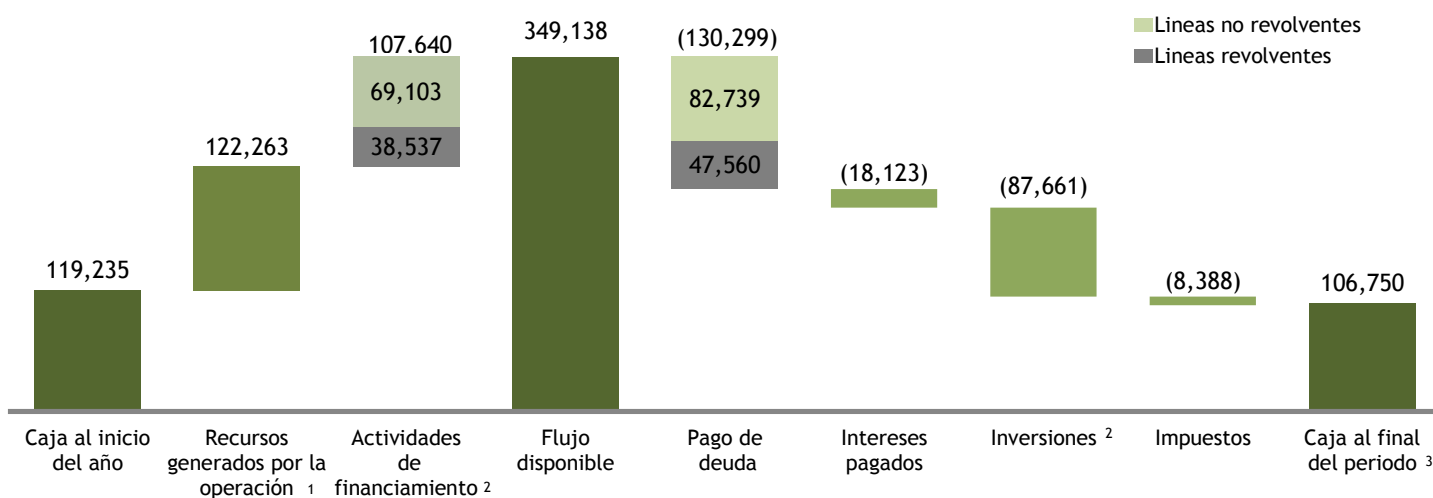


## Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 30 de junio de 2013<sup>1</sup>

Del 1 de abr. al 31 de jun.	2012 (Ps. MMM)	2013 (Ps. MMM)	Variación	2013 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	406.1	393.2	-3.2%	30.4	→ Los ingresos por ventas ascendieron a Ps. 393.2 miles de millones.
Rendimiento bruto	196.3	208.8	6.4%	16.1	→ La producción de crudo promedió 2,516 Mbd (miles de barriles diarios).
Rendimiento de operación	230.6	197.3	-14.4%	15.2	→ El proceso total de crudo registró un incremento de 3.7% y la producción de petrolíferos aumentó 66 Mbd.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	184.9	159.3	-13.8%	12.3	→ El EBITDA se ubicó en Ps. 265.0 miles de millones (U.S.\$20.5 miles de millones).
Impuestos y derechos	218.5	208.3	-4.7%	16.1	→ El monto de impuestos y derechos causados alcanzó Ps. 208.3 miles de millones (U.S.\$16.1 miles de millones).
<b>Pérdida neta</b>	<b>(33.6)</b>	<b>(49.0)</b>		<b>(3.8)</b>	→ PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 49.0 miles de millones.

Fuentes y usos de recursos al 30 de junio de 2013  
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de Ps. 2,082 millones por cambios en el valor del efectivo.

## Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de abr. al 30 de jun. de			
	2012	2013	Variación	
<b>Explotación</b>				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,701	3,644	-1.6%	(57)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,587	2,558	-1.1%	(29)
Crudo (Mbd)	2,545	2,516	-1.1%	(29)
Condensados (Mbd)	42	42	-0.9%	(0)
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,418	6,275	-2.2%	(143)
<b>Transformación industrial</b>				
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,711	3,600	-3.0%	(110)
Líquidos del gas natural (Mbd)	382	354	-7.3%	(28)
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,394	1,460	4.7%	66
Petroquímicos (Mt)	1,171	1,358	16.0%	187

(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-Exploración y Producción y Pemex-Refinación.

## Exploración y producción

**Producción de crudo**

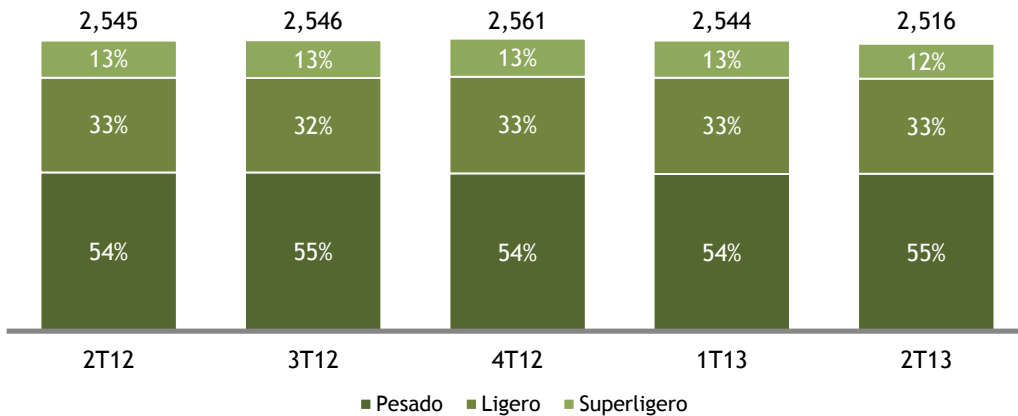
Durante el segundo trimestre de 2013, la producción total de petróleo crudo promedió 2,516 Mbd, 1.1% inferior al volumen del mismo trimestre de 2012, lo anterior se atribuyó a:

- Menor producción de crudo superligero debido, esencialmente, al incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijije y Sen del proyecto Delta del Grijalva, de la Región Sur.
- Menor producción de crudo pesado por la declinación natural y el incremento del flujo fraccional de agua en pozos del Activo Cantarell, de la Región Marina Noreste

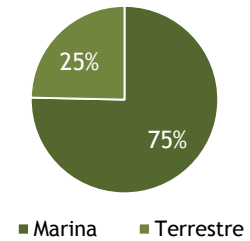
Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Mayor producción de crudo ligero derivada, principalmente, de un aumento en la producción en los campos Kuil y Onel del Activo Abkatún-Pol Chuc, de la Región Marina Suroeste, Kambesah del Activo Cantarell, de la Región Marina Noreste, y Gasífero del Activo Veracruz, de la Región Norte. Cabe destacar que los campos Kuil y Gasífero, que iniciaron producción en el segundo semestre de 2012, en conjunto con los campos Kambesah y Onel, que iniciaron producción en el primer trimestre del 2013, aportaron a la producción un promedio de 65 Mbd.

Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 2T13 (Mbd)

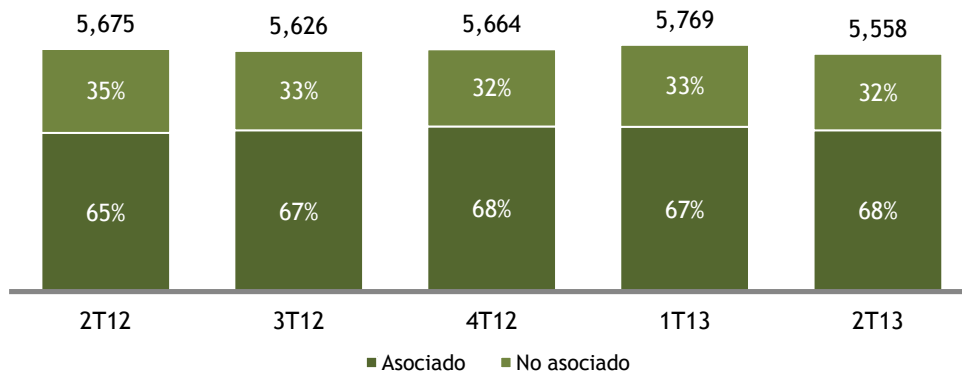


**Producción de gas natural**

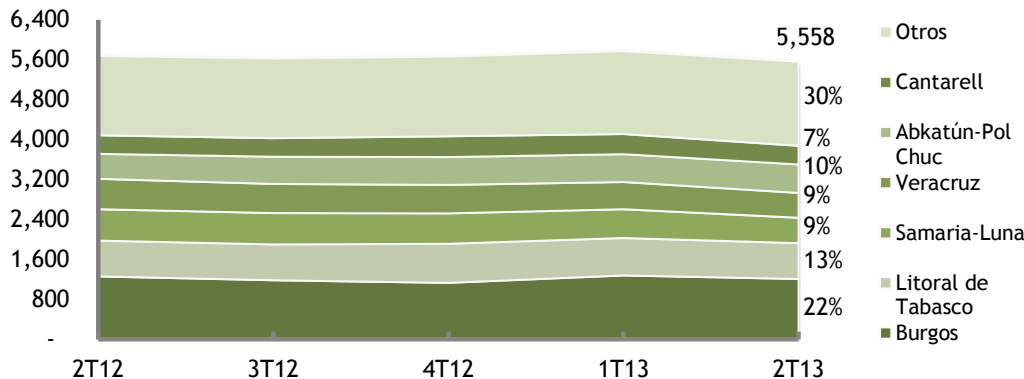
La producción total de gas natural disminuyó 2.1%, derivado de menor producción de gas no asociado debido a una reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en el Activo Veracruz, de la Región Norte, y a la declinación natural de campos en el Activo Macuspana-Muspac, de la Región Sur. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en la producción de gas asociado debido, principalmente, a mayor producción en los Activos Abkatún-Pol-Chuc, de la Región Marina Suroeste; Bellota-Jujo, de la Región Sur, y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.

