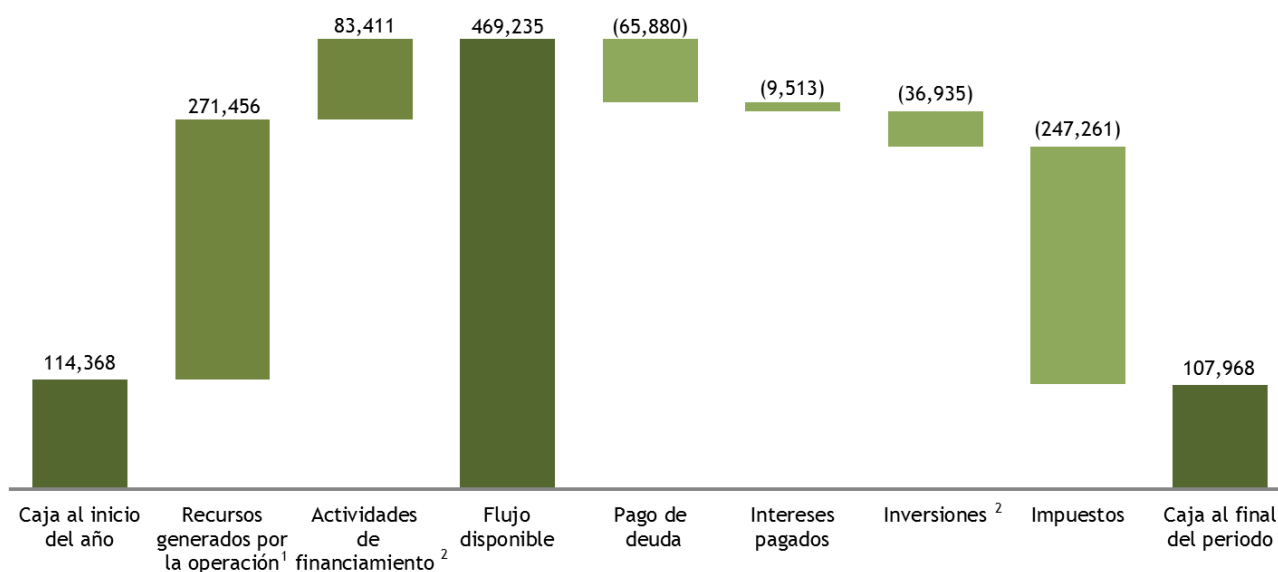


## Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de marzo de 2012<sup>1</sup>

Del 1 de ene. al 31 de mar.	2011 (Ps. MMM)	2012 (Ps. MMM)	Variación	2012 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	352.7	411.3	16.6%	32.0	→ Se registraron ingresos por ventas de Ps. 411.3 miles de millones.
Rendimiento bruto	184.0	221.4	20.4%	17.2	→ La producción de crudo promedió 2,537Mbd. → El EBITDA, registró un incremento de 25.0% debido al incremento en ingresos.
Rendimiento de operación	191.5	247.7	29.3%	19.3	→ El monto de impuestos causados se incrementó en 23.6%, alcanzando Ps. 246.5 miles de millones (U.S. \$ 19.2 miles de millones).
Rendimiento antes de impuestos y derechos	200.9	280.4	39.5%	21.8	→ PEMEX registró una utilidad neta de Ps. 33.9 miles de millones a consecuencia de un resultado integral de financiamiento positivo de Ps. 32.6 miles de millones, lo cual fue parcialmente contrarrestado por un incremento en pago de impuestos, derechos y aprovechamientos.
Impuestos y derechos	199.4	246.5	23.6%	19.2	
<b>Rendimiento neto</b>	<b>1.5</b>	<b>33.9</b>		<b>2.6</b>	

Fuentes y usos de recursos al 31 de marzo de 2012  
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de Ps. (744) millones por cambios en el valor del efectivo.

<sup>1</sup> PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del primer trimestre de 2012. PEMEX exhorta al lector analizar este reporte acompañado de la información incluida en los Anexos. Las variaciones se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario. Este reporte y sus respectivos anexos pueden ser solicitados a través de la oficina de Relación con Inversionistas o vía correo electrónico en [ri@pemex.com](mailto:ri@pemex.com).

## Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de			
	2011	2012	Variación	
<b>Explotación</b>				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,763	3,684	-2.1%	(79)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,623	2,582	-1.6%	(41)
Crudo (Mbd)	2,572	2,537	-1.4%	(35)
Condensados (Mbd)	51	46	-11.5%	(6)
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,820	6,380	-6.4%	(440)
<b>Transformación industrial</b>				
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,677	3,732	1.5%	55
Líquidos del gas natural (Mbd)	397	374	-5.9%	(23)
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,327	1,341	1.1%	14
Petroquímicos (Mt)	1,468	1,269	-13.6%	(200)

(1) Incluye nitrógeno.  
(2) No incluye gas seco elaborado y utilizado como combustible por Pemex-Refinación.  
(3) Incluye GLP de Pemex-Gas y Petroquímica Básica; Pemex-Explotación y Producción y Pemex-Refinación.

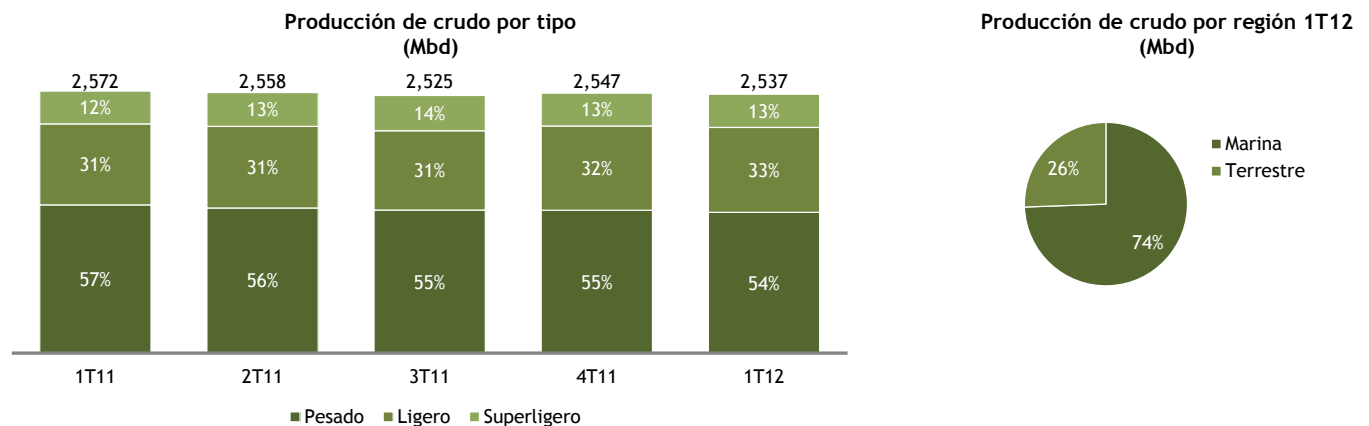
## Exploración y producción

## Producción de crudo

La producción total de petróleo crudo se ubicó en 2,537 Mbd, 1.4% menor al promedio del primer trimestre de 2011. La diferencia se debió principalmente a:

- Una contingencia ocurrida en el Centro de Proceso Ku-S, en el Activo Ku-Malooob-Zaap, que causó un diferimiento en la producción.
- Menor producción de crudo pesado debido a la declinación natural de campos en el Activo Cantarell, así como a demoras en la terminación de pozos en el Activo por retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación, así como por cambios en las condiciones de mercado.
- Menor producción de crudo superligero, principalmente en la Región Sur, resultado de la declinación natural del proyecto Delta del Grijalva.

Lo anterior fue parcialmente compensado por mayor producción de crudo ligero, debido a las actividades de terminación y reparación de pozos en los proyectos Yaxché y Och-Uech-Kax, en la Región Marina Suroeste, Ogarrio-Magallanes, en la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo (ATG) en la Región Norte. Cabe señalar que la producción de crudo en el Activo ATG, registró un incremento de 40.2%, de 46 a 64 Mbd, por el inicio de operación de nuevos pozos, así como por la aplicación de acciones orientadas al mantenimiento de la producción base.



