

Reporte de resultados dictaminados de Petr6leos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compa1as Subsidiarias al 31 de diciembre de 2010^{1,2}

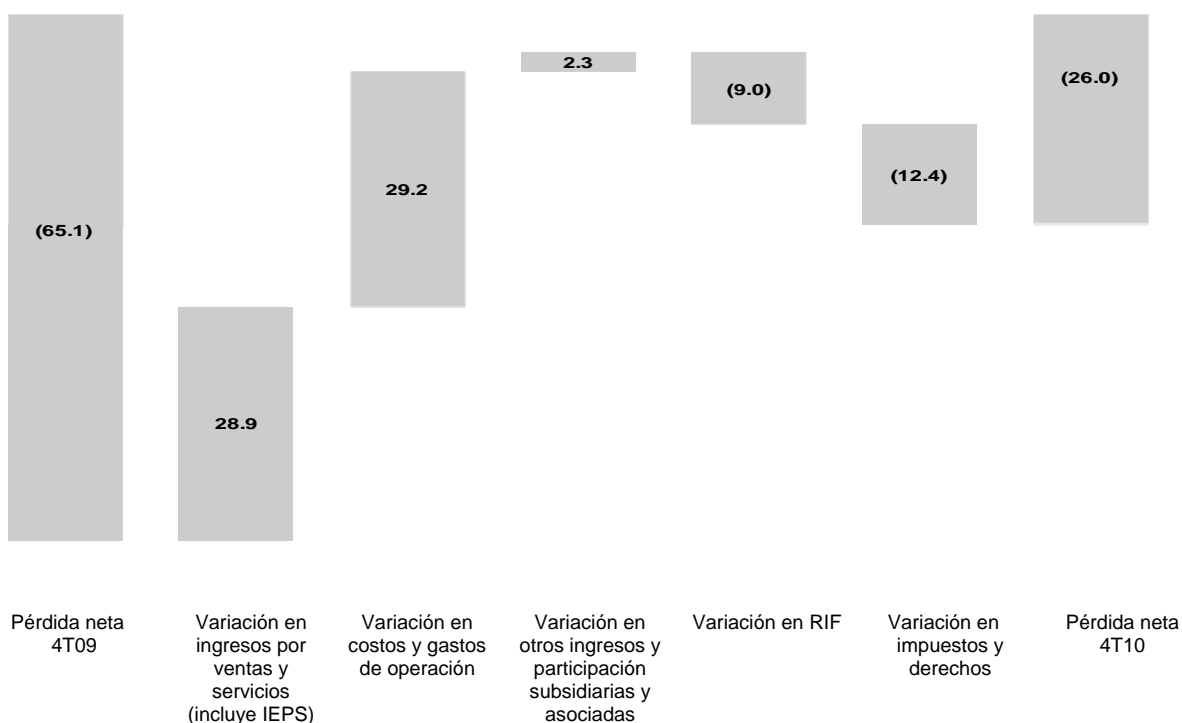
S6ntesis de informaci3n trimestral

- Los ingresos totales por ventas y servicios aumentaron 11%, ubic6ndose en Ps. 343 mil millones. Los ingresos totales incluyendo IEPS³ aumentaron 9%, ubic6ndose en Ps. 359 mil millones, principalmente por el alza en precios de 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 p6rdida neta se ubic3 en Ps. 26 mil millones, lo que representa una disminuci3n de Ps. 39 mil millones en relaci3n con la p6rdida 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. 810.1 mil millones.
- La p6rdida neta se ubic3 en casi Ps. 48 mil millones, lo cual representa una disminuci3n de 50% en relaci3n con la p6rdida 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



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

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

³ Impuesto Especial sobre Producci3n y Servicios.

Desempeño financiero al 31 de diciembre de 2010

Cuadro 1

PEMEX

Estado de resultados consolidado

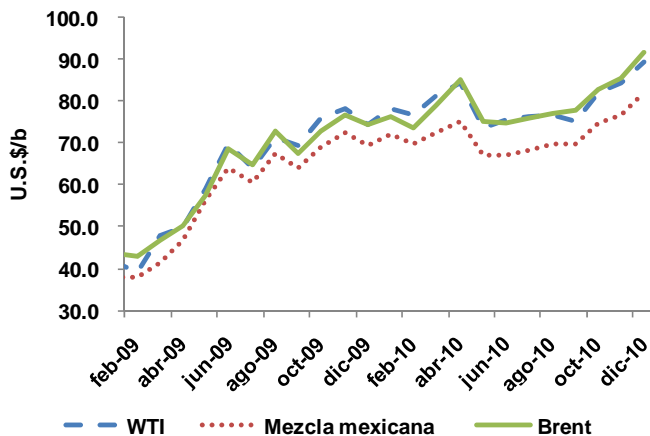
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)		
Ventas totales	310,566	343,047	10.5%	32,481	27,761	1,089,921	1,282,064	17.6%	192,143	103,751
En México	162,409	176,148	8.5%	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
Costo de ventas	209,078	181,663	-13.1%	(27,415)	14,701	561,135	632,290	12.7%	71,155	51,168
Rendimiento bruto	101,488	161,385	59.0%	59,896	13,060	528,786	649,774	22.9%	120,988	52,583
Gastos generales	31,148	29,374	-5.7%	(1,774)	2,377	100,509	104,253	3.7%	3,744	8,437
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
Rendimiento de operación	70,340	132,011	87.7%	61,670	10,683	428,277	545,521	27.4%	117,244	44,146
Otros ingresos (gastos)	15,418	13,189	-14.5%	(2,229)	1,067	40,293	72,008	78.7%	31,715	5,827
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)
Resultado integral de financiamiento	6,614	(2,345)	-135.5%	(8,959)	(190)	(15,308)	(11,969)	21.8%	3,339	(969)
Participación en resultados de subs. y asociadas que no consolidan	(237)	749	416.2%	986	61	(1,291)	1,118	186.6%	2,410	90
Rendimiento antes de impuestos y derechos	92,136	143,604	55.9%	51,468	11,621	451,971	606,678	34.2%	154,707	49,096
Impuestos y derechos	157,268	169,646	7.9%	12,378	13,729	546,633	654,141	19.7%	107,508	52,936
Pérdida neta	(65,133)	(26,042)	60.0%	39,090	(2,107)	(94,662)	(47,463)	49.9%	47,200	(3,841)

Cuadro 2

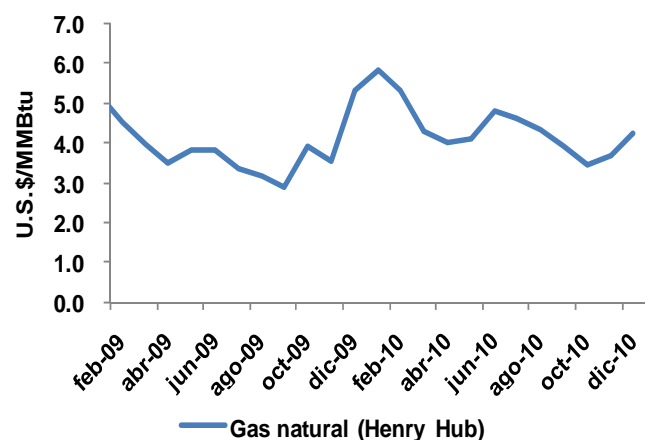
PEMEX

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

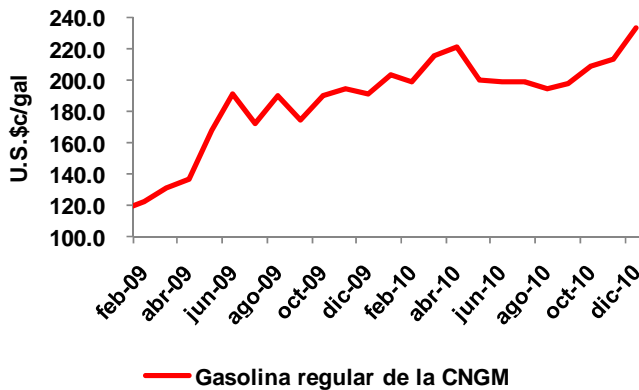
Fuente: Reuters y PEMEX.