Los proyectos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción de 1,805 MMpcd, representando el 32.5% de la producción total y el 95.1% del gas no asociado.

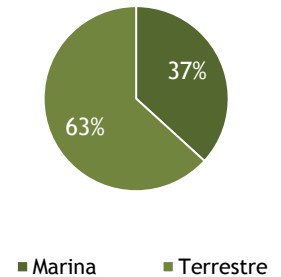
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 2T13 (MMpcd)



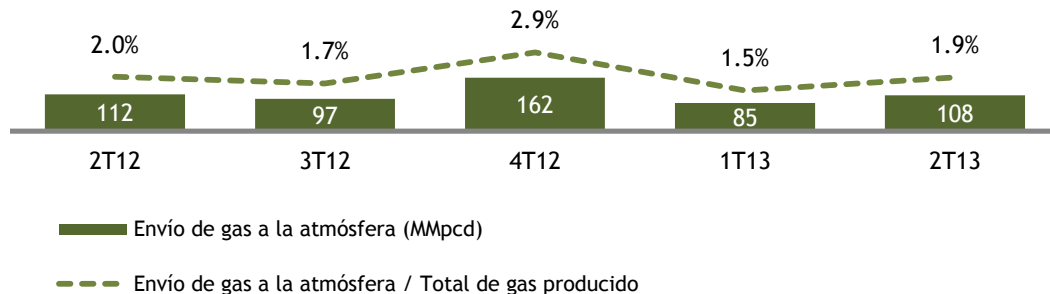
**Envío de gas a la atmósfera**

El envío de gas a la atmósfera se contrajo 3.0% 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 optimizar la explotación de pozos con alto contenido de gas asociado.

El aprovechamiento de gas natural fue de 98.1%.

Envío de gas a la atmósfera



**Infraestructura de operación**

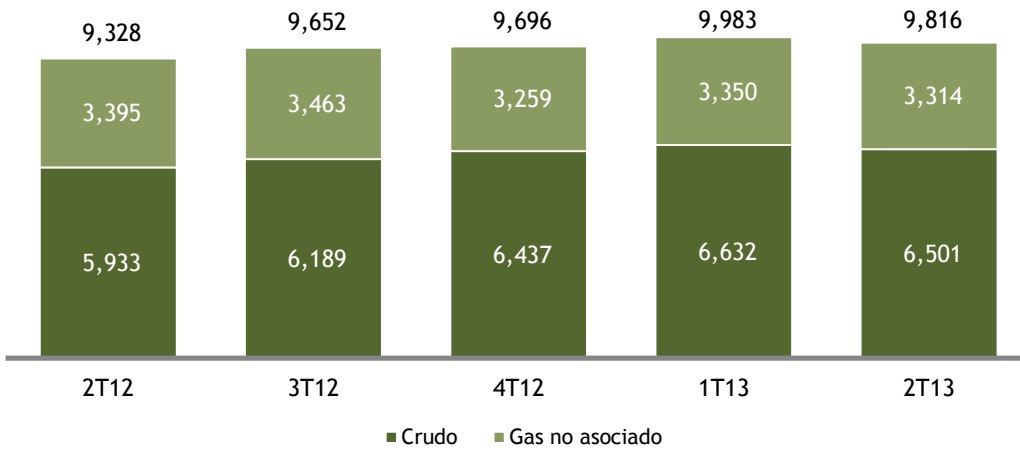
PEMEX continuamente amplía el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor. Un ejemplo de esto es que en el transcurso de 2013 se han concluido 18 pozos no convencionales en el proyecto Aceite Terciario del Golfo, los cuales alcanzan una producción inicial promedio de 600 bd estabilizándose en una producción promedio de alrededor de 400 bd, lo que contrasta considerablemente con las cuotas de producción promedio de los pozos convencionales del mismo proyecto de 20-30 bd. La alta productividad de estos pozos horizontales descansa en la estrategia de efectuar terminaciones con múltiples fracturas (mayor o igual a 10).

En el segundo trimestre de 2013, la terminación de pozos disminuyó en 107 pozos debido, principalmente, a menor terminación de pozos de desarrollo por a una reducción programada en los Activos Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica-Altamira, de la Región Norte. Asimismo se terminaron 7 pozos exploratorios, un pozo menos que lo realizado en el mismo trimestre de 2012, debido a una menor actividad programada en el Activo Burgos.

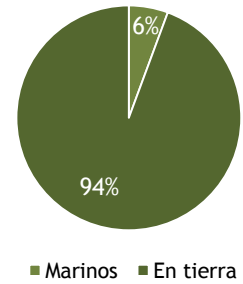
- Durante el segundo trimestre del año, el promedio de número de pozos en operación ascendió a 9,816, lo cual representó un aumento de 488 pozos comparado con el segundo trimestre de 2012.

- El número de equipos en operación disminuyó en 5 equipos empleados en la actividad de desarrollo, debido principalmente a una menor actividad programada en los activos Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica-Altamira, de la Región Norte.

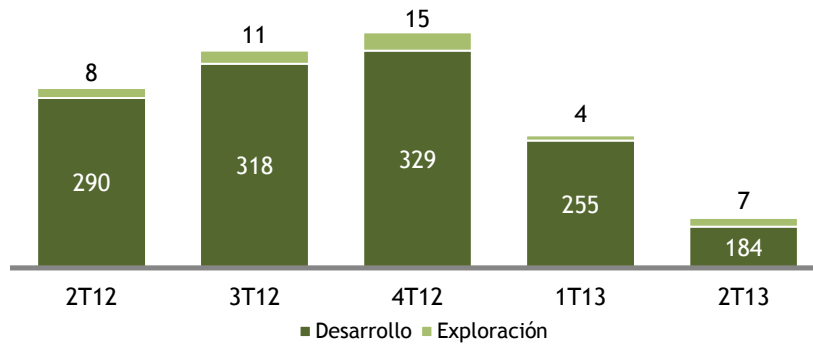
Pozos promedio en operación



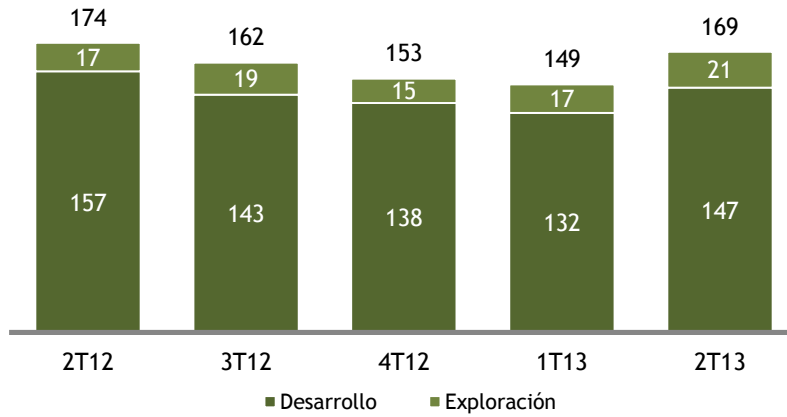
Pozos promedio en operación por tipo de campo 2T13



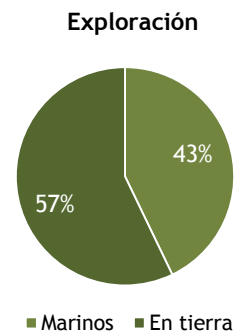
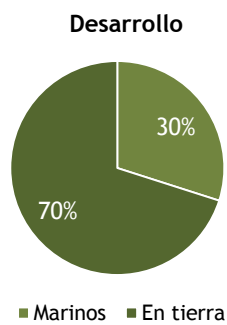
Pozos terminados



Equipos de perforación



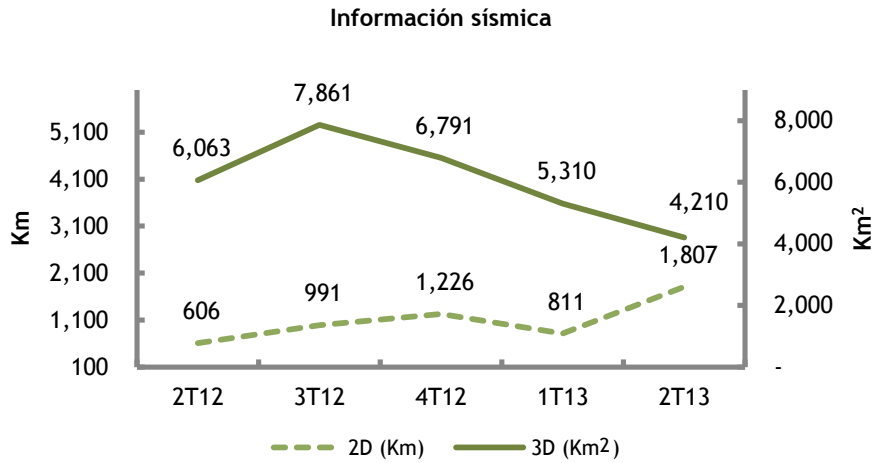
Equipos de perforación promedio por tipo 2T13



**Información sísmica**

La adquisición de información sísmica 2D fue de 1,807 km<sup>2</sup>, destacando la localización de recursos en lutitas, en el noreste del país, así como a la obtención de mayor información en las cuencas del Sureste.