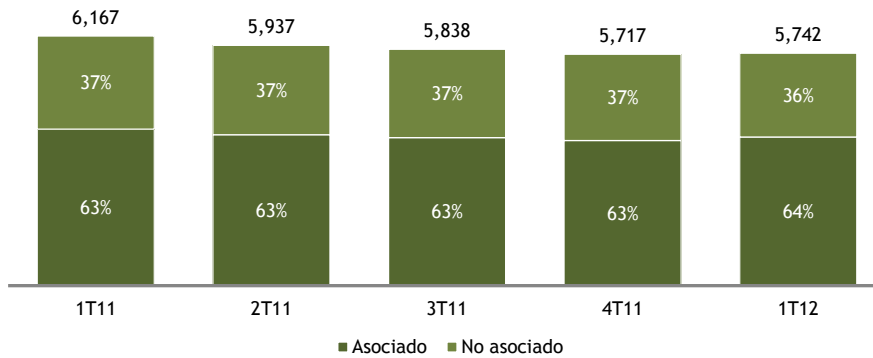
**Producción de gas natural**

La producción total de gas natural fue inferior en 6.9%<sup>2</sup> debido a:

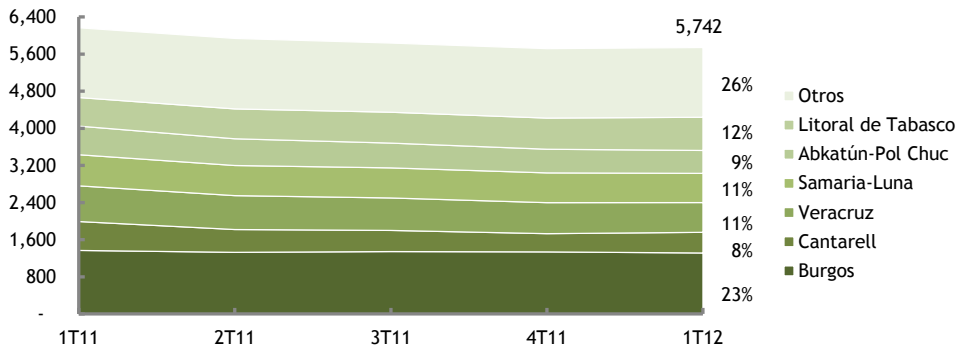
- Que en respuesta al comportamiento de los precios del gas en el mercado de EEUU, se programó menor actividad en la perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte.
- La declinación natural de la producción en los activos, Abkatun-Pol Chuc, de la Región Marina Suroeste, Samaria Luna, de la Región Sur y Cantarell, de la Región Marina Noreste.

Lo anterior fue parcialmente compensado por aumentos en la producción de gas asociado en los Activos Litoral de Tabasco, de la Región Marina Suroeste, y ATG, de la Región Norte.

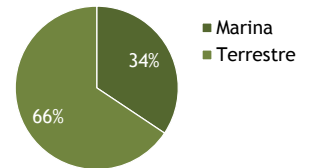
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por región 1T12 (MMpcd)



<sup>2</sup> No incluye nitrógeno.

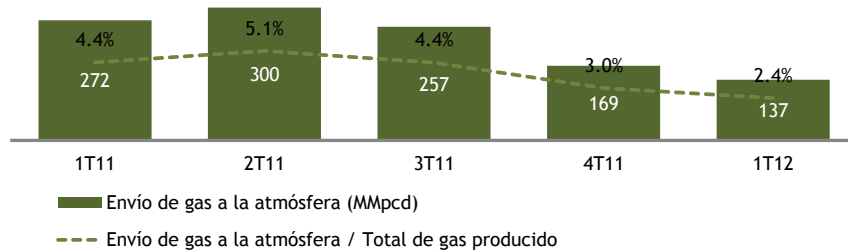
**Envío de gas a la atmósfera**

El envío de gas a la atmósfera se redujo 49.5% debido, principalmente, a:

- La instalación de infraestructura para el manejo y transporte de gas en regiones marinas.
- La implementación de iniciativas para fortalecer la confiabilidad operacional.
- La ejecución de estrategias en Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

Como resultado de lo anterior, el aprovechamiento de gas natural se aproximó al 98%.

Envío de gas a la atmósfera



**Infraestructura de operación**

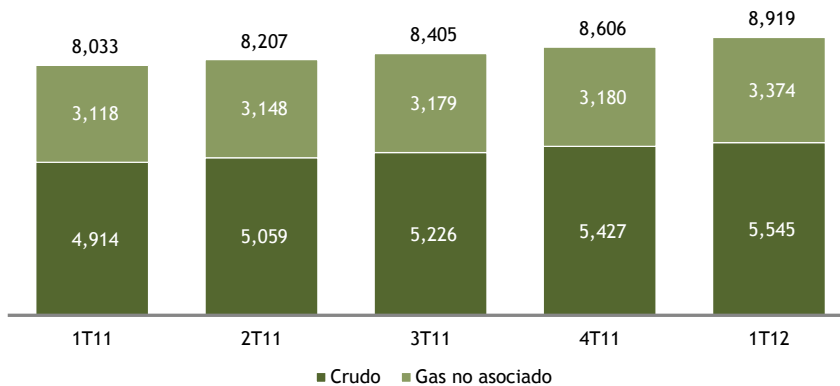
El número total de pozos terminados aumentó en 19 pozos debido a la terminación de pozos de desarrollo en los proyectos Burgos y Antonio J. Bermúdez. La terminación de pozos exploratorios disminuyó en seis pozos debido a menor actividad en la Región Sur y en la Región Marina Suroeste

El promedio de pozos productores en operación fue mayor al promedio del primer trimestre de 2011 en aproximadamente 900 pozos lo que se atribuyó principalmente a:

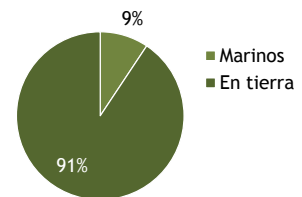
- Un ascenso en el promedio de pozos productores de crudo y gas asociado en operación en los Activos ATG y Poza Rica - Altamira, de la Región Norte
- Un incremento en el promedio de pozos productores de gas no asociado en el Activo Integral Burgos.

El número de equipos en operación aumentó 22% principalmente por mayor actividad en los proyectos ATG y Tamaulipas-Constituciones, de la Región Norte.

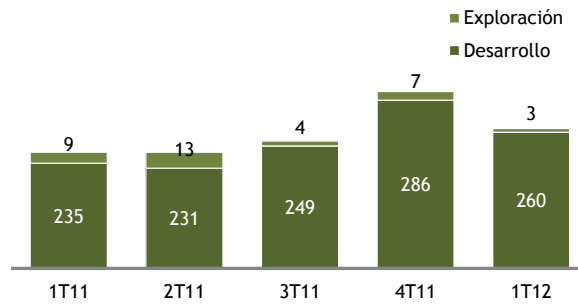
Pozos promedio en operación



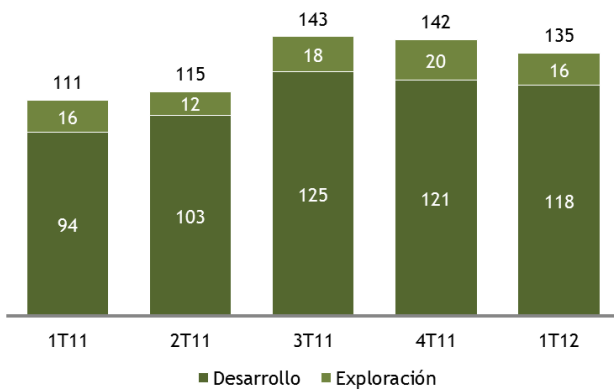
Pozos promedio en operación por tipo de campo 1T12



