviño Medina como Director Corporativo de Administración, en sustitución de Esteban Levin Balcells, quien se retira a la iniciativa privada.

Ignacio Quesada Morales se desempeñaba como Coordinador de Asesores del Secretario de Hacienda y Crédito Público. Carlos Alberto Treviño Medina se desempeñaba como Director Corporativo de Finanzas.

El 7 de enero de 2010 el Presidente Felipe Calderón nombró a José Antonio Meade Kuribreña como nuevo Secretario de Energía, en sustitución de Georgina Kessel Martínez. José Antonio Meade Kuribreña, quien previamente encabezaba la Subsecretaría de Hacienda de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, será el presidente del Consejo de Administración de PEMEX.

El 28 de febrero de 2011, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos nombró a Marco Antonio de la Peña Sánchez como nuevo Abogado General de PEMEX, en sustitución de Iván Aleksei Alemán Loza, quien fungió como encargado del despacho de la Oficina del Abogado General de PEMEX desde el 1 de diciembre de 2010. El nombramiento es efectivo a partir del 3 de marzo de 2011. Marco Antonio de la Peña Sánchez se desempeñaba como Director Jurídico y como Fiduciario en el Banco Nacional de Obras y Servicios (Banobras). Iván Aleksei Alemán Loza sustituyó a José Néstor García Reza.

### Reconocimientos

El 24 de noviembre de 2010 el doctor Marcelo Lozada-Cassou, coordinador del Programa de Ingeniería Molecular en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), recibió el Premio Nacional de Ciencias en el campo de físico-matemáticas. Este premio lo otorga el Gobierno Mexicano por aportaciones destacadas al desarrollo nacional.

### Abatimiento al mercado ilícito de combustibles

PEMEX, en colaboración con la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), la Procuraduría General de la República (PGR), la Secretaría de Marina (SEMAR) y la Policía Federal Preventiva (PFP), ha ejecutado acciones dirigidas a prevenir y abatir los actos ilícitos de robo, extracción, adulteración y comercialización de productos petrolíferos que dañan su integridad y atentan contra la seguridad nacional, al poner en peligro la vida de personas en las comunidades aledañas a sus instalaciones y daños al medio ambiente.

Con el cumplimiento eficaz del programa de Auditorías Técnico Operativas, llevadas a cabo para identificar posibles áreas de vulnerabilidad y verificar la correcta aplicación de los procedimientos operativos, de medición y de manejo de productos, se ha logrado desalentar el robo en los centros de trabajo. Los proyectos implementados en campo que también apoyaron el logro de este fin son:

- los laboratorios móviles;
- el control volumétrico de estaciones de servicio;
- el Sistema Integral de Monitoreo y Control de Terminales (SIMCOT);
- el sistema de rastreo satelital de autotanques; y
- el circuito cerrado de televisión.

No obstante, el sistema de transporte por ducto, por su extensión y dispersión geográfica, es de los activos de la industria petrolera de mayor complejidad en su resguardo; condición aprovechada por la delincuencia para sustraer producto a través de la colocación de tomas clandestinas.

### 4T10

Durante el cuarto trimestre de 2010 el número de tomas clandestinas (TC) identificadas y clausuradas en ductos de PEMEX se elevó a 241; de éstas, 219 correspondieron a ductos de Pemex-Refinación, 8 a ductos de Pemex-Exploración y Producción y 14 en líneas de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. En cada uno de los casos, se presentó la denuncia penal correspondiente.

## 2010

Durante 2010, el número de TC en ductos de PEMEX se elevó a 710. De éstas, 433 correspondieron a tomas clandestinas en poliductos y 198 en oleoductos a cargo de Pemex-Refinación, 22 en ductos de Pemex-Exploración y Producción y 57 en líneas de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Durante 2010, el estado de Veracruz fue la entidad más dañada por la comisión de este delito, al identificarse un 19.0% de su ocurrencia (120 TC) en los ductos de Pemex-Refinación que cruzan por su territorio. Le siguieron los estados de Sinaloa, con un 16% (102 TC), Nuevo León con un 10% (63 TC), Tamaulipas con un 9% (57 TC), Puebla con un 8% (52 TC) y México con un 7% (43 TC).