La información sísmica 3D se ubicó en 4,210 km<sup>2</sup>, destacando la obtención de información en aguas profundas del Golfo de México, en el sureste Mexicano.



## Proyectos de exploración y producción

### Tercera ronda de Contratos Integrales

El 11 de julio de 2013 se anunció el fallo de la licitación de los Contratos Integrales de Exploración y Producción para Chicontepec, realizando así, la tercera ronda de contratos bajo este modelo.

En dicho proceso participaron 20 empresas, las cuales adquirieron 54 paquetes de bases de licitación. Se recibieron ofertas para tres de los seis bloques licitados.

Las empresas que resultaron ganadoras por ofrecer las mejores condiciones para PEMEX son:

Bloque	Reservas 3P (Mmbpce)	Fecha de Adjudicación	Empresa Contratada	Tarifa USD/ b
Soledad	134	11-jul-13	Petrolite de México	0.49
Miquetla	248	11-jul-13	Operadora de Campos DWF	0.98
Humapa	341	11-jul-13	Halliburton de México	0.01

Los tres bloques asignados abarcan una superficie de 365 km<sup>2</sup> con reservas totales 3P por cerca de 723 Mmbpce.

En condiciones óptimas de operación e inversión, se espera producción adicional por aproximadamente 84 Mbd en los próximos 15 años.

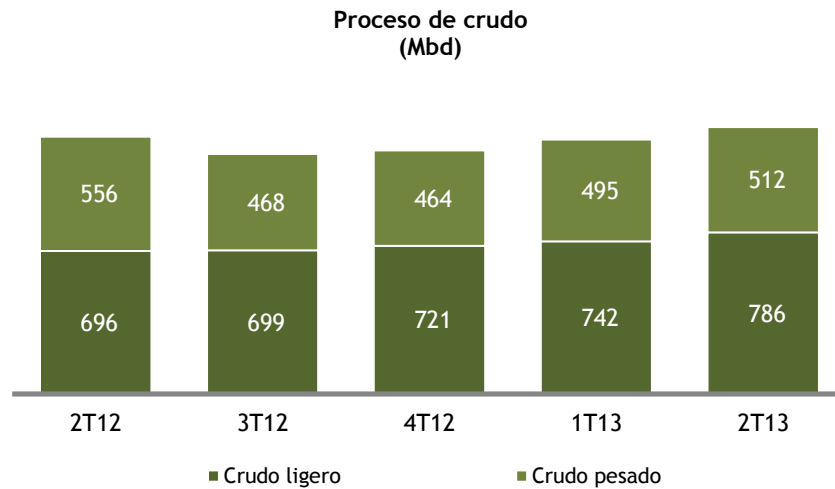


Procesos industriales

Proceso de crudo

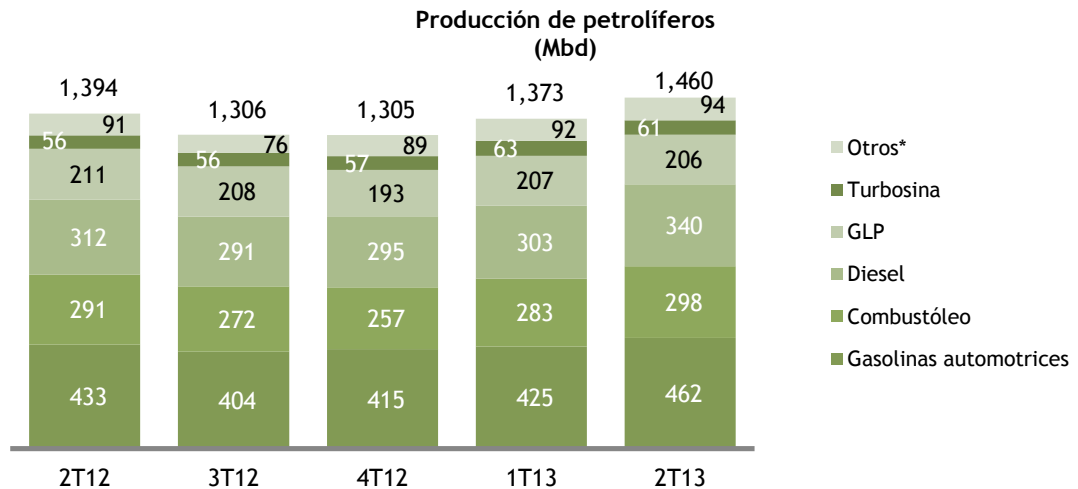
El proceso total de petróleo crudo aumentó 46 Mbd o 3.7% debido, principalmente, a mayor proceso de crudo en la refinería de Minatitlán por la estabilización de operaciones de plantas del proyecto de reconfiguración. La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación disminuyó 5 puntos porcentuales, con la finalidad de reducir la producción de productos residuales de las refinерías del centro del país y evitar con ello un impacto en el proceso de crudo por la capacidad de desalojo.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 3 puntos porcentuales, de 74.5% a 77.5% de su capacidad total.



Producción de petrolíferos

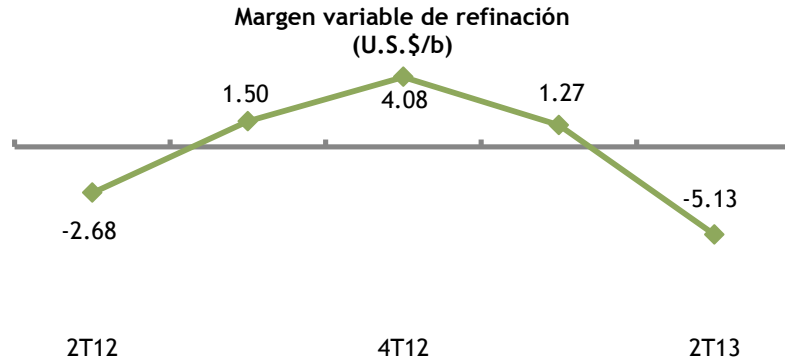
En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 4.7%, o 66 Mbd, observándose incrementos en la producción de gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo.



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

**Margen variable de refinación**

El margen variable de refinación disminuyó U.S.\$2.45 por barril, a un margen de U.S.\$-5.13 por barril, derivado, en parte, de fluctuaciones desfavorables de los márgenes internacionales de refinación, a un efecto de revaloración de inventarios, así como a un mayor proceso de crudo ligero en el SNR que permitió disminuir la producción de residuales.