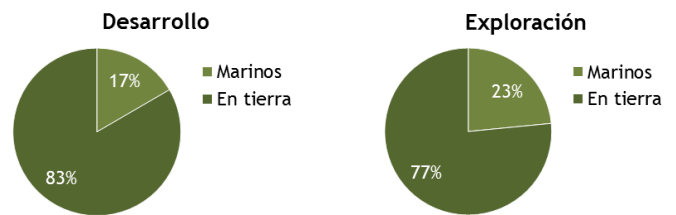
Pozos terminados



Equipos de perforación promedio



Equipos de perforación promedio por tipo 1T12

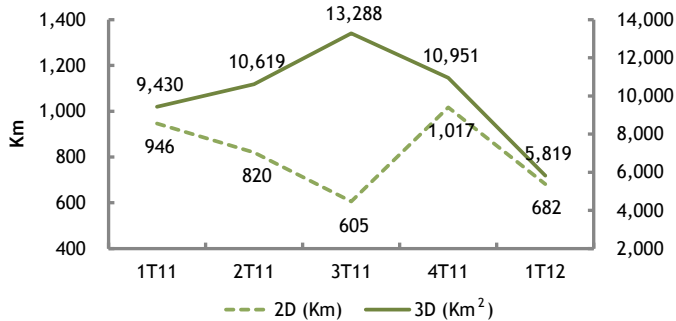


**Información sísmica**

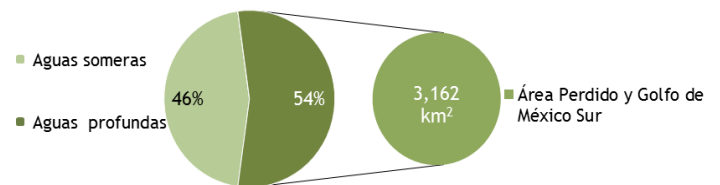
La adquisición de información sísmica 2D disminuyó 28%, debido a la conclusión de la etapa de adquisición y la transición a la fase de interpretación principalmente en las zonas identificadas como posibles productoras de hidrocarburos en lutitas (gas shale).

La información sísmica 3D fue menor en 38%, debido a que se concluyeron el estudio de Centauro 3D en enero de 2012 y los estudios de Yoka-Butub 3D en febrero de 2012. Cabe mencionar que de los 5,819 km<sup>2</sup> de información sísmica 3D adquirida, 3,162 km<sup>2</sup> corresponden a los proyectos de aguas profundas del Área Perdido y Golfo de México Sur Primera Etapa, 1,399 km<sup>2</sup> a las Cuencas del Sureste, Burgos y Veracruz, orientadas a la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos y 1,257 km<sup>2</sup> para el desarrollo de otros campos.

Información sísmica



Información sísmica 3D 1T12



**Descubrimientos**

En el primer trimestre de 2012 mediante la perforación del pozo Gasífero-1 del proyecto Veracruz, se comprobó la existencia de hidrocarburos ligeros con una producción inicial de 820 bd de aceite ligero y 0.3 MMpcd de gas.



**Proyectos de exploración y producción**

**Activo integral Aceite Terciario del Golfo**

La estrategia emprendida por PEMEX en el proyecto Aceite Terciario de Golfo sigue consolidándose a través de las siguientes acciones:

- Reactivación de pozos e incremento de pozos en operación.
- Medición y evaluación continua de pozos mediante el uso de medidores de última generación.
- Seguimiento a la estrategia de laboratorios de campo para replicar el concepto en otras áreas.

**Contratos integrales de exploración y producción**

En febrero 2012 iniciaron operaciones las empresas ganadoras de la primera ronda de contratos integrales de exploración y producción en campos maduros de la Región Sur.

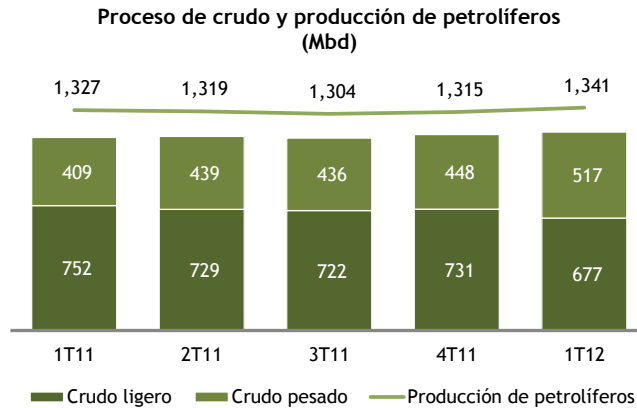
El 19 de enero de 2012, Pemex Exploración y Producción publicó la oferta de seis áreas en la Región Norte: cuatro bloques marinos (Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca) y dos en tierra (Arenque y Atún). La segunda ronda de contratos integrales de exploración y producción en campos maduros de la Región Norte ha contado con la participación de 25 empresas y se han puesto a disposición de las compañías interesadas un total de 72 bases de licitación. Se espera que la adjudicación de la segunda ronda de contratos integrales de exploración y producción en campos maduros de la Región Norte se lleve a cabo en junio 2012.

Procesos industriales

Proceso de crudo

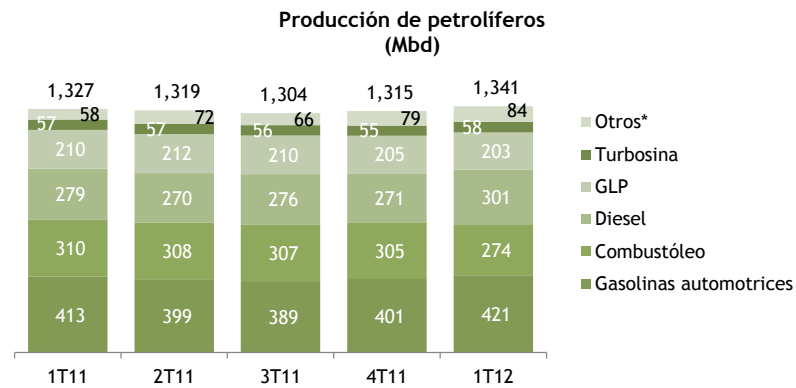
El proceso total de petróleo crudo aumentó 2.9% debido, principalmente, a la normalización de operaciones en la planta hidrosulfuradora de gasóleos de la Refinería en Cadereyta.

El proceso de crudo ligero como porcentaje del proceso total, disminuyó de 65% a 57%, en tanto que el de crudo pesado, incremento de 35% a 43%.



Producción de petrolíferos

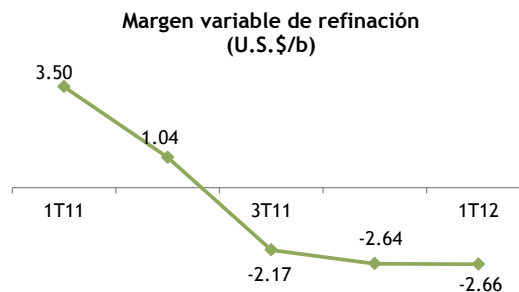
La producción total de petrolíferos aumentó 1.1%, o 14 Mbd, debido, principalmente, a mayor producción de gasolinas y diesel, producto de la entrada en operación de las nuevas plantas de la refinería de Minatitlán y a la rehabilitación de la planta hidrosulfuradora de Gasóleos en Cadereyta.



\* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite ciclico ligero y otras gasolinas.

Margen variable de refinación

El margen variable de refinación disminuyó U.S.\$6.16/b, a un margen negativo de U.S.\$2.66/b, derivado, en gran parte, de la alta volatilidad que presentaron los precios del crudo y petrolíferos en los mercados internacionales, así como condiciones estructurales desfavorables en el mercado local.



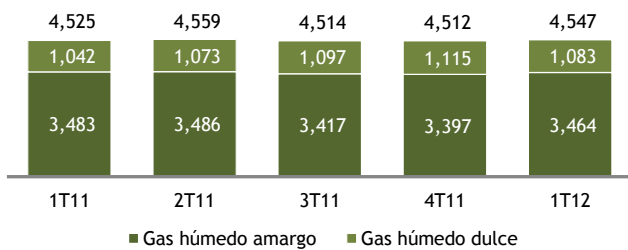
**Proceso y producción de gas**

El proceso de gas natural en tierra fue 0.5% superior respecto al mismo periodo de 2011, como resultado de una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce en la Región Norte.