En cada uno de los casos, se presentaron las denuncias respectivas ante el Ministerio Público Federal, con objeto de proceder con las averiguaciones correspondientes.

**Cuadro A1**

**PEMEX**

**Tipos de cambio y precios de referencias promedio**

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
Pesos por dólar americano (Ps. / U.S.\$)	13.04	12.42	-4.8%	(0.62)	13.57	12.64	-6.8%	(0.93)
Apreciación (depreciación) cambiaria	3.2%	1.2%		(0.02)	3.5%	5.4%		0.02
Mezcla mexicana (U.S.\$/b)	70.26	77.75	10.7%	7.49	57.22	72.05	25.9%	14.83
Gasolina regular de la CNGM (U.S.¢/gal)	191.43	218.31	14.0%	26.88	164.47	206.77	25.7%	42.30
Referencia internacional GLP (Ps./t)	5,743	6,291	9.6%	549	5,778	6,082	5.3%	304
Referencia internacional GLP (Ps./t)	8,240	9,033	9.6%	794	6,519	8,794	34.9%	2,275
Gas natural (U.S.\$/MMBtu)	4.25	3.78	-11.2%	(0.48)	3.92	4.38	11.8%	0.46

**Cuadro A2**

**PEMEX**

**Volumen de ventas en el país**

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>3,249</b>	<b>3,253</b>	<b>0.1%</b>	<b>3</b>	<b>3,119</b>	<b>3,254</b>	<b>4.3%</b>	<b>135</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>1,824</b>	<b>1,774</b>	<b>-2.7%</b>	<b>(50)</b>	<b>1,772</b>	<b>1,763</b>	<b>-0.5%</b>	<b>(9)</b>
Gasolinas automotrices	815	817	0.2%	1	792	802	1.2%	10
Combustóleo	216	162	-25.0%	(54)	209	185	-11.5%	(24)
Diesel	365	382	4.8%	18	359	371	3.4%	12
Gas licuado de petróleo (GLP)	302	308	2.1%	6	281	288	2.5%	7
Turbosina	54	50	-7.5%	(4)	55	56	1.6%	1
Otros	72	56	-23.2%	(17)	76	61	-19.3%	(15)
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>1,013</b>	<b>997</b>	<b>-1.6%</b>	<b>(16)</b>	<b>4,014</b>	<b>4,197</b>	<b>4.6%</b>	<b>183</b>

## Cuadro A3

## PEMEX

## Volumen de exportaciones

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
<b>Crudo (Mbd)</b>	<b>1,236</b>	<b>1,497</b>	<b>21.1%</b>	<b>261</b>	<b>1,222</b>	<b>1,361</b>	<b>11.3%</b>	<b>138</b>
Maya <sup>(1)</sup>	1,027	1,142	11.2%	115	1,065	1,074	0.9%	9
Istmo	13	133	917.5%	120	14	75	429.1%	61
Olmeca	196	222	13.2%	26	143	212	47.6%	68
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>61</b>	<b>9</b>	<b>-84.6%</b>	<b>(52)</b>	<b>67</b>	<b>19</b>	<b>-71.1%</b>	<b>(47)</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>223</b>	<b>192</b>	<b>-13.7%</b>	<b>(31)</b>	<b>245</b>	<b>194</b>	<b>-20.6%</b>	<b>(51)</b>
Gasolinas automotrices	2	-	-100.0%	(2)	3	-	-100.0%	(3)
Combustóleo	128	123	-3.9%	(5)	122	124	1.3%	2
Diesel	7	-	-100.0%	(7)	5	0.4	-91.3%	(4)
GLP	0.1	0.1	1.2%	0	1	0.1	-90.7%	(1)
Turbosina	7	-	-100.0%	(7)	4	1	-68.9%	(3)
Naftas	71	69	-2.2%	(2)	69	68	-1.0%	(1)
Otros	8	-	-100.0%	(8)	41	1	-98.3%	(40)
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>201</b>	<b>133</b>	<b>-33.8%</b>	<b>(68)</b>	<b>779</b>	<b>698</b>	<b>-10.5%</b>	<b>(82)</b>

(1) Incluye Altamira.