Gráfica 3
Precios del gas natural (Henry Hub)

Fuente: Reuters y PEMEX.

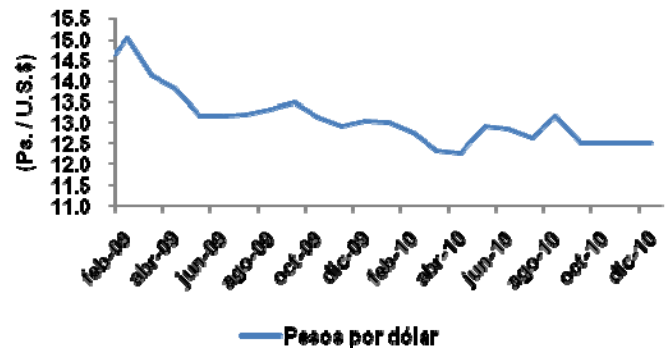
Gráfica 4

Precios de la gasolina regular en la CNGM



Gráfica 5

Tipo de cambio peso-dólar



Fuente: Reuters y PEMEX.

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)		
Ingresos totales por ventas y servicios (incluye IEPS)	330,303	359,199	8.7%	28,896	29,068	1,127,322	1,355,637	20.3%	228,315	109,705
Ingresos totales por ventas y servicios Ventas en México (incluye IEPS)	182,146	192,299	5.6%	10,154	15,562	633,771	757,426	17.6%	192,143	103,751
Ventas México	162,409	176,148	8.5%	13,738	14,255	596,370	683,853	14.7%	87,484	55,341
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
De exportación	146,904	165,792	12.9%	18,888	13,417	488,260	592,908	21.4%	104,647	47,981
Crudo y condensados	106,062	132,866	25.3%	26,804	10,752	344,970	451,867	31.0%	106,898	36,567
Gas seco	383	42	-89.0%	(341)	3	1,402	402	-71.4%	(1,001)	32
Petrolíferos	16,758	15,557	-7.2%	(1,201)	1,259	57,941	61,526	6.2%	3,585	4,979
Petroquímicos	447	652	45.9%	205	53	1,863	3,089	65.8%	1,226	250
Otros	23,254	16,674	-28.3%	(6,580)	1,349	82,085	76,024	-7.4%	(6,061)	6,152
Ingresos por servicios	1,253	1,108	-11.6%	(145)	90	5,292	5,303	0.2%	12	429

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 mil millones (U.S.\$29.1 mil millones).

2010

Los ingresos totales por ventas y servicios considerando el IEPS negativo devengado aumentaron 20.3%, situándose en Ps. 1,355.6 mil millones (U.S.\$109.7 mil 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 mil millones (U.S.\$15.6 mil millones):

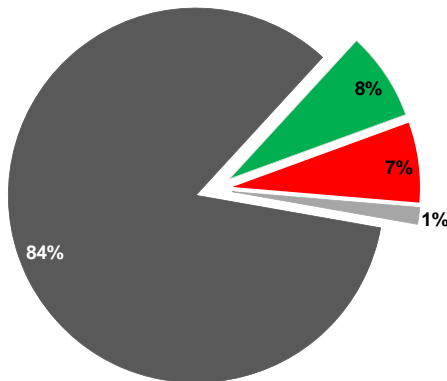
- Incluyendo el IEPS negativo devengado, las ventas de petrolíferos aumentaron 6.5% a Ps. 170.3 mil millones, principalmente por mayores precios de gasolinas y diesel.
- Las ventas de gas natural disminuyeron 7.1%, a Ps. 14.9 mil millones, como consecuencia de la reducción en precios promedio. Como referencia, el precio del gas natural (Midpoint 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 mil millones debido principalmente al incremento en precios promedio.

2010

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

Ventas por exportaciones

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



■ Estados Unidos ■ Europa ■ Lejano Oriente ■ Resto de América

4T10

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

- Las exportaciones de crudo y condensados aumentaron 25.3%, a Ps. 132.9 mil 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 7.2%, a Ps. 15.6 mil millones, básicamente por menor disponibilidad de producto para exportación.
- Las ventas por exportaciones de petroquímicos aumentaron 45.9%, a Ps. 0.7 mil millones, como resultado principalmente de mayores precios de azufre y butadieno.
- Las ventas por exportaciones de gas natural seco disminuyeron 89.0%, principalmente por menor disponibilidad.

2010 Las ventas por exportaciones aumentaron 21.4%, ubicándose en Ps. 592.9 mil millones (U.S.\$48.0 mil millones), debido esencialmente al incremento en precios y volúmenes de crudo de exportación comercializados.

Costo de ventas

4T10 El costo de ventas disminuyó 13.1%, totalizando Ps. 181.7 mil millones, principalmente debido a un efecto favorable en la variación de inventarios que fue parcialmente compensado por mayor compra de productos de importación y amortización de pozos.

El cociente del costo de ventas en relación a ingresos totales por ventas y servicios incluyendo IEPS se ubicó en 50.6%, 12.7 puntos porcentuales menor al del periodo comparable.

2010 El costo de ventas aumentó 12.7%, a Ps. 632.3 mil millones (U.S.\$51.2 mil millones), en comparación con 2009. La variación se debe principalmente a:

- un aumento de Ps. 81.0 mil millones por la compra de productos, principalmente de importación, tales como gasolinas, componentes de productos ultra bajo azufre (UBA) y diesel;
- un aumento de Ps. 19.6 mil millones de depreciación y amortización;
- un aumento de Ps. 8.6 mil millones en el costo neto del periodo de beneficios a los empleados;
- lo anterior es parcialmente compensado por un efecto favorable de Ps. 38.0 mil millones en la variación de inventarios ya que en 2009 se valoraron a precio de mercado y en 2010 a costos de producción.

El cociente de costo de ventas en relación a ingresos totales por ventas y servicios incluyendo IEPS se ubicó en 46.6%, 3.1 puntos porcentuales menos que 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		
	(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	11.3%	74,899	59,605
Costo de ventas	209,078	181,663	-13.1%	(27,415)	14,701	561,135	632,290	12.7%	71,155	51,168
Gastos generales	31,148	29,374	-5.7%	(1,774)	2,377	100,509	104,253	3.7%	3,744	8,437
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
Costo neto del periodo de beneficios a los empleados	33,374	26,037	-22.0%	(7,337)	2,107	105,652	114,276	8.2%	8,624	9,248
Depreciación y amortización	14,026	26,060	85.8%	12,033	2,109	76,891	96,482	25.5%	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 los empleados se deben al incremento natural de edad y antigüedad, así como a la actualización de hipótesis financieras y biométricas.

Otros ingresos (gastos)

La variación trimestral y la acumulada de otros ingresos (gastos) se deben básicamente al incremento del IEPS negativo devengado, parcialmente contrarrestado por el registro del deterioro de activos fijos del campo Burgos de Pemex-Exploración y Producción por Ps. 11.7 mil 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	
	(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 mil 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 mil millones con respecto a 2009. La variación se debió principalmente a que la apreciación de 5.4% del peso respecto al dólar durante 2010 fue mayor a la apreciación observada en 2009, que fue de 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)	
Impuestos y derechos	157,268	169,646	7.9%	12,378	13,729	546,633	654,141	19.7%	107,508	52,936
Derechos sobre hidrocarburos	158,293	173,713	9.7%	15,419	14,058	537,911	649,741	20.8%	111,830	52,580
Derecho ordinario sobre hidrocarburos	133,761	146,443	9.5%	12,682	11,851	450,694	549,422	21.9%	98,727	44,462
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	316
Derecho para la fiscalización petrolera	7	8	6.5%	0.5	1	25	29	15.6%	4	2
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	6,011
Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo	-	4,608		4,608	373	-	10,893		10,893	882
Derecho sobre extracción de hidrocarburos	992	932	-6.0%	(59)	75	2,722	3,498	28.5%	776	283
Derecho especial sobre hidrocarburos	246	644	162.2%	398	52	5,919	3,176	-46.3%	(2,743)	257
Derecho adicional sobre hidrocarburos	-	162		162	13	-	162		162	13
Derecho único sobre hidrocarburos	835	1,344	60.9%	509	109	2,734	4,389	60.5%	1,655	355
Otros impuestos y derechos	(1,025)	(4,066)	296.7%	(3,041)	(329)	8,722	4,400	-49.6%	(4,322)	356

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 mil millones (U.S.\$2.1 mil millones), lo que representa una pérdida menor en Ps. 39.1 mil millones, respecto al mismo trimestre de 2009.