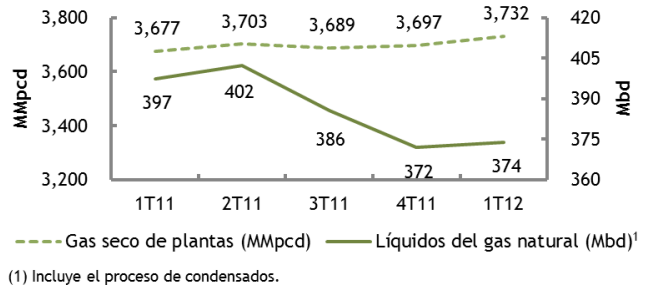
El proceso de condensados disminuyó 10.9%, como resultado de una menor oferta de condensados en las Regiones Marinas y Región Norte.

Como resultado de lo anterior, la producción de gas seco aumentó 1.5%, en tanto que la de líquidos del gas se redujo 5.9%.

**Proceso de gas (MMpcd)**



**Producción de gas y líquidos del gas**



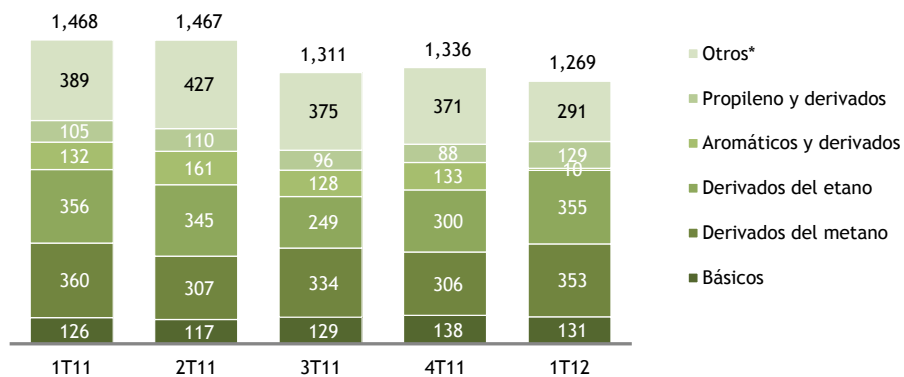
**Producción de petroquímicos**

La elaboración de petroquímicos descendió 13.6%, debido a:

- Una reducción en la cadena de aromáticos y derivados, debido a los trabajos de integración de la planta de reformado catalítico (CCR platforming) en el centro petroquímico La Cangrejera.
- Una disminución en la cadena de derivados del metano, principalmente por menor producción de amoníaco y una reducción en la demanda de anhídrido carbónico por parte del sector industrial.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la cadena de propileno y derivados, debido a la estabilización de operaciones en la planta de acrilonitrilo.

**Producción de petroquímicos (Mt)**



\*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.



## Proyectos de organismos industriales

<b>Calidad del gas</b>	<p>Durante el primer trimestre del 2012, Pemex continuó implementando medidas para cumplir con las normas oficiales de calidad, establecidas en la NOM-001-SECRE-2010, como:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Procedimientos operativos para controlar la concentración del nitrógeno en el gas a proceso.</li><li>• Se concluyó la modificación de la planta criogénica II, del CPG Ciudad Pemex.</li><li>• Se instalaron los analizadores de H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O y cromatógrafos para asegurar el nivel de calidad del gas.</li><li>• Se realizaron adecuaciones a sistemas operativos y de control para asignar descuentos en caso de desviaciones en niveles de calidad.</li><li>• Se contrataron servicios para la captura de licuables a través de plantas de control de punto de rocío en el Activo Veracruz.</li></ul>
<b>Inauguración de la planta de reformado catalítico (CCR Platforming) en el complejo de cangrejera.</b>	<p>El 18 de marzo se inauguró la planta de reformado catalítico (CCR Platforming) situada en el Complejo Petroquímico La Cangrejera en Coatzacoalcos, Veracruz.</p> <p>La planta de reformado catalítico CCR Platforming está dividida en tres secciones: la sección de reacción y la sección de regeneración continua del catalizador (cyclemax CCR regenerator section), que operarán en forma coordinada, y la unidad de producción U10. La planta tendrá como productos principales 21.254 barriles por día (BPD) de reformado rico en contenido de aromáticos (benceno, tolueno, xilenos), y 71.777 Nm<sup>3</sup>/hr de gas de red.</p>

## Resultados financieros

### Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

La Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) emitió en enero de 2009 una regulación que obliga a las emisoras no financieras a preparar sus estados financieros conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) a partir del 2012. Por esta razón, PEMEX presenta su información financiera al primer trimestre de 2012 de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Las NIIF son elaboradas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB por sus siglas en inglés), el cual, es un consejo independiente e integrado por expertos de diversas profesiones y nacionalidades. Estas normas son elaboradas con el objetivo de contar con un conjunto único de normas de información financiera legalmente exigible y globalmente aceptadas, comprensibles y de alta calidad; estas características garantizan la comparabilidad de la información financiera e incrementan el nivel de transparencia de las entidades que las aplican.

Para el ejercicio contable 2012, más de 120 países han establecido a las NIIF como obligatorias para emisores ó han permitido su uso, entre ellos destacan los países del G20 que ya han adoptado a las NIIF, entre los que se encuentran: Argentina, Australia, Brasil, Canadá, Francia, Alemania, República de Corea, Rusia, Arabia Saudita, Turquía, Reino Unido, así como todas las naciones integrantes de la Unión Europea.

La información respecto a la aplicación específica de las NIIF en PEMEX se encuentra disponible en el reporte del primer trimestre de 2012 enviado a la BMV el día 2 de mayo de 2012:

<http://www.ri.pemex.com/files/content/Reporte%20BMV%201T12.pdf>

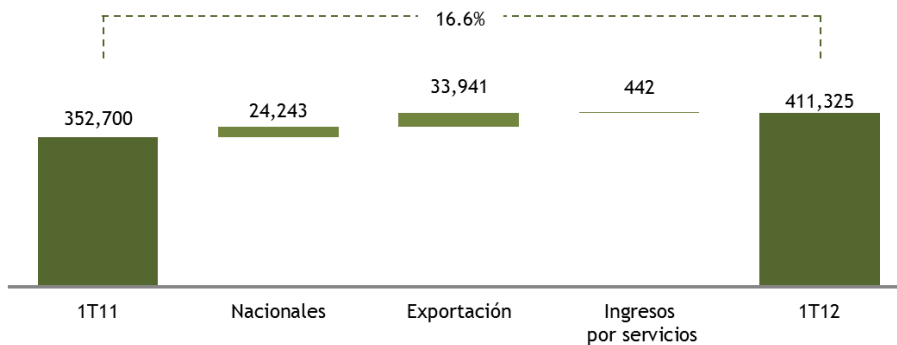
PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de		Variación	2012	
	2011	2012		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
<b>Ventas totales</b>	<b>352,700</b>	<b>411,325</b>	<b>16.6%</b>	<b>58,625</b>	<b>32,013</b>
En México	179,316	203,558	13.5%	24,243	15,842
De exportación	172,151	206,092	19.7%	33,941	16,040
Ingresos por servicios	1,234	1,675	35.8%	442	130
<b>Costo de ventas</b>	<b>168,734</b>	<b>189,903</b>	<b>12.5%</b>	<b>21,169</b>	<b>14,780</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>183,966</b>	<b>221,423</b>	<b>20.4%</b>	<b>37,456</b>	<b>17,233</b>
<b>Gastos generales</b>	<b>19,742</b>	<b>26,307</b>	<b>33.3%</b>	<b>6,565</b>	<b>2,047</b>
Gastos de distribución y transportación	6,151	6,619	7.6%	469	515
Gastos de administración	13,591	19,687	44.9%	6,096	1,532
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>27,319</b>	<b>52,591</b>	<b>92.5%</b>	<b>25,272</b>	<b>4,093</b>
IEPS devengado	28,748	55,439	92.8%	26,691	4,315
Otros	(1,429)	(2,849)	-99.3%	(1,419)	(222)
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>191,544</b>	<b>247,707</b>	<b>29.3%</b>	<b>56,163</b>	<b>19,278</b>
Resultado integral de financiamiento	9,104	32,560	257.6%	23,456	2,534
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	303	159	-47.7%	(145)	12
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>200,951</b>	<b>280,426</b>	<b>39.5%</b>	<b>79,475</b>	<b>21,825</b>
Impuestos y derechos	199,413	246,545	23.6%	47,131	19,188
<b>Rendimiento neto</b>	<b>1,538</b>	<b>33,881</b>	<b>2103.4%</b>	<b>32,343</b>	<b>2,637</b>
Otros resultados Integrales	(1,468)	(8,956)	-510.1%	(7,488)	(697)
<b>Utilidad (pérdida) integral</b>	<b>70</b>	<b>24,925</b>	<b>35729.1%</b>	<b>24,855</b>	<b>1,940</b>