## Cuadro A4

## PEMEX

## Volumen de importaciones

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
<b>Gas seco (MMpcd)</b>	<b>473</b>	<b>579</b>	<b>22.3%</b>	<b>106</b>	<b>422</b>	<b>536</b>	<b>26.9%</b>	<b>114</b>
<b>Petrolíferos (Mbd)</b>	<b>530</b>	<b>722</b>	<b>36.4%</b>	<b>193</b>	<b>506</b>	<b>628</b>	<b>24.0%</b>	<b>122</b>
Gasolinas automotrices	346	441	27.4%	95	322	383	19.0%	61
Combustóleo	21	3	-84.2%	(18)	39	12	-67.8%	(26)
Diesel	43	143	235.6%	100	48	106	122.7%	59
GLP	105	102	-1.9%	(2)	80	79	-1.9%	(2)
Turbosina	-	4	-	4	1	4	254.8%	3
Naftas	-	28	-	28	5	31	488.8%	26
Otros	15	0	-96.8%	(15)	11	12	5.8%	1
<b>Petroquímicos (Mt)</b>	<b>178</b>	<b>102</b>	<b>-42.9%</b>	<b>(76)</b>	<b>568</b>	<b>395</b>	<b>-30.5%</b>	<b>(173)</b>

Cuadro A5<sup>10</sup>

PEMEX				
Instrumentos financieros derivados				
	2009	Al 31 de diciembre de		2010
		2010	Variación	
<b>Instrumentos financieros derivados asociados a deuda y activos</b>				
	(Ps. MM)			
<b>Monto nominal (Ps. MM)</b>	<b>165,595</b>	<b>146,008</b>	<b>(19,587)</b>	<b>11,816</b>
Swaps de tasa de interés	10,996	9,900	(1,096)	801
Swaps de moneda	118,315	101,789	(16,526)	8,237
Swaps de moneda extinguidos	16,583	15,692	(891)	1,270
Swaps de activos	19,701	18,627	(1,073)	1,507
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>8,698</b>	<b>8,725</b>	<b>27</b>	<b>706</b>
Swaps de tasa de interés	(1,395)	(1,212)	183	(98)
Swaps de moneda	6,732	5,772	(960)	467
Swaps de moneda extinguidos	3,241	2,444	(797)	198
Swaps de activos	120	1,721	1,600	139
<b>Instrumentos financieros derivados de gas natural</b>				
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>198</b>	<b>93</b>	<b>(105)</b>	<b>7.5</b>
Swaps largos	(4,841)	(2,564)	2,277	(207.5)
Swaps cortos	5,038	2,657	(2,381)	215.0
Opciones largas	318	79	(238)	6.4
Opciones cortas	(318)	(79)	238	(6.4)
<b>Volumen (MMBtu)</b>	<b>(52,653)</b>	<b>(19,029)</b>	<b>33,624</b>	
Swaps largos	126,005,613	58,417,932	(67,587,681)	
Swaps cortos	(126,053,351)	(58,437,033)	67,616,317	
Opciones largas	38,067,532	14,623,910	(23,443,623)	
Opciones cortas	(38,072,448)	(14,623,837)	23,448,610	
<b>Instrumentos financieros derivados de otros hidrocarburos</b>				
<b>Valuación a mercado (Ps. MM)</b>	<b>(372)</b>	<b>(116)</b>	<b>256</b>	<b>(9)</b>
<b>Volumen (MMb)</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>(4)</b>	