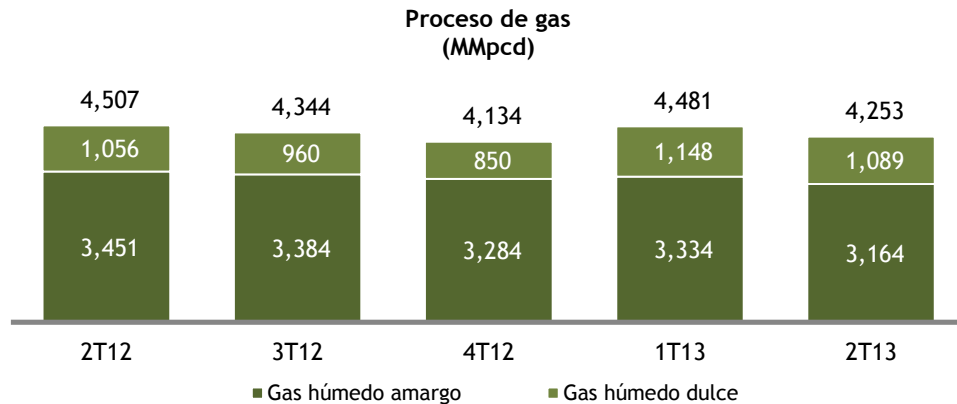


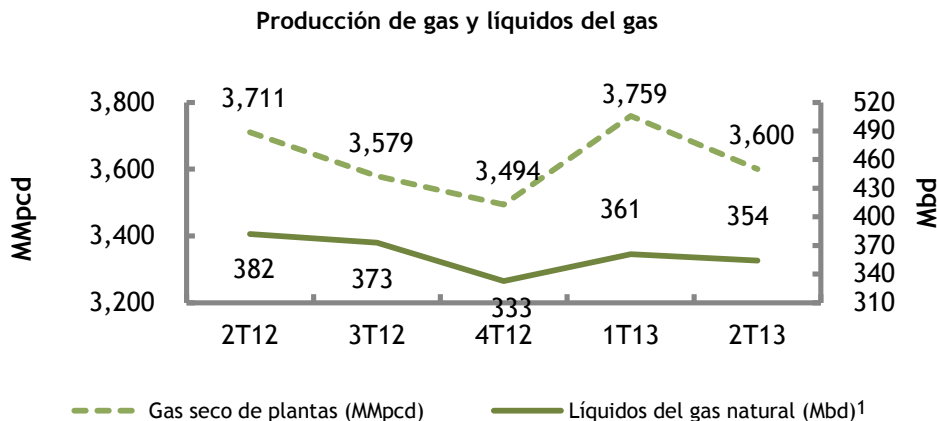
**Proceso y producción de gas**

El proceso de gas disminuyó 5.6%, como resultado de menor disponibilidad de gas húmedo amargo proveniente de las regiones marinas y de las áreas productoras de gas mesozoico, lo que fue parcialmente compensado por mayor oferta de gas húmedo dulce en la Región Norte.

El proceso de condensados promedió 47 Mbd, 1.5% inferior al registrado durante el segundo trimestre de 2012, debido a menor oferta de condensados dulces provenientes de la región la Región Norte.

Derivado de lo anterior, la producción de gas seco fue de 3,600 MMpcd, 3% menor a la producción del trimestre comparable del año anterior, en tanto que la producción de líquidos del gas disminuyó 7.3%.





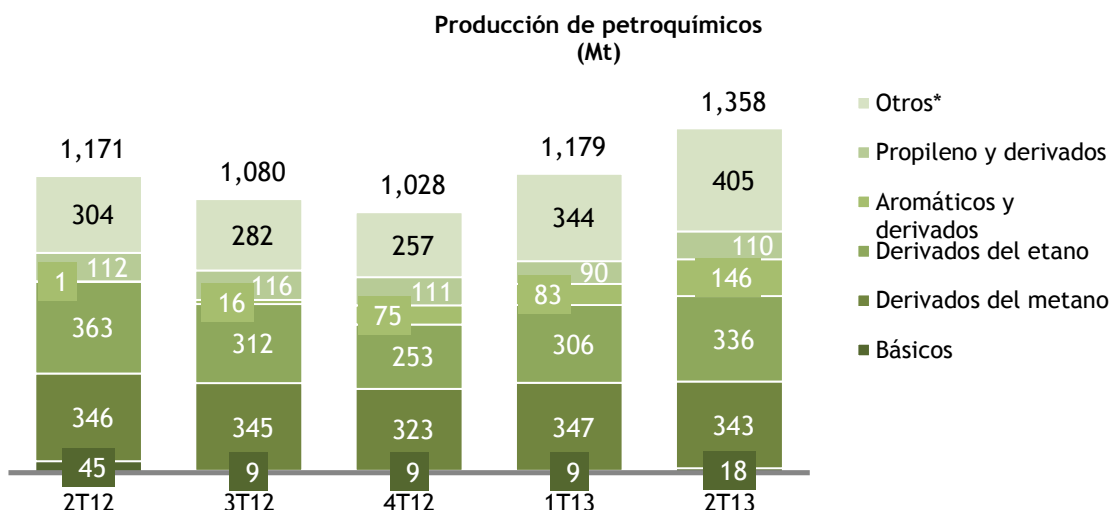
(1) Incluye el proceso de condensados.

### Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos incrementó 16%, de 1,171 Mt a 1,358 Mt, respecto al mismo trimestre de 2012, debido, principalmente, a la continuación de pruebas de desempeño de la unidad CCR y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el complejo La Cangrejera. Derivado de lo anterior se observaron incrementos de la producción de aromáticos y derivados, así como de otros petroquímicos incluyendo gasolinas amorfas, gasolinas de base octano y BTX. Por otra parte, en la cadena de propileno y derivados, se observó un incremento en la producción de Acrilonitrilo debido a la normalización de operaciones de plantas durante el segundo trimestre de 2013.

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Menor producción en la cadena de derivados del etano debido, principalmente, a menor producción de etileno destinado al mercado exterior y a menores producciones de Polietileno de Baja Densidad y Polietileno Lineal de Baja Densidad por retrasos operativos.
- Menor producción en la cadena de derivados del metano, debido, en parte, a menor producción de metanol por acumulación de inventarios y a menores ventas de anhídrido carbónico por una disminución en la demanda del sector industrial y refresquero.



\*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 procesos industriales

### Abastecimiento de gas natural licuado (GNL)

El 10 de mayo de 2013, La Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizó la adjudicación de 18 cargamentos de gas natural licuado (GNL) para garantizar el abasto a la industria nacional y para la generación de energía eléctrica. Estos 18 cargamentos forman parte de un total de 30 que se realizarán entre 2013 y 2014 y serán entregados en la Terminal de Gas Natural Licuado de Manzanillo, en el estado de Colima.

Los procesos de contratación serán realizados en colaboración entre Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y CFE. Los cargamentos que sean recibidos en 2013 se distribuirán entre ambas instituciones; mientras que en 2014 serán solo para el uso de PGPB.

### Gasoducto Los Ramones

El 13 de mayo de 2013 se publicó la convocatoria para el proceso de licitación de la segunda fase del proyecto de gasoductos Los Ramones cuya extensión será de 740 km y abarcará los estados de Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Querétaro y Guanajuato.

Los Ramones representa el mayor proyecto de infraestructura energética del país de los últimos 40 años; una vez concluido, se espera abastecer cerca del 20% de la demanda nacional de gas natural.

Se espera que la presentación de las propuestas se lleve a cabo el 20 de septiembre de 2013 y, una vez realizada su evaluación, el 15 de octubre de 2013 se adjudicará el contrato a la empresa que reúna las condiciones legales, técnicas y económicas que garantice el cumplimiento de las obligaciones requeridas

El 21 de julio de 2013, PEMEX firmó un contrato con Gasoductos del Noreste, empresa parte del grupo de Gasoductos de Chihuahua, para la prestación de servicios de transporte de gas natural en la primera fase del proyecto Los Ramones. El contrato tendrá una vigencia de 25 años a partir de la entrada en operación del gasoducto, la cual se espera para diciembre de 2014.

### Volumen de producción de gasolinas

En mayo de 2013, PEMEX alcanzó el volumen de producción de gasolinas más alto de los últimos 40 meses. Como resultado, se registró el volumen más bajo de importación de gasolinas desde enero de 2010.