2010 PEMEX registró una pérdida de Ps. 47.5 mil millones (U.S.\$3.8 mil millones), en comparación con una pérdida neta de Ps. 94.7 mil millones en 2009.

La pérdida del trimestre y la pérdida anual obedecen a que los impuestos y derechos pagados fueron superiores al rendimiento antes de impuestos y derechos.

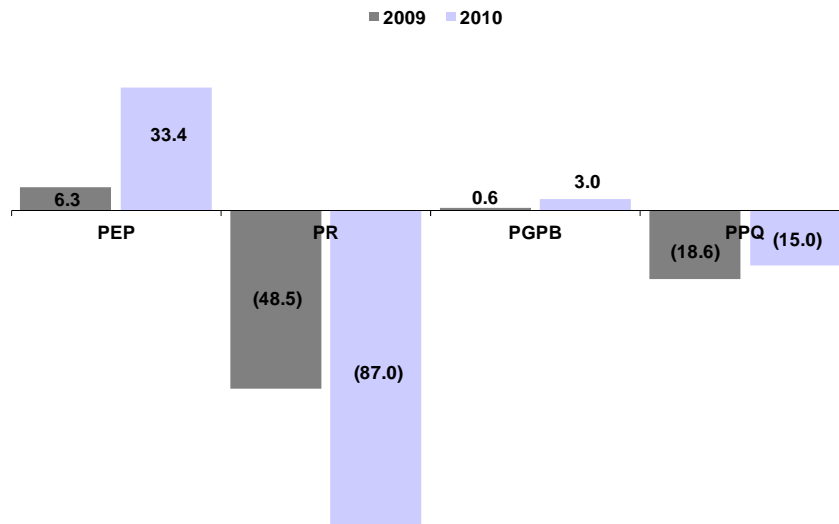
Rendimiento (pérdida) neto ajustado de 2010

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 mil millones (U.S.\$5.5 mil millones). A continuación se describe este cálculo:

Cuadro 7⁴		
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
Rendimiento neto ajustado	68,198	5,519

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..

⁴ El costo del subsidio se refiere a la diferencia entre el precio de referencia internacional y el precio al cual se vende el GLP en México. El gasto de transportación y distribución de gasolinas y diesel para uso automotriz es equivalente a los costos no reconocidos en mecanismos de precios de gasolinas y diesel para uso automotriz; éstos incluyen tanto gastos de transportación y distribución como costos de productos de ultra bajo azufre. La disminución en derechos por el reconocimiento de costos y gastos de operación realizados en años previos es un ajuste de una sola vez.

PEP

Durante 2010, el rendimiento de operación por barril de petróleo crudo equivalente de Pemex-Exploración y Producción (PEP) aumentó 22.9%, al situarse en U.S.\$50.6 por barril, debido principalmente a mayores precios de crudo y gas. La tasa efectiva de impuestos y derechos sobre el rendimiento de operación disminuyó 2.2 puntos porcentuales para ubicarse en 91.3%. En consecuencia, PEP registró un rendimiento neto de Ps. 33.4 mil millones, en comparación con un rendimiento neto de Ps. 6.3 mil millones en 2009.

Cuadro 8
PEMEX
Indicadores seleccionados

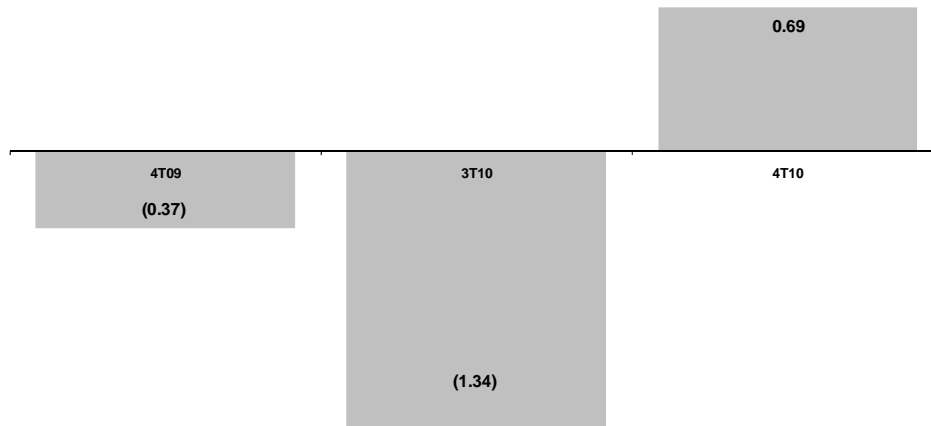
Pemex-Exploración y Producción	Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación	2010 (U.S.\$/bpce)
Ventas totales / Producción total de hidrocarburos (Ps. / bpce)	731.2	861.5	130.3	69.7
Rendimiento de operación / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	509.2	625.6	116.4	50.6
Rendimiento neto / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	4.8	30.2	25.4	2.4
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.

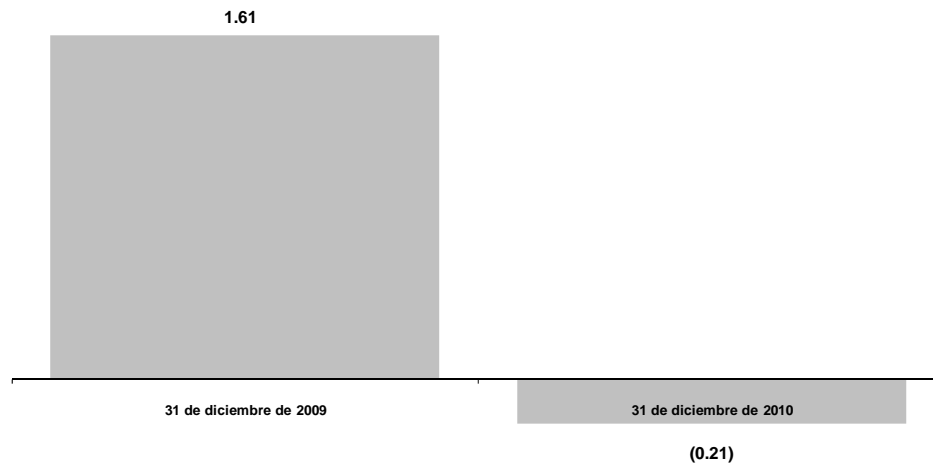
PR

En 2010 la pérdida de operación de Pemex-Refinación se ubicó en Ps. 159.5 mil millones; en consecuencia la pérdida neta fue de Ps. 87.0 mil millones, que representa un incremento de Ps. 38.4 mil millones con respecto a la pérdida neta de 2009.

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 refinación⁵ 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 mil millones en 2010, en comparación con una pérdida de operación de Ps. 3.0 mil millones en 2009. En consecuencia, PGPB obtuvo un rendimiento neto de Ps. 3.0 mil millones, en comparación con un rendimiento neto de Ps. 0.5 mil millones en el mismo periodo de 2009.

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

PPQ

La pérdida de operación de Pemex-Petroquímica (PPQ) disminuyó 19.6%, para ubicarse en Ps. 15.3 mil millones. La pérdida neta de PPQ durante 2010 disminuyó 19.3%, situándose en Ps. 15.0 mil millones, en comparación con Ps. 18.6 mil millones en 2009. Este resultado se debió especialmente a que dejaron de operar las cadenas de producción donde PEMEX es menos rentable.