Ventas

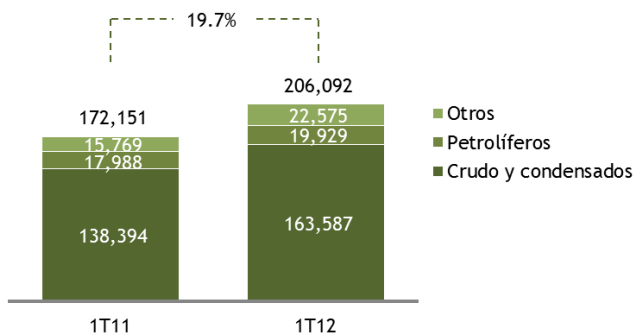
Las ventas totales registraron un incremento de 16.6%, principalmente como resultado de:

- Un aumento de 20.6% en el precio de la mezcla mexicana de exportación de crudo, de U.S. \$92.16 por barril en el primer trimestre de 2011 a U.S. \$111.10 por barril en el primer trimestre de 2012. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una disminución de 10.0% en el volumen de crudo exportado, mismo que registró un volumen promedio de 1,235 Mbd en el trimestre.
- Un incremento del 15.3% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S. \$261.83 por galón a U.S. \$301.84.
- Asimismo, se registraron mayores precios de productos de venta en México: gasolinas (Magna 11.6%, Premium 5.2%), diesel (11.1%), combustóleo (43.6%), turbosina (20.9%) y asfaltos (38.8%).
- Adicionalmente, se registraron mayores volúmenes de venta en algunos productos derivados.

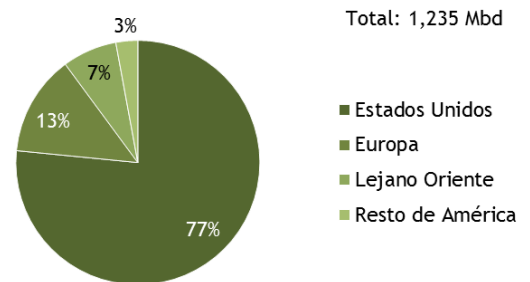
Evolución de las ventas (Ps. MM)



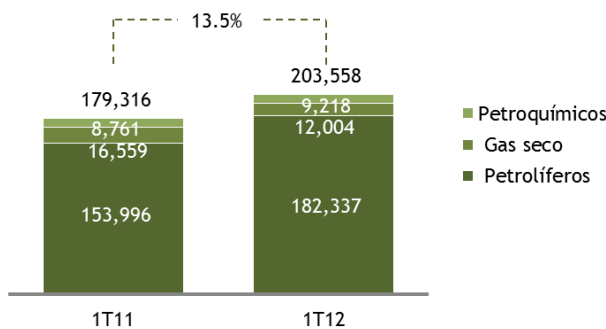
Exportaciones (Ps. MM)



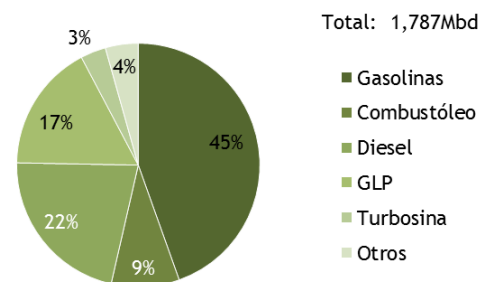
Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México (Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México



**Costo de ventas**

El incremento de 12.5% en el costo de ventas se explica principalmente por:

- Un aumento de 12.5% en el monto de compra de productos para reventa como resultado de mayores precios de hidrocarburos y sus derivados.
- Un incremento en gastos de operación, principalmente como resultado de mayores gastos en servicios auxiliares pagados a terceros (86.3%), servicios personales (15.5%), materiales (48.8%), y provisión de pasivos.
- Asimismo, se registraron incrementos en depreciación (7.6%), amortización (7.8%), conservación y mantenimiento (45.6%), así como en variación de inventarios.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución del 25.6% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.

**Gastos generales**

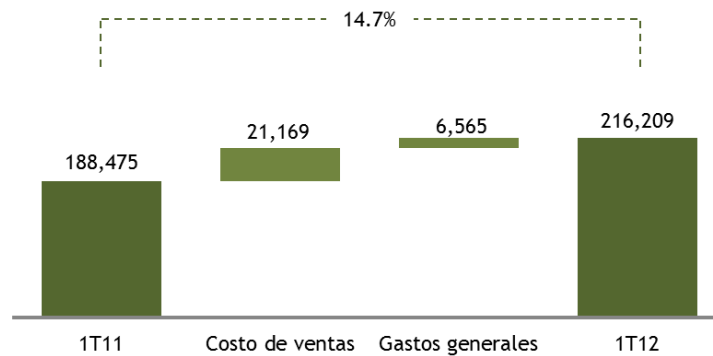
Los gastos de distribución se incrementaron en 7.6%, principalmente como resultado de un aumento de 21.7% en los gastos de operación, principalmente servicios personales y fletes.

Por otra parte, a partir de 2012, el costo neto de beneficios a empleados correspondiente al total del personal jubilado se reclasificó a gastos de administración. Para fines de comparación, a continuación se presenta una conciliación de la reclasificación mencionada:

PEMEX					
Gastos de administración					
Del 1 de enero al 31 de marzo					
	2011 <sup>(1)</sup>	2012	Variación		2012
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
Gastos de administración total	18,817	19,687	4.6%	870	1,661.50
Gastos de administración	11,816	11,635	-1.5%	(181)	981.95
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	7,001	8,052	15.0%	1,051	679.56

(1) La reconciliación para las cifras de 2011, es únicamente con fines de comparación.

**Evolución de costos y gastos de operación (Ps. MM)**



**Otros Ingresos**

El incremento de 92.5% en otros ingresos es principalmente resultado de un incremento de 92.8% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS<sup>4</sup>.

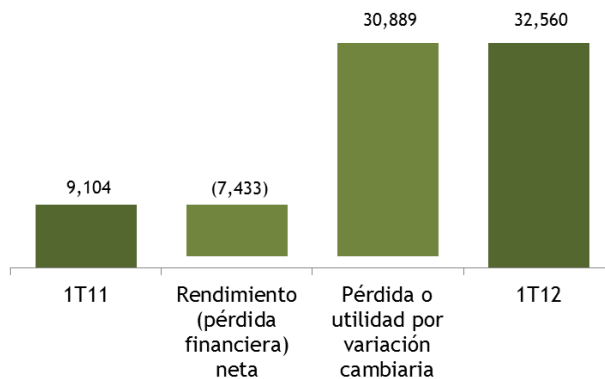
**Resultado integral de financiamiento**

El resultado integral de financiamiento registró una variación positiva de Ps. 23.5 miles de millones como resultado de:

- Una utilidad por variación cambiaria debido a una mayor apreciación del peso respecto al dólar americano, en comparación a la registrada durante el mismo periodo del año anterior. Al 31 de diciembre de 2011 el tipo de cambio del peso respecto al dólar se ubicaba en Ps. 13.9904, mientras que al 31 de marzo de 2012 se ubicó en 12.8489, esto representa un efecto favorable al peso de 8.2%.

Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores intereses a cargo de PEMEX como resultado de la valuación de instrumentos financieros.