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

Cuadro A6<sup>11</sup>PEMEX  
Información por segmentos

	<u>Exploración y Producción</u>	<u>Refinación</u>	<u>Gas y Petroquímica Básica</u>	<u>Petroquímica</u>	<u>Compañías Subsidiarias y Corporativo</u>	<u>Eliminaciones entre entidades</u>	<u>Total</u>
(Ps. MM)							
<b>Del 1 de ene. al 31 de dic. de 2010</b>							
Ventas totales	980,603	606,057	199,457	41,326	946,138	(1,491,516)	1,282,064
Clientes externos	-	533,723	125,392	24,739	592,908	-	1,276,761
Intersegmentos	980,603	68,865	74,065	16,587	350,824	(1,490,944)	0
Ingresos por servicios	-	3,469	-	-	2,407	(572)	5,303
Depreciación y amortización	82,245	8,906	3,532	1,166	633	-	96,482
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	38,822	38,975	7,769	10,618	18,092	-	114,276
Rendimiento bruto	744,434	(106,207)	12,149	(5,456)	49,841	(44,987)	649,774
Rendimiento de operación	712,064	(155,643)	1,006	(15,362)	5,138	(1,681)	545,521
Resultado integral de financiamiento	(20,889)	(2,239)	2,856	(39)	8,232	109	(11,969)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	649,814	-	1,652	35	2,641	-	654,141
Rendimiento neto	34,367	(83,082)	3,573	(15,120)	(42,078)	54,878	(47,463)
<b>Al 31 de diciembre de 2010</b>							
Total activo	1,539,311	524,632	145,066	89,541	1,818,445	(2,724,280)	1,392,715
Activo circulante	746,362	322,293	100,421	70,588	917,048	(1,843,282)	313,429
Inversiones en acciones y valores	753	157	1,983	-	333,014	(324,791)	11,116
Propiedades, mobiliario y equipo	789,474	201,827	42,383	17,794	9,911	-	1,061,388
Altas de activo fijo	176,348	24,586	3,631	2,217	1,240	-	208,023
Total pasivo	1,249,248	587,355	94,353	80,046	1,894,981	(2,399,485)	1,506,499
Pasivo de corto plazo	433,339	323,872	29,850	17,323	1,234,287	(1,831,418)	207,254
Reserva para beneficios a empleados	228,030	225,324	55,741	62,105	90,165	-	661,365
Patrimonio	290,063	(62,723)	50,713	9,495	(76,536)	(324,795)	(113,783)
<b>Del 1 de ene. al 31 de dic. de 2009</b>							
Ventas totales	827,653	530,616	171,968	49,954	747,770	(1,238,040)	1,089,921
Clientes externos	-	466,239	111,245	18,885	488,260	-	1,084,630
Intersegmentos	827,653	61,001	60,723	31,069	256,482	(1,236,928)	0
Ingresos por servicios	-	3,376	-	-	3,027	(1,112)	5,292
Depreciación y amortización	62,375	9,023	3,676	1,143	674	-	76,891
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	34,995	35,426	7,962	9,900	17,368	-	105,652
Rendimiento bruto	607,234	(85,483)	7,653	(8,974)	50,789	(42,432)	528,786
Rendimiento de operación	576,366	(129,814)	(4,789)	(20,370)	8,363	(1,478)	428,277
Resultado integral de financiamiento	(27,778)	(157)	2,749	100	9,778	-	(15,308)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	538,597	3,310	693	291	3,744	-	546,633
Rendimiento neto	5,436	(92,455)	(1,190)	(19,998)	(87,938)	101,483	(94,662)
<b>Al 31 de diciembre de 2009</b>							
Total activo	2,983,700	496,044	133,498	86,943	1,802,500	(4,170,648)	1,332,037
Activo circulante	2,269,248	308,544	89,661	69,108	904,064	(3,290,928)	349,697
Inversiones en acciones y valores	610	157	1,503	-	375,194	(367,702)	9,762
Propiedades, mobiliario y equipo	711,503	186,971	42,128	17,488	9,501	-	967,591
Altas de activo fijo	182,072	24,347	2,337	2,124	1,369	-	212,249
Total pasivo	2,731,841	484,187	89,416	64,252	1,832,128	(3,802,947)	1,398,877
Pasivo de corto plazo	2,007,474	248,244	32,420	9,493	1,225,704	(3,280,374)	242,960
Reserva para beneficios a empleados	198,641	195,907	49,111	53,969	78,573	-	576,201
Patrimonio	251,859	11,858	44,081	22,691	(29,628)	(367,701)	(66,840)