## Resultados financieros

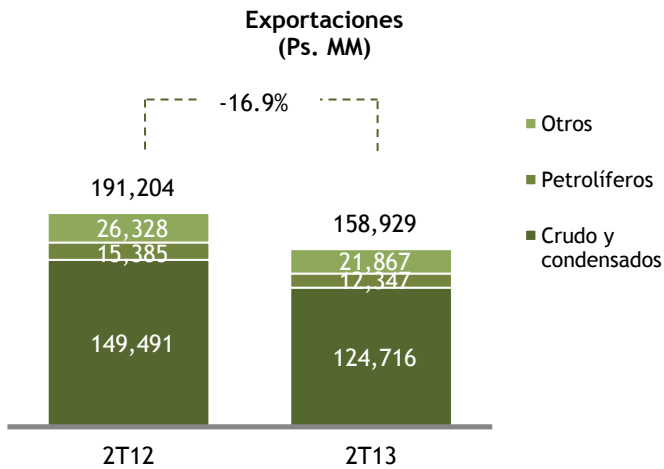
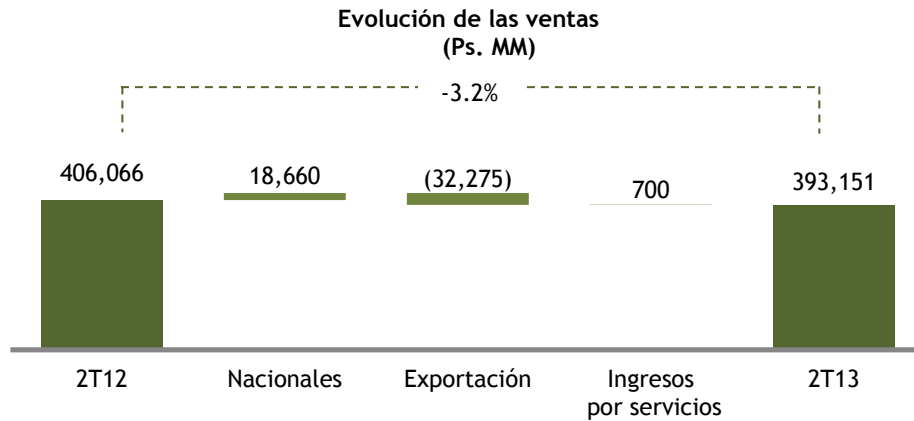
PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de abr. al 30 de jun. de				2013 (U.S.\$MM)
	2012 (Ps. MM)	2013	Variación		
<b>Ventas totales</b>	<b>406,066</b>	<b>393,151</b>	<b>-3.2%</b>	<b>(12,915)</b>	<b>30,359</b>
En México	213,042	231,703	8.8%	18,660	17,892
De exportación	191,204	158,929	-16.9%	(32,275)	12,272
Ingresos por servicios	1,819	2,519	38.5%	700	194
<b>Costo de ventas</b>	<b>209,798</b>	<b>184,304</b>	<b>-12.2%</b>	<b>(25,494)</b>	<b>14,232</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>196,268</b>	<b>208,847</b>	<b>6.4%</b>	<b>12,579</b>	<b>16,127</b>
<b>Gastos generales</b>	<b>28,096</b>	<b>33,712</b>	<b>20.0%</b>	<b>5,617</b>	<b>2,603</b>
Gastos de distribución y transportación	7,230	7,916	9.5%	686	611
Gastos de administración	20,866	25,796	23.6%	4,930	1,992
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>62,406</b>	<b>22,208</b>	<b>-64.4%</b>	<b>(40,198)</b>	<b>1,715</b>
IEPS devengado	64,134	22,318	-65.2%	(41,815)	1,723
Otros	(1,728)	(110)	93.6%	1,617	(9)
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>230,578</b>	<b>197,342</b>	<b>-14.4%</b>	<b>(33,236)</b>	<b>15,239</b>
Resultado integral de financiamiento	(45,524)	(38,155)	16.2%	7,368	(2,946)
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	(127)	131	203.1%	257	10
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>184,928</b>	<b>159,317</b>	<b>-13.8%</b>	<b>(25,611)</b>	<b>12,302</b>
Impuestos y derechos	218,507	208,314	-4.7%	(10,193)	16,086
<b>Rendimiento neto</b>	<b>(33,579)</b>	<b>(48,997)</b>	<b>-45.9%</b>	<b>(15,418)</b>	<b>(3,783)</b>
Otros resultados Integrales	(3,998)	3,730	193.3%	7,728	288
<b>Utilidad (pérdida) integral</b>	<b>(37,578)</b>	<b>(45,267)</b>	<b>-20.5%</b>	<b>(7,690)</b>	<b>(3,495)</b>

## Ventas

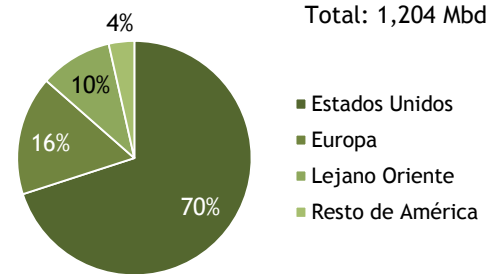
Las ventas totales disminuyeron 3.2%, principalmente como resultado de:

- Una disminución de 6.9% en el volumen de crudo exportado como consecuencia de mayor capacidad de refinación resultado de la estabilización de plantas en la refinería de Minatitlán.
- Una disminución de 3.0% en el precio de la mezcla mexicana de exportación, la cual pasó de U.S. \$99.97 por barril en el segundo trimestre de 2012 a U.S.\$96.93 por barril en el segundo trimestre de 2013.
- Una apreciación del peso frente al dólar estadounidense de 5.1%, equivalente a Ps.¢70.3, de Ps.13.6530 por dólar en el segundo trimestre de 2012 a Ps.12.9502 en el mismo trimestre de 2013.
- Una disminución de 2.4% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S. ¢280.12 por galón en el segundo trimestre de 2012 a U.S. ¢273.4 en el segundo trimestre de 2013.
- Una reducción de 8.1% en el volumen de venta en México de gasolina magna, lo cual fue parcialmente compensado por mayores volúmenes de los siguientes productos para venta en México: gasolina premium (28.9%), diesel industrial (16.7%), combustóleo (4.8%) y turbosina (4.7%).

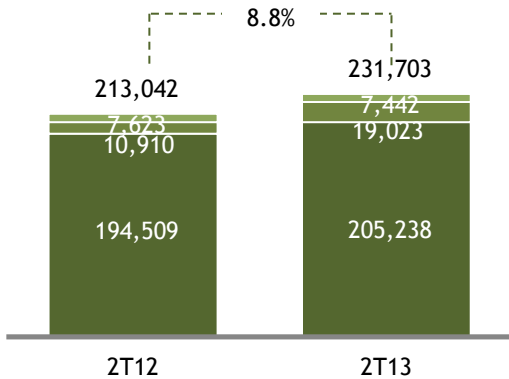
- Asimismo, se registraron mayores precios de productos para venta en México de algunos productos como: gasolina magna (10.8%), gasolina premium (9.4%), diesel (10.6%) y diesel industrial (10.5%).



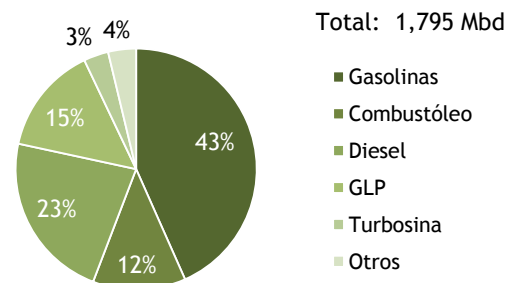
**Exportaciones de crudo por destino geográfico**



**Ventas en México (Ps. MM)**



**Ventas de Petrolíferos en México**



**Costos y gastos de operación**

El costo de ventas registró una disminución de 12.2% principalmente como resultado de:

- Un decremento de 12.2% en compras de productos para reventa a consecuencia de menores

precios de hidrocarburos y combustibles de referencia, así como por mayor producción interna de productos petrolíferos.

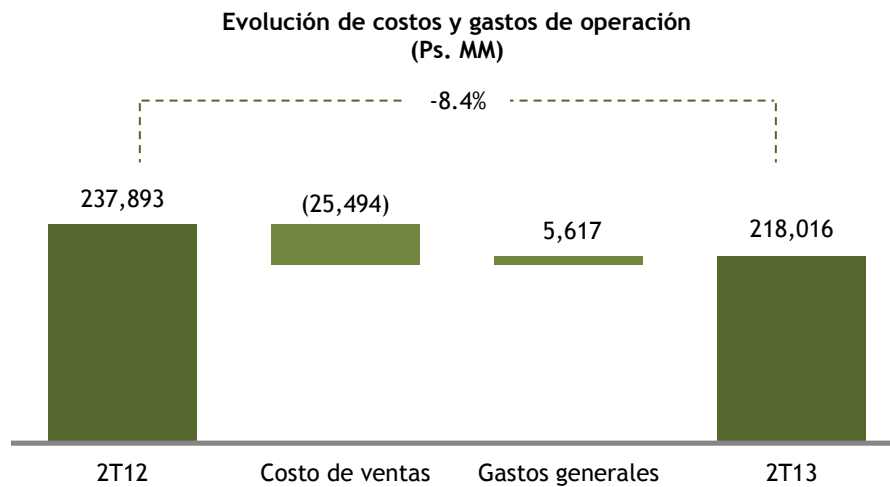
- Lo anterior fue parcialmente compensado por incrementos en depreciación (4.1%) y amortización (4.8%).

Durante el segundo trimestre de 2013, los gastos generales, integrados por gastos de distribución y de administración, registraron un incremento de Ps. 5.6 miles de millones, ubicándose en Ps. 33.7 miles de millones.

En este sentido, los gastos de distribución aumentaron Ps.686 millones por mayores gastos de conservación y mantenimiento. Por su parte, los gastos de administración se incrementaron Ps. 4.9 miles de millones, como resultado de incrementos en depreciación y gastos de conservación y mantenimiento.

**Otros Ingresos**

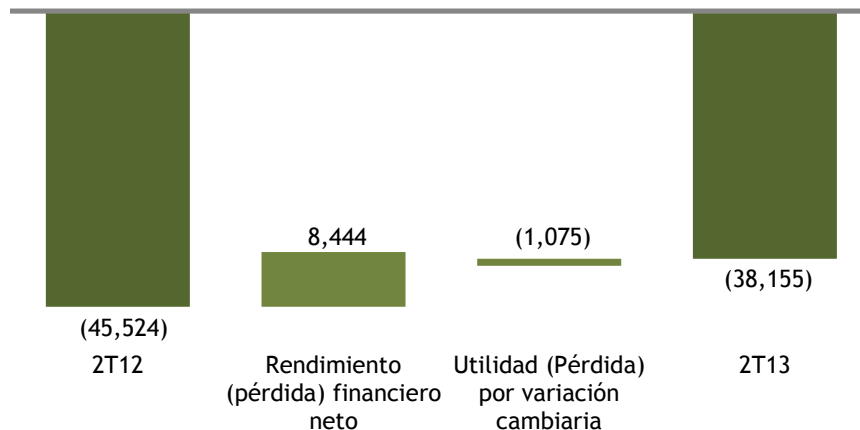
Otros ingresos (neto) disminuyeron 64.4%, fundamentalmente como consecuencia de menores ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS, mismos que han ido disminuyendo en la medida en que el precio de los combustibles nacionales se van acercando al precio de referencia internacional.