**Evolución del resultado integral de financiamiento (Ps. MM)**



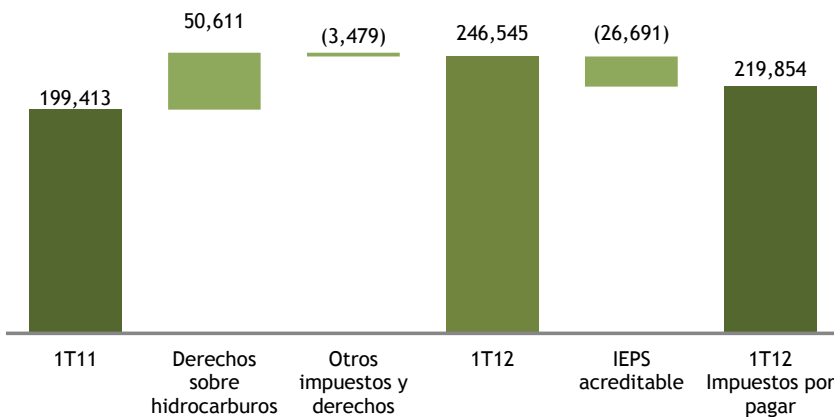
**Impuestos y derechos**

El incremento de 23.6% de los impuestos y derechos durante el primer trimestre de 2012 se debió principalmente a:

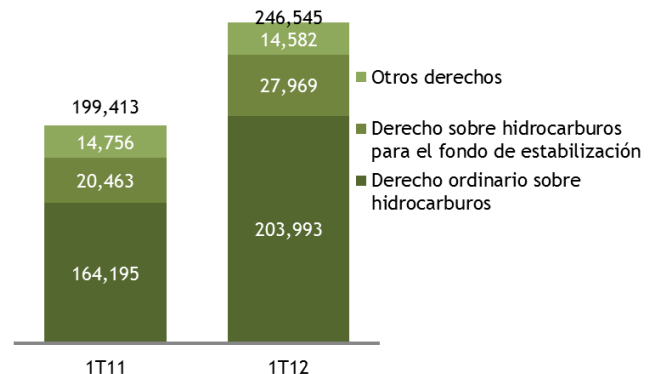
- Mayores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, misma que aumentó 20.6% en los trimestres comparados, de U.S. \$92.16 por barril a U.S. \$111.10 por barril.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una mayor acreditación de IEPS

**Evolución de los impuestos y derechos (Ps. MM)**

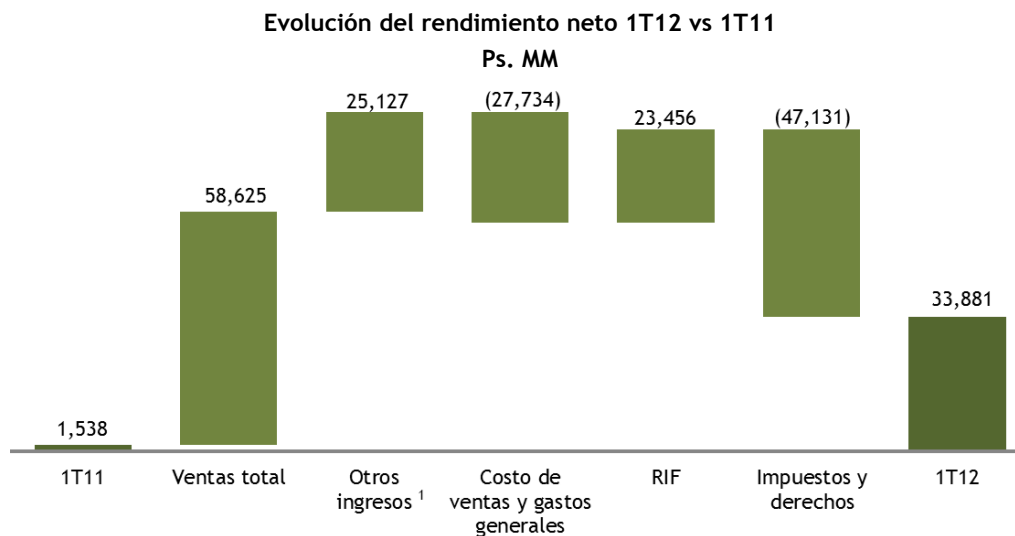


**Impuestos y derechos (Ps. MM)**



**Rendimiento neto**

Durante el primer trimestre de 2012 se registró un rendimiento neto de Ps. 33.9 miles de millones de pesos como resultado del incremento en ventas y un resultado integral de financiamientos positivo, parcialmente contrarrestado por un incremento en impuestos y derechos.



(1 ) Incluye la variación en la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. -144.5

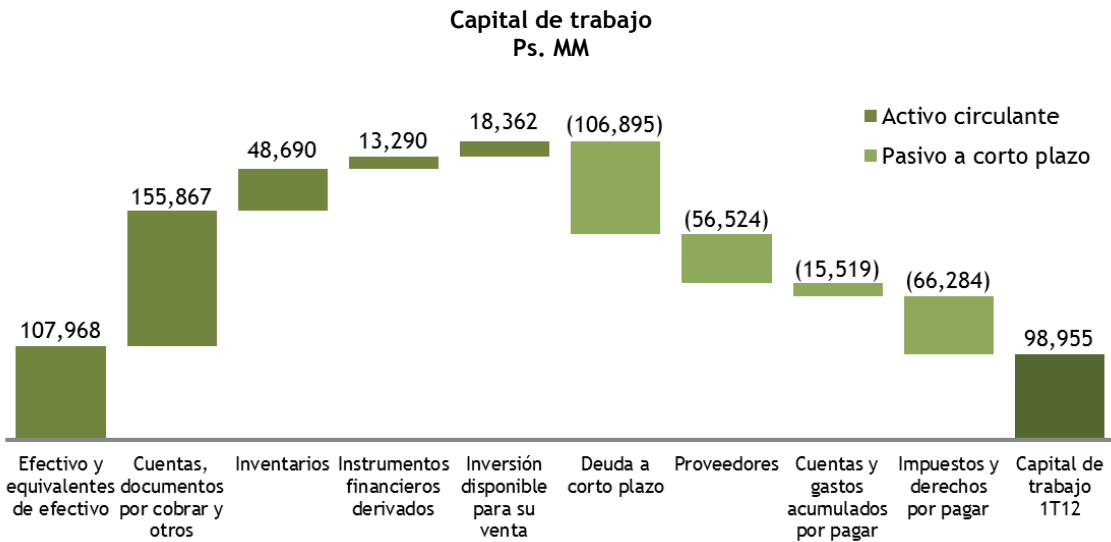
## Estado de la situación financiera al 31 de marzo de 2012

<b>PEMEX</b>					
<b>Balance General Consolidado</b>					
	Al 31 de diciembre de <u>2011</u>	Al 31 de marzo de <u>2012</u>	<u>Variación</u>		<u>2012</u>
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
<b>Total activo</b>	<b>2,006,164</b>	<b>1,991,572</b>	<b>-0.7%</b>	<b>(14,592)</b>	<b>154,999</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>354,439</b>	<b>344,178</b>	<b>-2.9%</b>	<b>(10,261)</b>	<b>26,787</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	114,368	107,968	-5.6%	(6,400)	8,403
Cuentas, documentos por cobrar y otros	154,659	155,867	0.8%	1,209	12,131
Inventarios	45,194	48,690	7.7%	3,497	3,789
de productos	40,954	44,976	9.8%	4,022	3,500
de materiales	4,240	3,715	-12.4%	(525)	289
Instrumentos financieros derivados	15,562	13,290	-14.6%	(2,272)	1,034
Inversión disponible para su venta	24,656	18,362	-	(6,294)	1,429
<b>Inversión en acciones y valores</b>	<b>15,646</b>	<b>13,437</b>	<b>-14.1%</b>	<b>(2,209)</b>	<b>1,046</b>
<b>Propiedades, mobiliario y equipo</b>	<b>1,626,333</b>	<b>1,622,387</b>	<b>-0.2%</b>	<b>(3,946)</b>	<b>126,267</b>
<b>Otros activos</b>	<b>9,746</b>	<b>11,570</b>	<b>18.7%</b>	<b>1,824</b>	<b>900</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>1,859,263</b>	<b>1,819,746</b>	<b>-2.1%</b>	<b>(39,516)</b>	<b>141,627</b>
<b>Pasivo de corto plazo</b>	<b>253,482</b>	<b>245,223</b>	<b>-3.3%</b>	<b>(8,259)</b>	<b>19,085</b>
Deuda a corto plazo	110,497	106,895	-3.3%	(3,602)	8,319
Proveedores	53,313	56,524	6.0%	3,211	4,399
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,901	15,519	-35.1%	(8,381)	1,208
Impuestos y derechos por pagar	65,770	66,284	0.8%	514	5,159
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>1,605,781</b>	<b>1,574,524</b>	<b>-1.9%</b>	<b>(31,257)</b>	<b>122,542</b>
Deuda a largo plazo	670,466	636,735	-5.0%	(33,731)	49,556
Reserva para créditos diversos y otros	64,284	64,688	0.6%	403	5,034
Reserva para beneficios a los empleados	843,462	845,119	0.2%	1,658	65,774
Impuestos diferidos	27,569	27,982	1.5%	412	2,178
<b>Total patrimonio</b>	<b>146,901</b>	<b>171,826</b>	<b>17.0%</b>	<b>24,925</b>	<b>13,373</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>2,006,164</b>	<b>1,991,572</b>	<b>-0.7%</b>	<b>(14,592)</b>	<b>154,999</b>