<sup>11</sup> Conforme a lo establecido en la NIF B-8 "Estados Financieros Consolidados o Combinados", los resultados por segmento -para efectos de consolidación- son netos de utilidades y pérdidas no realizadas, por lo tanto, pueden no coincidir con los reportados en la sección de "Rendimiento por Organismo Subsidiario".

## Cuadro A7

Licitaciones superiores a los Ps. 100 MM en el 4T10  
Pemex Exploración y Producción

Licitación	Importe (P.s. MM)	Fecha de fallo	Descripción	Resultado	Licitante adjudicado
1857510-002-10	483.8	05/10/2010	DESARENADOR AUTOMATIZADO EN POZOS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN EL ACTIVO INTEGRAL BURGOS	ADJUDICADA	PRODUCTION ENHANCEMENT MEXICO
1857510-004-10	313.0	08/12/2010	RESCATE Y SANEAMIENTO DE LA LAGUNA LA ESCONDIDA: ETAPA DE DESAZOLVE Y CONSTRUCCIÓN DE VERTEDERO Y DESARENADOR	ADJUDICADA	TRANSPORTACIONES Y CONSTRUCCIONES TAMAULIPECOS
18575050-002-10	162.3	13/10/2010	TRABAJOS INTEGRALES DE FLUIDOS DE CONTROL, SEPARACIÓN DE SÓLIDOS Y MANEJO DE RESIDUOS	ADJUDICADA	GLOBAL DRILLING FLUIDS DE MÉXICO
18575062-029-10	123.5	08/11/2010	CONSTRUCCIÓN, AMPLIACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO Y OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOCALIZACIONES PARA PERFORACIÓN EN LA REGIÓN SUR	ADJUDICADA	MONTREAL CONSTRUCCIONES

## Cuadro A8

Licitaciones superiores a los Ps. 100 MM en el 4T10  
Petróleos Mexicanos

Licitación	Importe (P.s. MM)	Fecha de fallo	Descripción	Resultado	Licitante adjudicado
18572002-005-10	3,125.6	05/11/2010	PÓLIZA DE SEGURO ABIERTA CONTRA RIESGOS A ASOCIADOS A LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE PARA LOS PROYECTOS COSTA AFUERA EN EL GOLFO DE MÉXICO PARA PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	ADJUDICADA	SEGUROS INBURSA

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor ingrese a [www.ri.pemex.com](http://www.ri.pemex.com) y posteriormente a Lista de distribución.

Si desea contactarnos, favor de llamar o mandar un correo a [ri@pemex.com](mailto:ri@pemex.com):

Teléfono: (52 55) 1944-9700

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

Celina Torres  
[celina.torres@pemex.com](mailto:celina.torres@pemex.com)

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

Ana Lourdes Benavides  
[ana.lourdes.benavides@pemex.com](mailto:ana.lourdes.benavides@pemex.com)

**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. se han realizado al tipo de cambio prevaletiente al 31 de diciembre de 2010 de Ps. 12.3571 = US\$ 1.00. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado.



**Régimen fiscal**

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

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

**Reservas de hidrocarburos**

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 octubre al 31 de diciembre 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.