**Resultado integral de financiamiento**

El resultado integral de financiamiento representó un costo de Ps. 38.1 miles de millones, Ps.7.4 miles de millones inferior al del mismo trimestre del año anterior, derivado de menores costos financieros, lo que fue parcialmente compensado por menores rendimientos financieros y una pérdida cambiaria marginalmente mayor a la registrada en el mismo trimestre de 2012.

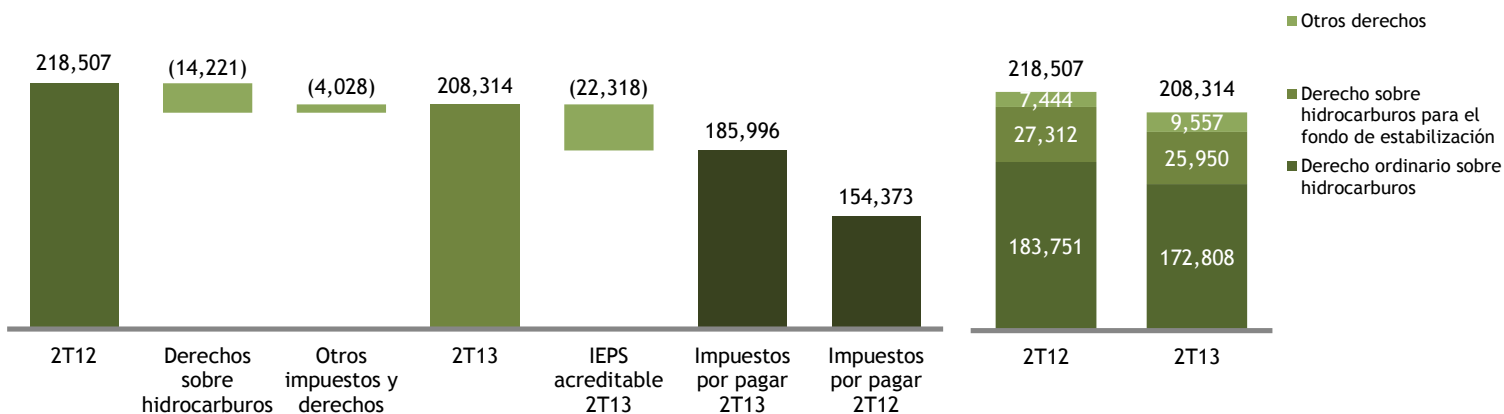
**Evolución del resultado integral de financiamiento (Ps. MM)**



**Impuestos y derechos**

En el segundo trimestre del año, los impuestos y derechos disminuyeron 4.7% ó Ps. 10.2 miles de millones como resultado del movimiento en el precio de la mezcla mexicana de exportación, de U.S. \$99.97 por barril en el segundo trimestre de 2012 a U.S.\$96.93 por barril en el mismo periodo de 2013.

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

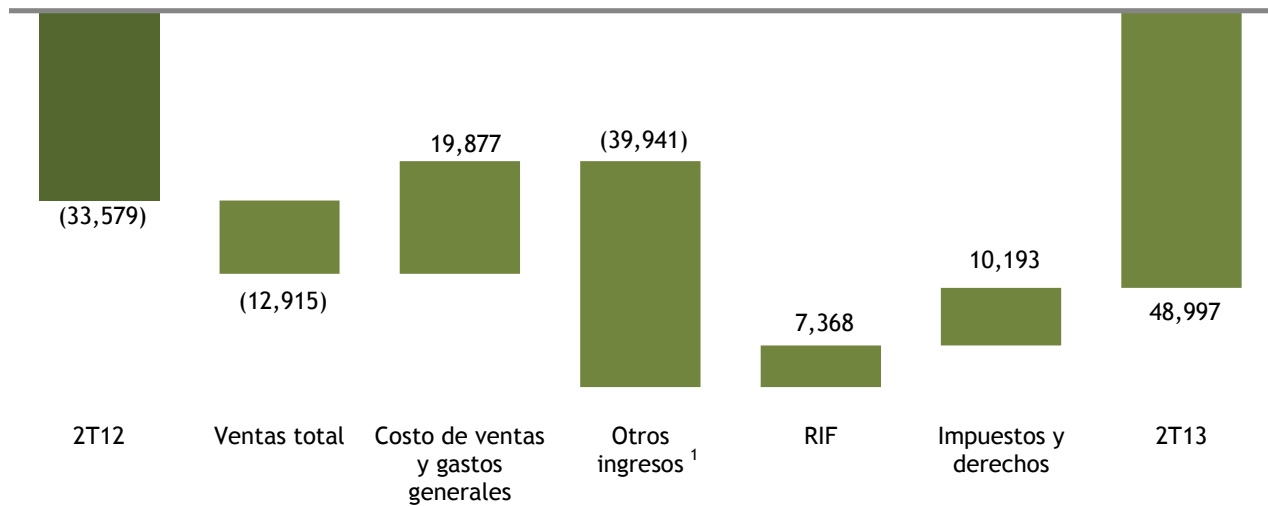




**Rendimiento neto**

En el trimestre se registró una pérdida neta de Ps. 49 mil millones, 45.9% mayor a la registrada en el segundo trimestre de 2012, derivado de menores ventas a consecuencia de una caída en el precio de mezcla mexicana de exportación, así como menores volúmenes de exportación y un resultado integral de financiamiento que representa un costo por Ps. 38.1 miles de millones.

**Evolución de la pérdida neta 2T12 vs 2T13**  
Ps. MM



(1 ) Incluye la variación en la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. 257.2

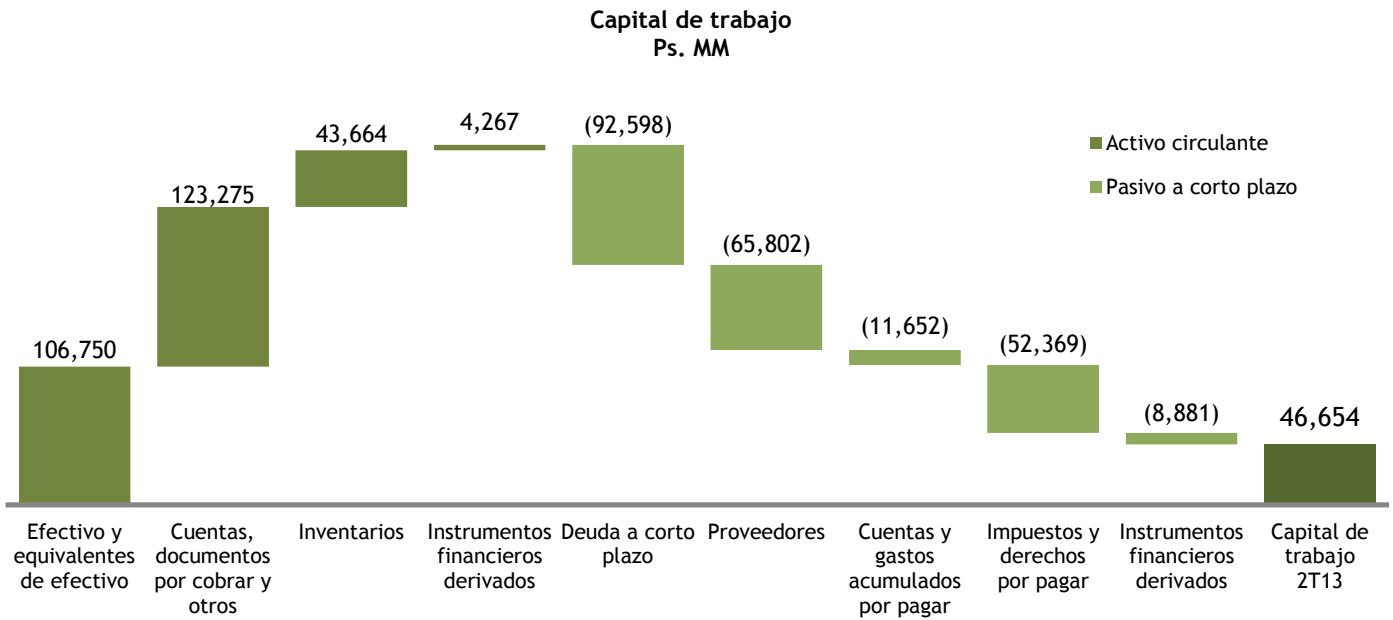
## Estado de la situación financiera al 30 de junio de 2013