⁵ 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 refinerías) y servicios auxiliares (energía eléctrica, agua y catalizadores).

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)	(U.S.\$MM)
	(Ps. MM)				
Total activo	1,332,037	1,392,715	4.6%	60,678	112,706
Activo circulante	349,697	313,429	-10.4%	(36,267)	25,364
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
Inversión en acciones y valores	9,762	11,116	13.9%	1,354	900
Propiedades, mobiliario y equipo	967,592	1,061,388	9.7%	93,796	85,893
Otros activos	4,987	6,782	36.0%	1,795	549
Total pasivo	1,398,877	1,506,499	7.7%	107,621	121,914
Pasivo circulante	242,960	207,254	-14.7%	(35,707)	16,772
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
Pasivo a largo plazo	1,155,917	1,299,245	12.4%	143,328	105,142
Deuda a largo plazo	529,258	575,171	8.7%	45,912	46,546
Reserva para créditos diversos y otros	43,524	55,493	27.5%	11,969	4,491
Reserva para beneficios a los empleados	576,201	661,365	14.8%	85,164	53,521
Impuestos diferidos	6,933	7,216	4.1%	283	584
Total patrimonio	(66,840)	(113,783)	(46,943)	(9,208)	
Total pasivo y patrimonio	1,332,037	1,392,715	4.6%	60,678	112,706

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 mil millones. Lo anterior se debe esencialmente a:

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

Propiedades, mobiliario y equipo

Propiedades, mobiliario y equipo aumentó 9.7% o Ps. 93.8 mil millones de pesos para situarse en Ps. 1,061.4 mil 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.

Pasivo de corto plazo

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

Actividades de inversión**Ejercicio 2010**

Durante 2010 se ejercieron Ps. 268.5 mil millones, lo que representa 102.0% de la inversión programada de Ps. 263.4 mil millones. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 239.4 mil millones a Exploración y Producción⁶, de los cuales Ps. 29.4 mil millones se destinaron a exploración;
- Ps. 22.5 mil millones a Refinación;
- Ps. 3.9 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 2.5 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.2 mil millones a Petróleos Mexicanos.

Presupuesto 2011

Para el 2011 la inversión estimada es de Ps. 286.3 mil millones⁷. La distribución estimada es la siguiente⁸:

- Ps. 243.4 mil millones a Exploración y Producción⁹, de los cuales Ps. 35.2 mil millones se destinarán a exploración;
- Ps. 32.6 mil millones a Refinación;
- Ps. 5.2 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 3.3 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 1.8 mil millones a Petróleos Mexicanos.

⁶ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

⁷ Presupuesto de Egresos de la Federación 2011.

⁸ Los montos de inversión podrían modificarse posteriormente en función de ajustes presupuestales.

⁹ 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)				
Deuda total	631,859	664,725	5.2%	32,867	53,793
Corto plazo	102,600	89,555	-12.7%	(13,046)	7,247
Largo plazo	529,258	575,171	8.7%	45,912	46,546
Efectivo y equivalentes de efectivo	159,760	133,587	-16.4%	(26,173)	10,811
Deuda neta total	472,098	531,138	12.5%	59,040	42,982

Neta

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

Cuadro 12		
PEMEX		
Perfil de vencimientos de la deuda		
	Al 31 de diciembre de 2010	
	(Ps. MM)	(U.S.\$MM)
Deuda total	664,725	53,793
En pesos mexicanos	131,324	10,627
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	52,687	4,264
En otras monedas	533,402	43,166
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	327,269	26,484

Cuadro 13¹⁰						
PEMEX						
Exposición del principal de la deuda						
	2009		2010		2010	
	Por moneda	Porcentaje	Porcentaje	Porcentaje	A tasa flotante	
		A tasa fija	A tasa fija	A tasa fija		
Total	100.0%	100.0%	57.6%	54.5%	42.5%	45.5%
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%

¹⁰ 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		
	<u>2009</u>	<u>2010</u> (Años)	<u>Variación</u>
Total	3.9	4.2	0.3
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 importe esperado de deuda a recaudar en 2011 es de alrededor de U.S.\$8.0 mil millones y el endeudamiento neto se espera esté por debajo de U.S.\$1.5 mil 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

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

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 trimestral 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 mil 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 trimestral 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 revolving por un monto de U.S.\$1.25 mil 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 mil millones y están disponibles en su totalidad.

Patrimonio

Cuadro 16
PEMEX
Patrimonio

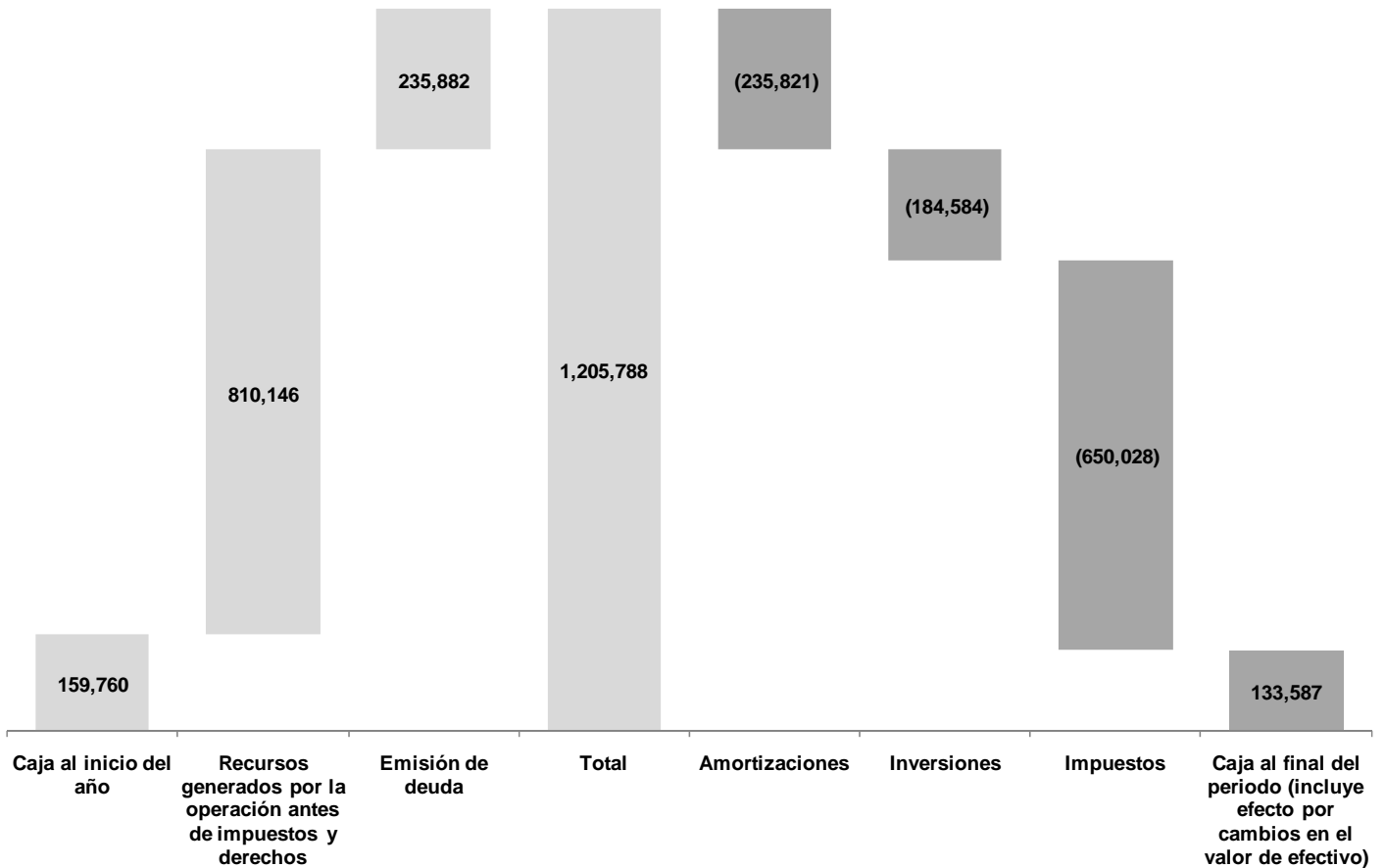
	Al 31 de diciembre de		Variación	2010	
	2009 (Ps. MM)	2010		(U.S.\$MM)	
Total patrimonio	(66,840)	(113,783)	(46,943)	(9,208)	
Certificados de aportación "A"	96,958	96,958	0.0%	-	7,846
Incremento patrimonio Org. Subs.	180,382	180,382	0.0%	0.1	14,597
Reserva legal	988	988	0.0%	-	80
Superavit por donación	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 mil millones, en comparación con Ps. 66.8 mil millones registrado en el mismo periodo del año previo. La variación de Ps. 46.9 mil 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
 (Millones de pesos)