**Capital de trabajo**

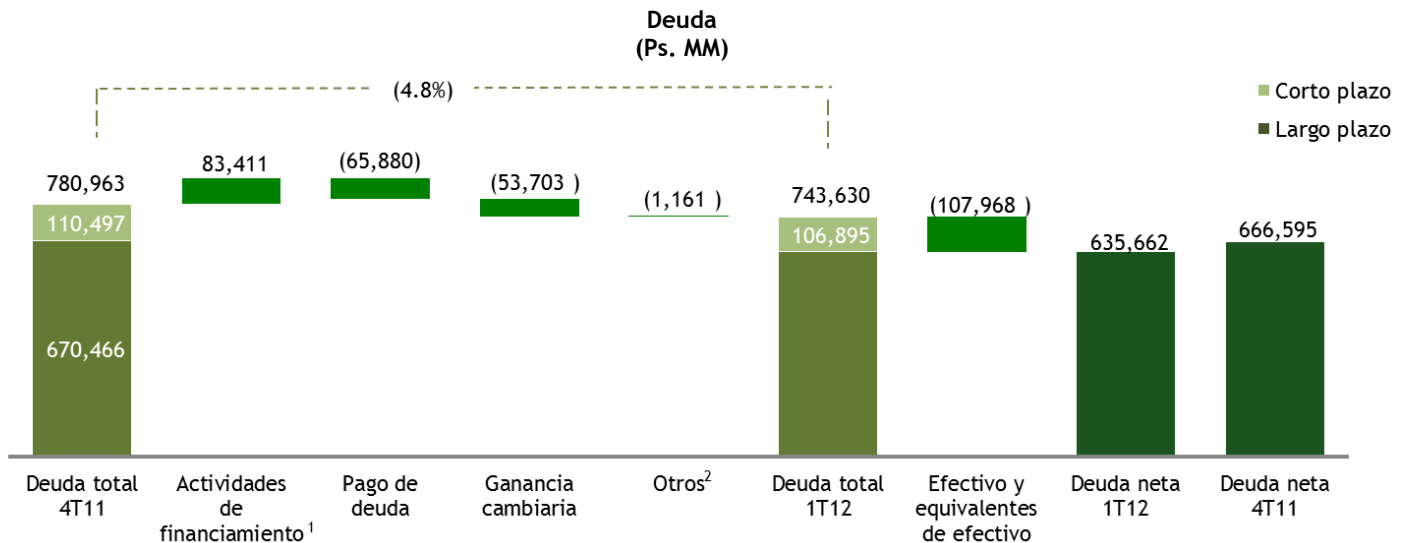
El activo circulante disminuyó en 2.9% o Ps. 14.6 miles de millones de pesos del 1 de enero al 31 de marzo de 2012, principalmente por disminuciones en efectivo y equivalentes de efectivo (Ps. 6.4 miles de millones), instrumentos financieros derivados (Ps. 2.3 miles de millones) e inversiones disponibles para su venta por cambios en su valor razonable (6.3 miles de millones). Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en inventarios (Ps. 3.5 miles de millones).

El pasivo de corto plazo registró una disminución de 3.3%, principalmente por un decremento de Ps. 3.6 miles de millones en la deuda de corto plazo, y una disminución en cuentas y gastos acumulados por pagar de Ps. 8.38 miles de millones, contrarrestado por un incremento en cuentas por pagar a proveedores de Ps. 3.2 miles de millones pesos, y un aumento de Ps. 0.5 miles de millones de pesos en impuestos y derechos por pagar



**Deuda**

La deuda disminuyó 4.8% principalmente como resultado de la apreciación del peso frente al dólar de 8.2% durante el primer trimestre de 2012, así como a nuevas actividades de financiamiento, las cuales fueron parcialmente compensadas por amortizaciones, o pago de deuda.

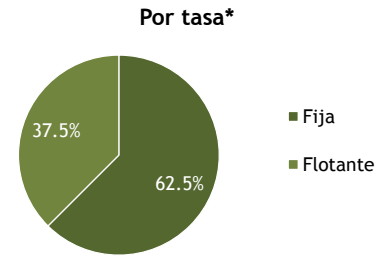
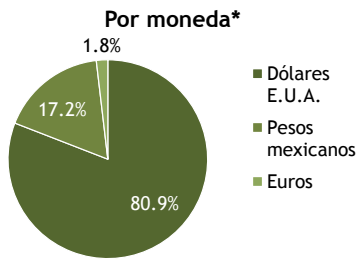


1) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

2) Incluye Ps. (931) millones de interes devengado, Ps. (253) millones de comisiones y gastos por emisión de deuda, Ps. 23 millones de efecto costo amortizado.

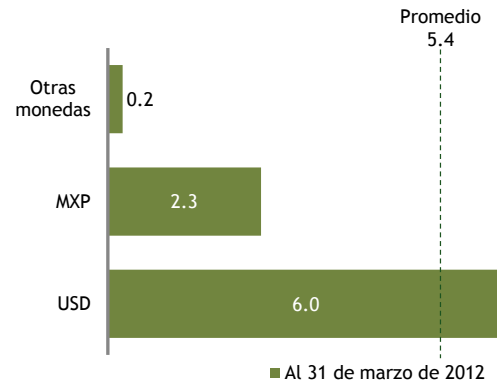
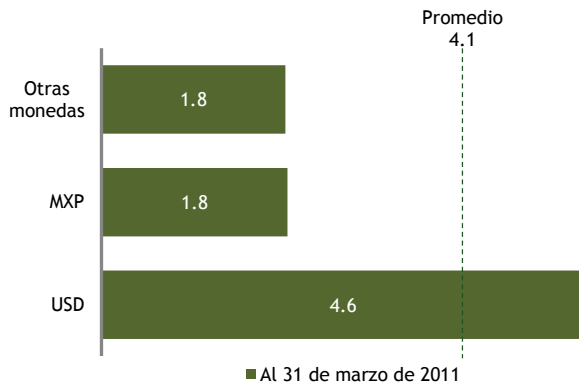


Deuda al 31 de marzo de 2012  
(Ps. MM)



\*Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio  
(años)



\*Incluye instrumentos financieros derivados.

Actividades de inversión

Ejercicio 1T12

Durante el primer trimestre de 2012 se ejercieron Ps. 49.7 mil millones, lo que representa 16.5% de la inversión programada para 2012. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 43.5 mil millones a Pemex-Exploración y Producción<sup>3</sup>, de los cuales Ps. 5.2 mil millones se destinaron a exploración;
- Ps. 4.5 mil millones a Pemex-Refinación;
- Ps. 1.1 mil millones a Pemex-Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 0.5 mil millones a Pemex-Petroquímica; y
- Ps. 0.1 mil millones al Pemex-Corporativo.