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de <u>2012</u>	Al 30 de junio de <u>2013</u>		<u>Variación</u>	<u>2013</u>
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
<b>Total activo</b>	<b>2,024,183</b>	<b>2,001,397</b>	<b>-1.1%</b>	<b>(22,786)</b>	<b>154,546</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>318,142</b>	<b>277,955</b>	<b>-12.6%</b>	<b>(40,187)</b>	<b>21,463</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	119,235	106,750	-10.5%	(12,485)	8,243
Cuentas, documentos por cobrar y otros	133,010	123,275	-7.3%	(9,735)	9,519
Inventarios	56,848	43,664	-23.2%	(13,184)	3,372
de productos	51,951	39,722	-23.5%	(12,229)	3,067
de materiales	4,896	3,942	-19.5%	(955)	304
Instrumentos financieros derivados	9,050	4,267	-52.9%	(4,783)	329
Inversión disponible para su venta	15,771	15,534	-1.5%	(238)	1,199
Inversión en acciones y valores	17,252	15,391	-10.8%	(1,860)	1,188
Propiedades, mobiliario y equipo	1,658,734	1,673,273	0.9%	14,539	129,208
Otros activos	14,284	19,244	34.7%	4,960	1,486
<b>Total pasivo</b>	<b>2,295,249</b>	<b>2,325,756</b>	<b>1.3%</b>	<b>30,507</b>	<b>179,592</b>
<b>Pasivo de corto plazo</b>	<b>235,804</b>	<b>231,301</b>	<b>-1.9%</b>	<b>(4,503)</b>	<b>17,861</b>
Deuda a corto plazo	114,241	92,598	-18.9%	(21,643)	7,150
Proveedores	61,513	65,802	7.0%	4,289	5,081
Cuentas y gastos acumulados por pagar	16,230	11,652	-28.2%	(4,578)	900
Impuestos y derechos por pagar	43,981	52,369	19.1%	8,388	4,044
Instrumentos financieros	(161)	8,881	5403.9%	9,042	686
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>2,059,445</b>	<b>2,094,455</b>	<b>1.7%</b>	<b>35,010</b>	<b>161,731</b>
Deuda a largo plazo	672,618	667,616	-0.7%	(5,001)	51,553
Reserva para créditos diversos y otros	70,149	72,251	3.0%	2,102	5,579
Reserva para beneficios a los empleados	1,288,541	1,327,865	3.1%	39,325	102,536
Impuestos diferidos	28,138	26,723	-5.0%	(1,415)	2,063
<b>Total patrimonio</b>	<b>(271,066)</b>	<b>(324,360)</b>	<b>19.7%</b>	<b>(53,294)</b>	<b>(25,047)</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>2,024,183</b>	<b>2,001,397</b>	<b>-1.1%</b>	<b>(22,786)</b>	<b>154,546</b>

**Capital de trabajo**

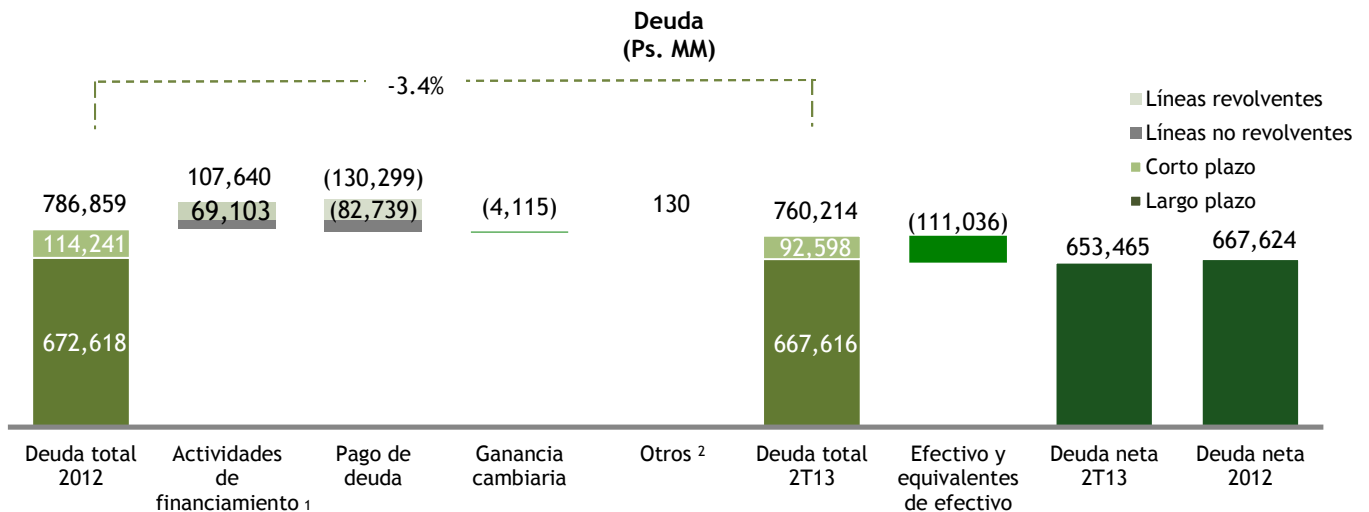
Al 30 de junio de 2013, el capital de trabajo se ubicó en Ps. 46.65 miles de millones como resultado de:

- Una disminución en el activo circulante por Ps. 40.2 miles de millones, equivalente a 12.6%, resultado principalmente de una disminución en efectivo y equivalentes, cuentas y documentos por cobrar, así como inventarios.
- Un decremento en el pasivo de corto plazo por Ps. 4.5 miles de millones, equivalente a 1.9%, como consecuencia de menor deuda de corto plazo, así como una disminución en cuentas y gastos acumulados por pagar.



**Deuda**

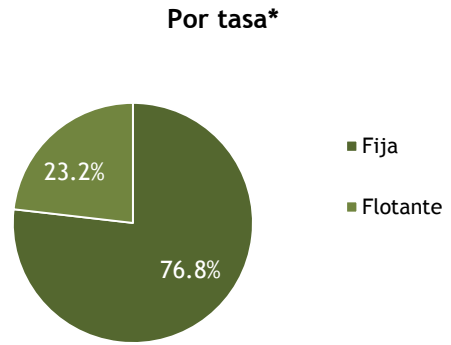
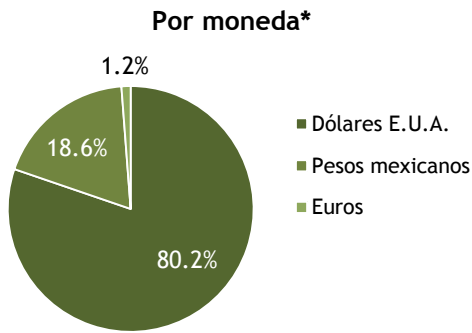
La deuda total registró una disminución de 3.4% principalmente como resultado de la apreciación del peso frente al dólar de 0.5%, así como mayores amortizaciones en la deuda de corto plazo.



1) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

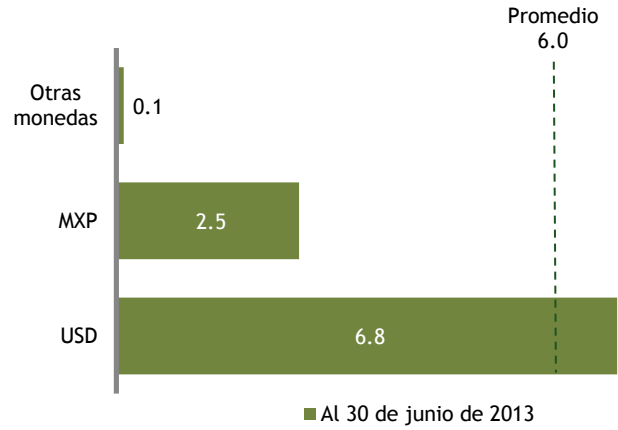
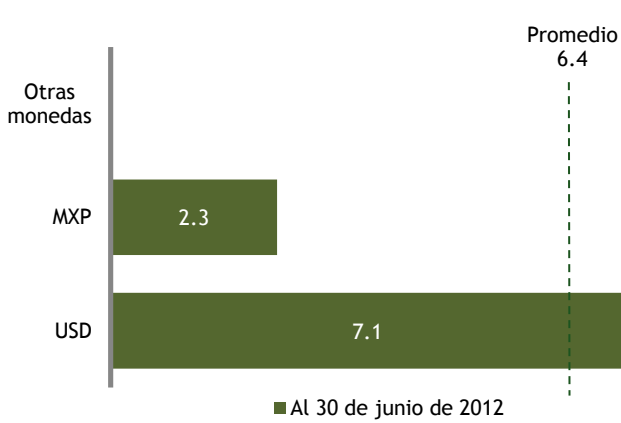
2) Incluye intereses devengados, comisiones y gastos por emisión de deuda, pérdidas sobre par, Contratos de Obra Pública Financiada y costo amortizado.

Deuda al 30 de junio de 2013  
(Ps. MM)



\*Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio  
(años)



\*Incluye instrumentos financieros derivados.