- 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. 810.1 mil millones, lo que representa un incremento de Ps. 91.1 mil millones respecto a 2009.
- Durante 2010 se obtuvieron recursos por Ps. 235.9 mil millones y se amortizaron Ps. 185.1 mil millones, por lo que el endeudamiento neto ascendió a Ps. 50.7 mil 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)	
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	451,971	606,678	34.2%	154,707	49,096
Partidas relacionadas con actividades de inversión:	94,797	113,673	19.9%	18,876	9,199
Depreciación y amortización	76,891	96,482	25.5%	19,591	7,808
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	1,731	9,959	475.2%	8,227	806
Utilidad (pérdida) en venta de propiedades, maquinaria y equipo	949	3,074	224.1%	2,126	249
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	1,291	(1,118)	-186.6%	(2,410)	(90)
Pozos no exitosos	13,935	5,276	-62.1%	(8,658)	427
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:	21,005	13,141	-37.4%	(7,864)	1,063
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(18,449)	(28,459)	-54.3%	(10,009)	(2,303)
Intereses a cargo (favor)	49,418	39,704	-19.7%	(9,714)	3,213
Efecto de valuación de instrumentos financieros	(9,964)	1,896	119.0%	11,859	153
	567,773	733,492	29.2%	165,719	59,358
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(363,565)	(573,374)	-57.7%	(209,808)	(46,400)
Instrumentos financieros	827	(1,908)	-330.7%	(2,735)	(154)
Cuentas por cobrar a clientes	(9,102)	5,868	164.5%	14,970	475
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	(514,852)	(650,028)	-26.3%	(135,176)	(52,604)
Proveedores	27,896	(19,803)	-171.0%	(47,699)	(1,603)
Reserva para créditos diversos y otros	7,147	11,969	67.5%	4,822	969
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	81,117	85,164	5.0%	4,047	6,892
Impuestos diferidos	(107)	283	364.5%	389	23
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	204,207	160,118	-21.6%	(44,089)	12,958
Actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(213,232)	(184,584)	13.4%	28,648	(14,938)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(213,232)	(184,584)	13.4%	28,648	(14,938)
Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento	(9,025)	(24,466)	-171.1%	(15,441)	(1,980)
Actividades de financiamiento:					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	160,178	235,882	47.3%	75,704	19,089
Intereses pagados	(49,073)	(38,723)	21.1%	10,350	(3,134)
Pagos de principal a préstamos	(99,607)	(197,098)	-97.9%	(97,491)	(15,950)
Incremento al patrimonio	467	0	-100.0%	(467)	0
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	11,964	61	-99.5%	(11,903)	5
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	2,939	(24,405)	-930.3%	(27,344)	(1,975)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	158,881	159,760	0.6%	879	12,929
Efecto por cambios en el valor del efectivo	(2,060)	(1,768)	14.2%	292	(143)
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	159,760	133,587	-16.4%	(26,173)	10,811

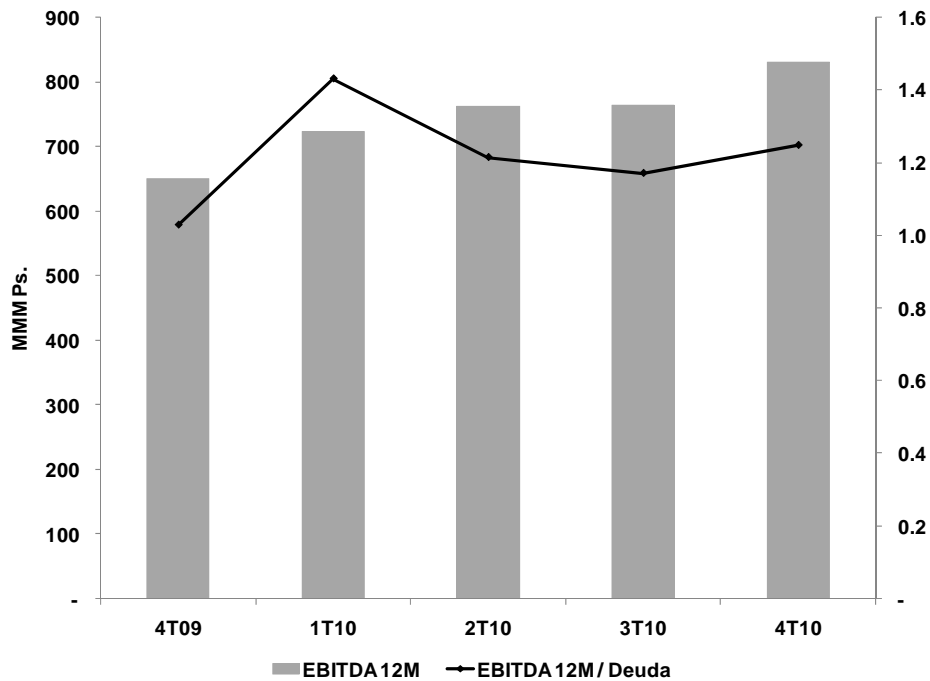
Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización

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 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)	2009 (Ps. MM)	2010 (Ps. MM)	Variación	2010 (U.S.\$MM)		
Pérdida neta	(65,133)	(26,042)	60.0%	39,090	(2,107)	(94,662)	(47,463)	49.9%	47,199	(3,841)
+ Impuestos y derechos	157,268	169,646	7.9%	12,378	13,729	546,633	654,141	19.7%	107,508	52,936
- Resultado integral de financiamiento	6,614	(2,345)	-135.5%	(8,959)	(190)	(15,308)	(11,969)	21.8%	3,339	(969)
+ Depreciación y amortización	14,026	26,060	85.8%	12,033	2,109	76,891	96,482	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	114,276	8.2%	8,624	9,248
Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)	132,922	198,045	49.0%	65,124	16,027	649,821	829,405	27.6%	179,583	67,120

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	
Explotación								
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 (MMpcd)	6,522	6,290	-3.6%	(232)	6,534	6,337	-3.0%	(197)
Transformación industrial								
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽¹⁾	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) ⁽²⁾	1,489	1,229	-17.5%	(260)	1,469	1,361	-7.4%	(108)
Petroquímicos básicos (Mt) ⁽³⁾	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