Actividades de financiamiento 2011

Mercados de capitales

- El 17 de enero de 2012 Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$2.1 mil millones con vencimiento en enero de 2022 y cupón semestral de 4.875%; U.S. \$100 millones fueron colocados en el mercado asiático.
- El 12 de marzo Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto de 300 millones de francos suizos, a un plazo de 7 años con vencimiento en 2019. El bono paga un cupón anual de 2.50%.
- El 18 de abril Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto de 150 millones de dólares australianos, a un plazo de 5 años con vencimiento en 2017. El bono paga un cupón anual de 6.125%.

<sup>3</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

**PEMEX**  
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de marzo de		Variación		
	2011	2012			
	(Ps. MM)			2012 (U.S. \$MM)	
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	200,951	280,426	39.5%	79,475	21,825
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>	40,622	40,694	0.2%	72	3,167
Depreciación y amortización	32,473	35,076	8.0%	2,603	2,730
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	2,465	2,327	-5.6%	(138)	181
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(303)	(158)	47.8%	145	(12)
Pozos no exitosos	2,334	2,860	22.6%	526	223
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	3,653	590	-83.9%	(3,063)	46
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>	(5,814)	(45,121)	-676.1%	(39,307)	(3,512)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(13,569)	(53,703)	-295.8%	(40,134)	(4,180)
Intereses a cargo (favor)	7,756	8,582	10.7%	826	668
<b>Subtotal</b>	<b>235,760</b>	<b>275,999</b>	<b>17.1%</b>	<b>40,239</b>	<b>21,480</b>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(208,068)	(251,804)	-21.0%	(43,736)	(19,597)
Instrumentos financieros	(2,075)	(3,587)	-72.9%	(1,513)	(279)
Cuentas por cobrar a clientes	(28,581)	521	101.8%	29,103	41
Inventarios	1,348	(5,353)	-497.0%	(6,701)	(417)
Otros activos	(616)	(890)	-44.6%	(274)	(69)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(166)	(2,566)	-1444.0%	(2,400)	(200)
Impuestos pagados	(191,433)	(247,261)	-29.2%	(55,828)	(19,244)
Proveedores	4,321	3,211	-25.7%	(1,110)	250
Reserva para créditos diversos y otros	1,090	403	-63.0%	(687)	31
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	7,092	1,604	-77.4%	(5,488)	125
Impuestos diferidos	951	2,114	122.2%	1,163	165
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>27,691</b>	<b>24,195</b>	<b>-12.6%</b>	<b>(3,497)</b>	<b>1,883</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Gastos de exploración	(45)	(506)	-1033.0%	(461)	(39)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(26,441)	(36,429)	-37.8%	(9,988)	(2,835)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(26,486)</b>	<b>(36,935)</b>	<b>-39.5%</b>	<b>(10,449)</b>	<b>(2,875)</b>
<b>Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamie</b>	<b>1,205</b>	<b>(12,740)</b>	<b>-1156.9%</b>	<b>(13,946)</b>	<b>(992)</b>
<b>Actividades de financiamiento</b>					
Prestamos obtenidos a través de instituciones financieras	28,720	83,411	190.4%	54,691	6,492
Intereses pagados	(9,333)	(9,513)	-1.9%	(180)	(740)
Pagos de principal a préstamos	(26,708)	(65,880)	-146.7%	(39,172)	(5,127)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>(7,321)</b>	<b>8,018</b>	<b>209.5%</b>	<b>15,340</b>	<b>624</b>
<b>Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes</b>	<b>(6,116)</b>	<b>(4,722)</b>	<b>22.8%</b>	<b>1,394</b>	<b>(368)</b>
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio</b>	<b>131,183</b>	<b>114,368</b>	<b>-12.8%</b>	<b>(16,815)</b>	<b>8,901</b>
<b>Efecto por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>(786)</b>	<b>(1,678)</b>	<b>-113.5%</b>	<b>(892)</b>	<b>(131)</b>
<b>Efectivo y equivalentes al final del ejercicio</b>	<b>124,281</b>	<b>107,968</b>	<b>-13.1%</b>	<b>(16,313)</b>	<b>8,403</b>

A continuación se muestran algunos conceptos que afectaron el resultado del periodo:

PEMEX		
Impacto económico de los factores estructurales y externos		
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de 2012	
	<u>(Ps. MMM)</u>	<u>(U.S. \$MMM)</u>
Subsidio gas LP	12.5	1.0
Ingresos no reconocidos política precios gasolinas y diesel	2.4	0.2
Límite de deducibilidad	20.1	1.6
Pasivo laboral	18.0	1.4
Impuestos incrementales por ajustes	(7.7)	(0.6)
<b>Efecto total</b>	<b>45.4</b>	<b>3.5</b>

## Otros eventos relevantes

### Acuerdo de yacimientos transfronterizos de hidrocarburos México - EUA

El 20 de febrero de 2012 México y Estados Unidos suscribieron el “Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México”. Bajo este acuerdo, se realizará la exploración y explotación segura, eficiente, equitativa y ambientalmente responsable de los yacimientos de hidrocarburos compartidos que pudieran encontrarse a lo largo de la frontera entre ambos países en el Golfo de México. El acuerdo se aprobó por el Senado de la República el 12 de Abril de 2012.

### YPF y Repsol

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de la República de Argentina envió al Congreso de Argentina el acuerdo “De la Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Dicho convenio permite la expropiación del 51% de las acciones Clase D correspondientes a Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. (YPF), las cuales son pertenecientes de manera directa o indirecta, por la compañía Repsol YPF S.A. (Repsol). El 25 de abril de 2012, el Senado de Argentina aprobó dicho acuerdo y posteriormente se envió a la Cámara de Diputados para su aprobación. Según dicho convenio, el proceso de expropiación será regido por la Ley de Expropiación de Argentina (Ley No. 21499) y la compensación será determinada por el Tribunal de Evaluación.

El 17 de abril de 2012, Repsol anunció que considera la propuesta de expropiación de sus acciones de YPF fuera de la ley e indicó que tomará medidas legales para mantener el valor de sus activos y los intereses de sus accionistas, por lo cual solicitó a la República de Argentina US\$10.5 miles de millones en compensación por la parte correspondiente a las acciones de YPF que serían expropiadas por dicho acuerdo.

En los Estados Financieros Consolidados de PEMEX de 2011, se registraron 57,204,240 acciones de Repsol, las cuales fueron adquiridas a través de PMI Holdings, B.V. como una “inversión disponible a la venta” y su valor se actualiza a valor de mercado.

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

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

Teléfono: (52 55) 1944-9700

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

Síguenos en  [@PEMEX\\_RI](https://twitter.com/PEMEX_RI)

Rolando Galindo Galvez  
[rolando.galindo@pemex.com](mailto:rolando.galindo@pemex.com)  
Arturo Limón  
[arturo.limon@pemex.com](mailto:arturo.limon@pemex.com)

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

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

Excluyendo información presupuestal y volumétrica, la información financiera incluida en este reporte y sus respectivos anexos está basada en los estados financieros consolidados inauditados preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que PEMEX adopta a partir del 1 de enero de 2012. La información relevante a periodos anteriores ha sido ajustada en ciertas partidas con el fin de hacerla comparable con la información financiera consolidada inaudita bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 20 a los estados financieros consolidados incluidos en la forma 20-F registrada ante la SEC el 30 de abril de 2012. El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF emitidas por el CINIF. La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro [34] de los respectivos anexos al reporte. La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos.

## Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaletiente al 31 de marzo de 2012 de Ps. 12.8489 = 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

La información de reservas de hidrocarburos fue dictaminada favorablemente por la Comisión Nacional de Hidrocarburos el 24 de febrero de 2012 con base en su resolución CNH.E.01.001/12 tal y como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Solo resta la publicación por parte de la Secretaría de Energía tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

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

## 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 económico en el mundo;
- Eventos políticos o económicos en México;
- Desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- Cambios en la regulación.

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

## PEMEX

PEMEX es la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es el productor exclusivo de los recursos petroleros y de gas en México. Sus organismos subsidiarios son Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex- Petroquímica. La principal compañía subsidiaria es PMI.