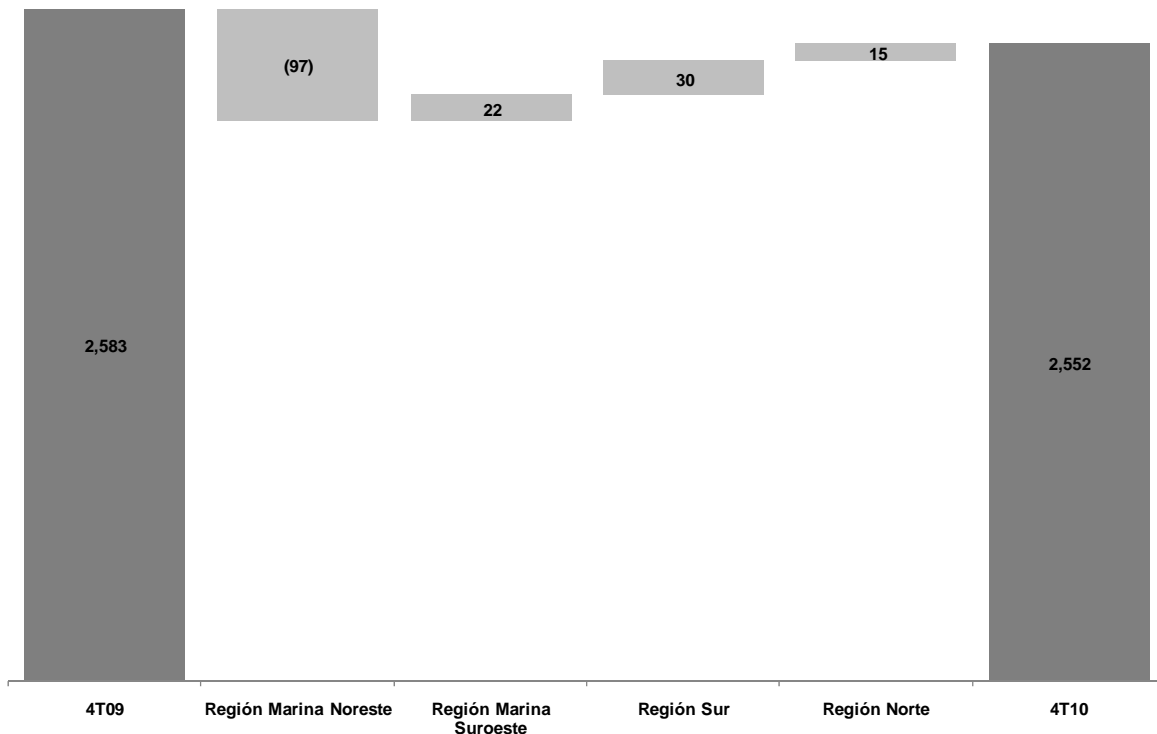
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de		
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación
Petróleo crudo (Mbd)	2,583	2,552	-1.2% (30)	2,601	2,576	-1.0% (26)
Pesado	1,472	1,382	-6.1% (90)	1,520	1,422	-6.5% (98)
Ligero	816	839	2.8% 23	812	834	2.8% 23
Superligero	295	332	12.5% 37	270	320	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)													
Total	3,256	3,076	2,891	2,794	2,754	2,729	2,667	2,590	2,567	2,583	2,607	2,578	2,567	2,552
Región Marina Noreste	2,205	2,018	1,861	1,770	1,695	1,658	1,584	1,481	1,456	1,453	1,445	1,403	1,386	1,356
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
Región Marina Suroeste	475	506	495	486	507	513	512	521	511	526	546	546	538	548
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
Región Sur	491	465	449	450	466	470	479	493	506	512	520	526	539	542
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
Región Norte	84	87	87	88	86	88	92	95	94	92	96	103	104	106
Poza Rica-Altamira	83	85	57	56	53	57	60	61	59	57	56	57	55	57
Aceite Terciario del Golfo ⁽¹⁾	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%.

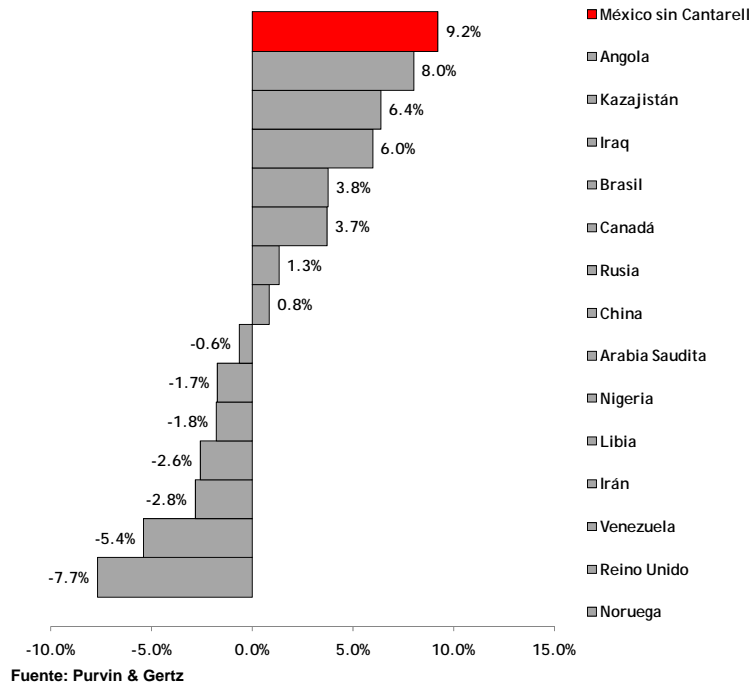
Esto implica que la declinación de Cantarell ha sido sustituida a través del desarrollo de proyectos sustantivos como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Ixtal-Manik, Delta del Grijalva y Ogarrio-Magallanes.

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

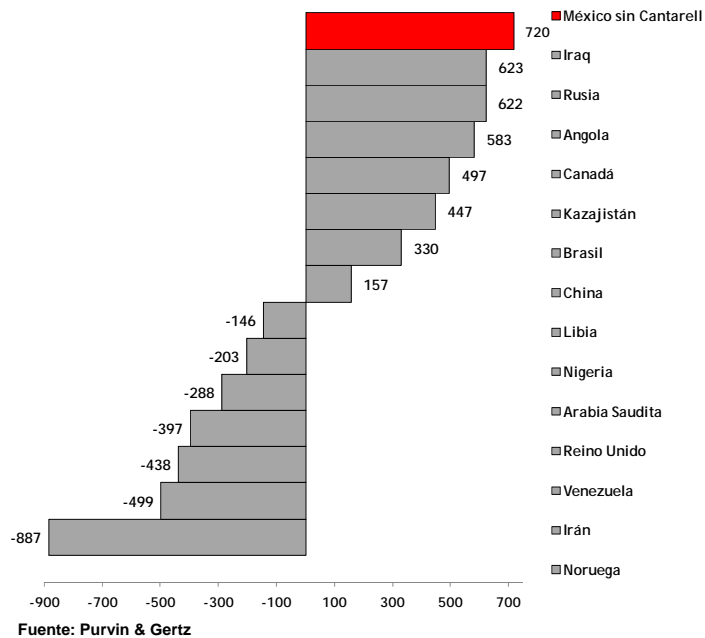
contexto, el proyecto Ku-Maloob-Zaap alcanzó su nivel máximo de producción de crudo en 2010, ubicándose en 839 Mbd.

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



Gráfica 14
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	
Total (MMpcd)⁽¹⁾	6,522	6,290	-3.6%	(232)	6,534	6,337	-3.0%	(197)
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)
Envío de gas hidrocarburo a la atmósfera	487	446	-8.3%	(40)	699	421	-39.8%	(278)
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

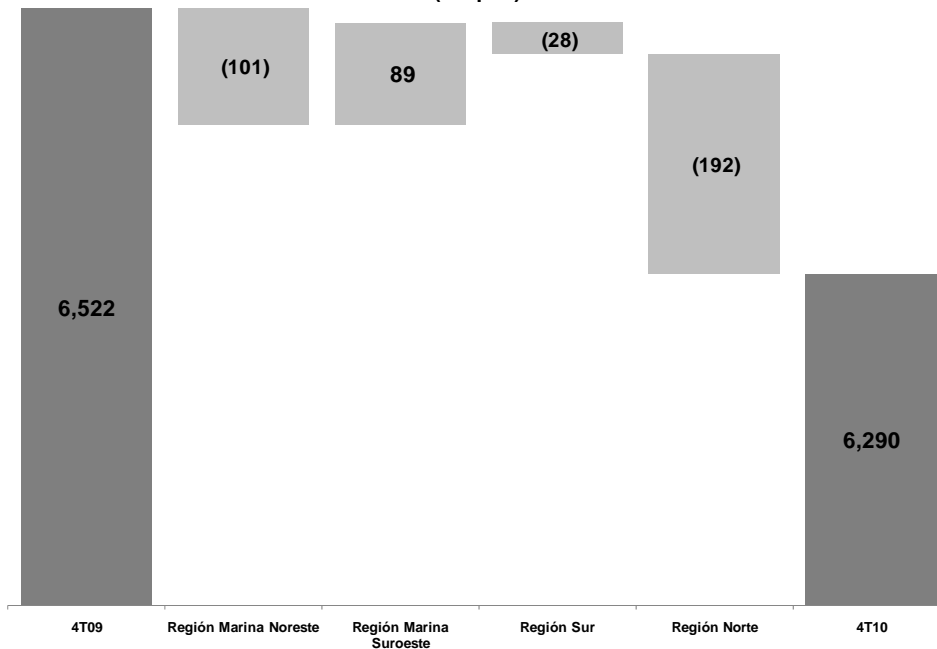
	2006	2007	2008				2009				2010			
			1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Total⁽¹⁾	5,356	6,058	6,586	6,861	6,963	7,260	7,018	7,029	7,066	7,009	6,946	6,937	7,155	7,039
Región Marina Noreste	920	1,157	1,647	1,854	1,913	2,189	1,900	1,814	1,803	1,617	1,488	1,459	1,726	1,659
Cantarell	718	945	1,385	1,589	1,636	1,900	1,583	1,461	1,474	1,306	1,166	1,125	1,383	1,330
Ku-Maloob-Zaap	203	212	262	264	276	289	317	353	328	311	322	333	344	328
Región Marina Suroeste	856	993	991	1,016	1,046	1,038	1,067	1,141	1,095	1,142	1,127	1,142	1,186	1,231
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
Región Sur	1,352	1,353	1,364	1,419	1,492	1,525	1,540	1,547	1,633	1,677	1,697	1,774	1,818	1,768
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
Región Norte	2,228	2,556	2,583	2,572	2,512	2,509	2,511	2,526	2,536	2,573	2,634	2,563	2,424	2,381
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 ⁽²⁾	-	-	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
Nitrógeno	-	143	459	593	646	817	524	472	502	487	557	607	816	749
Región Sur⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	100	112	118
Bellota-Jujo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	46	37	46
Samaria-Luna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	54	75	72
Región Marina Noreste	-	143	459	593	646	817	524	472	502	487	464	508	704	630
Cantarell	-	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

Cuadro 24
PEMEX
Información sísmica

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
2D (km)	579	739	27.5%	159	18,032	2,356	-86.9%	(15,676)
3D (km ²)	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 km², de los cuales (i) 16,821 km² 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 km² se adquirieron con el propósito de incorporar nuevas reservas de hidrocarburos en las Cuencas del Sureste, Burgos y Veracruz; y (iii) 1,061 km² para el desarrollo de campos en la Región Norte.

Descubrimientos

Cuadro 25

PEMEX

Principales descubrimientos al 31 de diciembre de 2010

Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)	
Burgos	Monclova-1001	Jurásico Superior Kimmeridgiano		3.50	Gas seco
	Rusco-101	Oligoceno		1.98	Gas húmedo
	Jaguay-1	Oligoceno		1.70	Gas húmedo
Poza Rica-Altamira	Tilapia-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	110.0	0.02	Aceite ligero
Veracruz	Rabel-1	Mioceno		7.04	Gas seco
Bellota-Jujo	Bricol-2DL	Jurásico Superior Kimmeridgiano	1,917.0	1.00	Aceite superligero
	Naguin-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	300.0	1.10	Aceite superligero
Cinco Presidentes	Brillante-1	Mioceno	1,603.0	1.11	Aceite ligero
	Guaricho-501	Mioceno	442.0	0.27	Aceite ligero
Litoral de Tabasco	Tsimin-1DL	Jurásico Superior Kimmeridgiano	3,820.0	16.90	Gas y condensado
Total			8,192.0	34.6	

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			
	2009	2010	Variación	(69)	2009	2010	Variación	(46)
Equipos de perforación en operación	177	109	-38.6%	(69)	176	130	-26.1%	(46)
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)
Plataformas marinas en operación					231	233	0.9%	2
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
Pozos en operación					7,021	7,606	8.3%	585
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			
	2009	2010	Variación	(72)	2009	2010	Variación	153
Pozos terminados	293	221	-24.6%	(72)	1,150	1,303	13.3%	153
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 km²
 - 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;
- segregarse 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:

Cuadro 28		
PEMEX		
Activo Integral Cantarell		
	<u>Producción</u> <u>(Mbd)</u>	<u>Tasa promedio</u> <u>mensual de</u> <u>disminución</u>
4T09	620	3.18%
1T10	597	1.46%
2T10	567	1.62%
3T10	548	0.87%
4T10	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 explotación¹¹:

- 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**

Cuadro 29
PEMEX
Proceso de crudo

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de		
	2009	2010	Variación	2009	2010	Variación
Proceso total (Mbd)	1,315	1,055	-19.8% (260)	1,295	1,184	-8.6% (111)
Crudo ligero	806	698	-13.4%	779	744	-4.5%
Crudo pesado	509	357	-29.8%	516	440	-14.7%
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)
Capacidad utilizada de destilación primaria	86.0%	69.1%	(16.9)	84.7%	77.5%	(7.2)

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 hidrodesulfuradora 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.

¹¹ 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			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
Producción total (Mbd)	1,489	1,229	-17.5%	(260)	1,469	1,361	-7.4%	(108)
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 ⁽¹⁾	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			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
Proceso de gas (MMpcd)	4,491	4,383	-2.4%	(109)	4,436	4,472	0.8%	36
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)
Proceso de condensados (Mbd)	50	53	5.1%	3	51	53	2.8%	1
Producción								
Gas seco de plantas (MMpcd)	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

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			
	2009	2010	Variación		2009	2010	Variación	
Producción total (Mt)	1,009	1,343	33.0%	334	4,965	5,616	13.1%	651
Derivados del metano	191	362	90.0%	172	820	1,234	50.4%	414
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
Derivados del etano	355	282	-20.6%	73	1,290	1,311	1.6%	21
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)
Aromáticos y derivados	41	194	371.1%	153	655	779	18.9%	124
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
Propileno y derivados	115	84	-26.9%	(31)	436	425	-2.7%	(12)
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)
Otros	307	420	36.8%	113	1,763	1,868	5.9%	105

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 (C₆, C₇, C₈), 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). 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

Se estima que todas las plantas involucradas en la reconfiguración de Minatitlán estarán operando de manera estable durante el segundo semestre 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 rentablesAromáticos 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 cambió 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 4.5% 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 (MtCO₂a).

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			
Organismo	Centro de trabajo	Proyecto	Reducción estimada MtCO ₂ /a
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 ₂ 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, se presentó un evento y explosión en el oleoducto de 30" diámetro, Nuevo Teapa- Venta de Carpio, a la altura de la estación de bombeo de San Martín Texmelucan, en el estado de Puebla. PEMEX lamenta profundamente el fallecimiento de 30 personas. La falla se presentó en un tramo recto con una longitud de 1.3 m. y 0.18 m. de abertura. El estado del ducto en el tramo fallado: (i) no presentó evidencias visuales de mantenimiento inadecuado; (ii) no se observaron defectos en las superficies externa e interna del ducto; (iii) no presentó deformaciones ni pérdida de metal, y; (iv) un aspecto evidente fue la forma de la excavación—la cual era rectangular con paredes verticales y bordes.

Con objeto de evaluar todas las evidencias, se le solicitó a la Universidad Autónoma de Hidalgo que realizara un estudio geológico. En dicho estudio se analizaron las características de la cavidad en el terreno donde se ubicó la fuga, el cual dio como resultado que la cavidad no fue generada de forma natural por el proceso erosivo de la fuga. Asimismo, la Universidad Autónoma de Campeche llevó a cabo el estudio de adhesión del recubrimiento, el que probó que el recubrimiento no se desprendió como consecuencia de la ruptura del ducto o por la fuga de producto.

PEMEX ha indemnizado a los afectados por un monto total de aproximadamente Ps. 100 millones y continúa con las labores de limpieza 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.

Es importante comentar que el caso aún se encuentra en proceso en la Procuraduría General de la República (PGR) para determinar las causas del accidente.

**Abatimiento
al mercado
ilícito de
combustibles**

Durante 2010 se detectaron 710 tomas clandestinas (TC), 54% más que en 2009. Los estados con mayor incidencia de TC son: Veracruz, con 145 TC, Sinaloa, con 101 TC, México, con 72 TC, Nuevo León 63, Tamaulipas con 60 y Puebla, con 52 TC. En cada uno de los casos se presentaron las denuncias.

El volumen estimado de gasolina y diesel sustraído de poliductos durante 2010 fue de 1.384 MMb, que resulta 58% mayor al faltante calculado en 2009, que fue de 874 Mb. Asimismo, el volumen estimado de crudo y condensados sustraído de oleoductos durante 2010 fue de 2.287 MMb, que resulta 58% mayor al faltante calculado en 2009, que fue de 1.448 MMb.

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 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, junto con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía (SENER), ha implementado una estrategia integral de abatimiento al mercado ilícito de combustibles, dirigidas a evitar las pérdidas de hidrocarburos por robo, extracción, adulteración y comercialización de productos petrolíferos así como los riesgos asociados a ellos que afectan tanto a personas e instalaciones como al medio ambiente. PEMEX reporta cualquier actividad ilícita a las autoridades locales y federales competentes.

PEMEX ha implementado un programa de evaluaciones técnico operativas en los centros de trabajo que han permitido identificar y eliminar áreas de vulnerabilidad. Asimismo, se han reducido los robos en los centros de trabajo debido al análisis táctico de la información que proveen los sistemas de medición, vigilancia y control instrumentados en campo, como son: laboratorios móviles, control volumétrico de estaciones de servicio, sistema integral de monitoreo y control de terminales, sistema satelital de rastreo de autotanques, circuito cerrado de televisión y sistemas de medición en línea, así como a la información obtenida para distinguir inconsistencias en el manejo de combustibles.

El 7 de junio de 2010, Pemex-Exploración y Producción (PEP) interpuso una demanda civil ante la corte de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur, División Houston, Texas, en contra de la posesión y adquisición de condensados sustraídos ilícitamente de instalaciones de PEP en la Cuenca de Burgos. La demanda se instauró en contra de BASF Corporation, Murphy Energy Corporation, Trammo Petroleum, Inc, BIO.UN Southwest Inc. Valley Fuels, U.S. Petroleum Depot, Inc., así como de diversas personas físicas que se han declarado culpables.

El mercado ilícito de combustibles impacta en los resultados financieros de PEMEX en virtud de la pérdida de las ganancias que PEMEX hubiera obtenido por la venta de dichos productos, ya que el costo de producción viene incluido en el costo de ventas. Este volumen representó, durante 2010, una pérdida de ingresos a PEMEX y a la Federación, estimada en Ps. 4 mil millones.

Ante la nueva forma de operar del mercado ilícito, en 2010, se replanteó la estrategia institucional para enfrentar al mercado ilícito de combustibles, bajo las siguientes líneas de acción:

- Inteligencia volumétrica y de negocio para reforzar y homologar la instalación de sistemas de prevención, detección, medición y control con el propósito de detectar y enfrentar con oportunidad actos ilícitos.
- Atención inmediata a sistemas prioritarios de transporte por ducto, para enfocar los esfuerzos en la atención y coordinación con entidades y autoridades en los sistemas de mayor incidencia y concentración del ilícito, sobre todo para hacer frente a las emergencias.
- Colaboración con gobiernos de los Estados, las Fuerzas Armadas, PFP, PGR, el Congreso, entre otras, para contar con grupos de inteligencia cuyas investigaciones permitan dismantelar los grupos delictivos y abatir los ilícitos.
- Apoyo de la comunidad, campañas de difusión en televisión, radio y prensa para fomentar la denuncia ciudadana, y a disminuir los riesgos hacia la población.

4T10

Durante el cuarto trimestre de 2010, el número de TC detectadas y clausuradas fue de 240, un 68% superior al mismo período de 2009; de éstas, 155 correspondieron a ductos para el transporte de gasolinas y diesel, 68 en ductos para el transporte de petróleo crudo, 11 en ductos para el transporte de GLP, 3 en ductos de recolección de condensados, 2 en ductos de transporte de gas natural y 1 en un ducto para el transporte de etano.

La sustracción estimada de gasolina, diesel, turbosina y combustóleo en ductos del cuarto trimestre de 2010 se incrementó de 229 Mb a 601 Mb y la sustracción estimada de crudo y condensados de oleoductos se incrementó de 572 Mb a 1.326 MMb.

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			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
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
Precio por decreto 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 (Henry Hub) (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			
	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>		<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>Variación</u>	
Gas seco (MMpcd)	3,249	3,253	0.1%	3	3,119	3,254	4.3%	135
Petrolíferos (Mbd)	1,824	1,774	-2.7%	(50)	1,772	1,763	-0.5%	(9)
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)
Petroquímicos (Mt)	1,013	997	-1.6%	(16)	4,014	4,197	4.6%	183

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>	
Crudo (Mbd)	1,236	1,497	21.1%	261	1,222	1,361	11.3%	138
Maya ⁽¹⁾	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
Gas seco (MMpcd)	61	9	-84.6%	(52)	67	19	-71.1%	(47)
Petrolíferos (Mbd)	223	192	-13.7%	(31)	245	194	-20.6%	(51)
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)
Petroquímicos (Mt)	201	133	-33.8%	(68)	779	698	-10.5%	(82)

(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>	
Gas seco (MMpcd)	473	579	22.3%	106	422	536	26.9%	114
Petrolíferos (Mbd)	530	722	36.4%	193	506	628	24.0%	122
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
Petroquímicos (Mt)	178	102	-42.9%	(76)	568	395	-30.5%	(173)

Cuadro A5¹²

PEMEX				
Instrumentos financieros derivados				
	2009	Al 31 de diciembre de		2010
		(Ps. MM)	2010	
Instrumentos financieros derivados asociados a deuda y activos				
Monto nominal (Ps. MM)	165,595	146,008	(19,587)	11,816
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
Valuación a mercado (Ps. MM)	8,698	8,725	27	706
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
Instrumentos financieros derivados de gas natural				
Valuación a mercado (Ps. MM)	198	93	(105)	7.5
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)
Volumen (MMBtu)	(52,653)	(19,029)	33,624	
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	
Instrumentos financieros derivados de otros hidrocarburos				
Valuación a mercado (Ps. MM)	(372)	(116)	256	(9)
Volumen (MMb)	10	6	(4)	

¹² 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 A6¹³PEMEX
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)							
Del 1 de ene. al 31 de dic. de 2010							
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)
Al 31 de diciembre de 2010							
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)
Del 1 de ene. al 31 de dic. de 2009							
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)
Al 31 de diciembre de 2009							
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)

¹³ 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 (Ps. M.M.)	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 (Ps. M.M.)	Fecha de fallo	Descripción	Resultado	Licitante adjudicado
18572002-005-10	3,425.6	05/11/2010	PÓLIZA DE SEGURO ABIERTA CONTRA RIESGOS 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 y posteriormente a Lista de distribución.

Si desea contactarnos, favor de llamar o mandar un correo a ri@pemex.com:

Teléfono: (52 55) 1944-9700

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

Celina Torres
celina.torres@pemex.com

Cristina Arista
delia.cristina.arista@pemex.com

Ana Lourdes Benavides
ana.lourdes.benavides@pemex.com

Cristina Pérez
cristina.perez@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

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

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

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

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 31 de 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

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

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

Licitaciones

Sólo se presentan fallos de licitaciones ocurridos del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2010. Para información adicional consultar 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) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada ante la SEC de EUA (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.