## Actividades de inversión

**Ejercicio 2T13** De enero a junio de 2013 se han ejercido Ps. 130.6 miles de millones, lo que representa el 40% de la inversión programada para 2013; se distribuyó de la siguiente forma:

- Ps. 118.1 miles de millones a Exploración y Producción, de los cuales Ps. 12.7 miles de millones se destinaron a exploración;
- Ps. 9.2 miles de millones a Refinación;
- Ps. 1.8 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica
- Ps. 1.1 miles de millones a Petroquímica
- Ps. 0.4 miles de millones al Corporativo

## Actividades de financiamiento

- Mercados de capitales**
- El 25 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos, llevó a cabo una reapertura de la emisión de Certificados Bursátiles de noviembre de 2012 con vencimiento en 2017, por un monto de Ps. 2.5 miles de millones y tasa variable de TIIE 28 más 3 puntos base.
  - El 18 de julio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión de deuda en los mercados internacionales por un monto total de U.S. \$3.0 miles de millones a través de cuatro bonos:
    - i) U.S. \$1.0 miles de millones a tasa fija, con vencimiento en julio de 2018 y cupón de 3.50%.
    - ii) U.S. \$1.0 miles de millones a tasa fija, con vencimiento en enero de 2024 y cupón de 4.875%
    - iii) U.S. \$500 millones a tasa variable de LIBOR más 202 puntos base y con vencimiento en julio de 2018.
    - iv) Reapertura por U.S. \$500 millones del bono a tasa fija y cupón de 6.5% con vencimiento en junio de 2041.

**Manejo de liquidez** Al 30 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito revolventes por U.S. \$2.5 miles de millones y Ps. 10.0 miles de millones. Al 26 de julio, fecha de publicación del presente reporte, las líneas de crédito para manejo de liquidez están disponibles en su totalidad.

**PEMEX**  
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de junio de		Variación	2013	
	2012	2013		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	6,818	(53,385)	-883.0%	(60,203)	(4,122)
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>	79,874	77,974	-2.4%	(1,901)	6,021
Depreciación y amortización	68,837	73,523	6.8%	4,686	5,677
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(37)	107	388.7%	145	8
Pozos no exitosos	7,728	2,291	-70.4%	(5,437)	177
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada provisión de pozos	(562)	(83)	85.2%	479	(6)
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	3,909	2,135	-45.4%	(1,774)	165
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>	(4,746)	13,118	376.4%	17,864	1,013
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(22,028)	(5,135)	76.7%	16,893	(396)
Intereses a cargo (favor)	17,343	18,489	6.6%	1,146	1,428
Efecto de valuación de instrumentos financieros	(60)	(236)	-291.5%	(176)	(18)
<b>Subtotal</b>	<b>81,946</b>	<b>37,707</b>	<b>-54.0%</b>	<b>(44,240)</b>	<b>2,912</b>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	22,218	76,169	242.8%	53,951	5,882
Instrumentos financieros	(6,065)	6,911	214.0%	12,976	534
Cuentas por cobrar a clientes	12,859	9,735	-24.3%	(3,124)	752
Inventarios	(3,405)	13,184	487.2%	16,589	1,018
Otros activos	2,618	(7,907)	-402.0%	(10,525)	(611)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	13,593	2,336	-82.8%	(11,257)	180
Impuestos pagados	(25,091)	8,388	133.4%	33,479	648
Proveedores	(861)	4,289	597.9%	5,150	331
Reserva para créditos diversos y otros	2,476	242	-90.2%	(2,234)	19
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	24,454	39,325	60.8%	14,870	3,037
Impuestos diferidos	1,640	(333)	-120.3%	(1,973)	(26)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>104,164</b>	<b>113,876</b>	<b>9.3%</b>	<b>9,711</b>	<b>8,793</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Gastos de exploración	(1,354)	(426)	68.5%	928	(33)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(78,861)	(87,235)	-10.6%	(8,374)	(6,736)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(80,216)</b>	<b>(87,661)</b>	<b>-9.3%</b>	<b>(7,445)</b>	<b>(6,769)</b>
<b>Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>23,949</b>	<b>26,215</b>	<b>9.5%</b>	<b>2,266</b>	<b>2,024</b>
<b>Actividades de financiamiento</b>					
Prestamos obtenidos a través de instituciones financieras	180,550	107,640	-40.4%	(72,911)	8,312
Intereses pagados	(16,817)	(18,123)	-7.8%	(1,306)	(1,399)
Pagos de principal a préstamos	(175,284)	(130,299)	25.7%	44,985	(10,062)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>(11,550)</b>	<b>(40,782)</b>	<b>-253.1%</b>	<b>(29,232)</b>	<b>(3,149)</b>
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	12,399	(14,567)	-217.5%	(26,966)	(1,125)
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio</b>	<b>114,368</b>	<b>119,235</b>	<b>4.3%</b>	<b>4,867</b>	<b>9,207</b>
<b>Efecto por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>(1,015)</b>	<b>2,082</b>	<b>305.1%</b>	<b>3,097</b>	<b>161</b>
<b>Efectivo y equivalentes al final del ejercicio</b>	<b>125,752</b>	<b>106,750</b>	<b>-15.1%</b>	<b>(19,002)</b>	<b>8,243</b>

## Otros eventos relevantes

### Nuevos Nombres

El 20 de junio de 2013, el Presidente de la República, Lic. Enrique Peña Nieto, designó como director general de Pemex Petroquímica al ingeniero Manuel Sánchez Guzmán, quien fungía como encargado de despacho desde noviembre de 2012.

### Convenio de colaboración con NAFIN

El 3 de julio de 2013, PEMEX firmó un convenio de colaboración con Nacional Financiera para impulsar proyectos estratégicos de la industria petrolera nacional, a través de esquemas de financiamiento corporativo a empresas pequeñas y medianas (PYMES).

El objetivo de este programa es fortalecer el desarrollo regional y el contenido nacional.

Este programa forma parte del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, el cual tiene como finalidad la reactivación de la economía.

### Acuerdo con China Exim Bank

El 4 de junio de 2013, PEMEX firmó un acuerdo con el Banco de Exportaciones e Importaciones de China a través del cual la institución otorgaría a PEMEX una línea de crédito hasta el equivalente a U.S. \$1,000 millones para el financiamiento de posibles adquisiciones de buques y equipo marino para actividades costa afuera de manufactura china. Dicho acuerdo tiene una vigencia de tres años.

### Acuerdo con Xinxing Cathay International Group

El 4 de junio de 2013 PEMEX firmó un acuerdo con Xinxing Cathay International Group, como resultado del Memorandum de Entendimiento firmado en abril de 2013. Este acuerdo tiene como objetivo encontrar oportunidades de colaboración en materia de investigación, desarrollo científico y tecnológico.

### Rehabilitación de muelles

Durante 2013, PEMEX invertirá Ps. 840 millones en un proyecto integral para la rehabilitación de siete muelles en: la Paz, Baja California Sur; Mazatlán, Sinaloa; Salina Cruz, Oaxaca; Lerma, Campeche; Guaymas, Sonora y Pajaritos, Veracruz.

### Informe de Responsabilidad Social

El 15 de julio de 2013, se presentó el Informe de Responsabilidad Social 2012 en el que se destacan los retos y desafíos globales que enfrenta PEMEX:

- Explotar de manera sustentable los hidrocarburos, particularmente en aguas profundas del Golfo de México, recursos en regiones geológicamente complejas y recursos no convencionales como los depósitos de recursos lutitas.
- Ampliar la capacidad y eficiencia del Sistema Nacional de Refinación a fin de garantizar el abasto de petrolíferos.
- Fortalecer la transparencia y rendición de cuentas.
- Consolidar a PEMEX como un actor central en las acciones para combatir el cambio climático.
- Reforzar la implementación de las mejores prácticas internacionales para asegurar un desempeño óptimo en materia de protección ambiental.
- Apoyar iniciativas para la conservación de la biodiversidad y el patrimonio ambiental del país.

Por sexto año consecutivo, el informe fue reconocido con la máxima calificación (A+) otorgada por la organización Global Reporting Initiative (GRI), asociada a la ONU, para el sector de petróleo y gas.

**Contratación de Seguros**

El 19 de junio concluyó la licitación pública nacional para la contratación de la póliza integral de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios con vigencia del 30 de junio de 2013 al 30 de junio de 2015, que cubre daño físico directo a todo bien, todo riesgo en tierra y mar, así como la responsabilidad civil general.

El ganador de esta licitación fue Seguros Inbursa, S.A., Grupo Financiero Inbursa, quien ofertó una prima total de U.S. \$426.3 millones (antes de IVA). Esta prima representó un ahorro de aproximadamente U.S. \$11 millones respecto a la misma póliza contratada previamente por Petróleos Mexicanos y considerando un período equivalente de cobertura.

Esta póliza es el seguro de daños más grande en México y en la licitación participaron también otras aseguradoras de renombre internacional.

**Plan de Acción Climática**

El 30 de junio de 2013, el Consejo de Administración aprobó el Plan de Acción Climática (PAC) 2013, instrumento de estrategia interna que permite dirigir los esfuerzos, orientar las inversiones y evaluar los resultados en materia de acción climática.

El PAC está alineado a los objetivos estratégicos estipulados en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y tiene como principal objetivo reducir la huella de carbono de PEMEX a través de las siguientes acciones:

- Mitigación directa de emisiones de gas efecto invernadero.
- Adaptación: mapa de vulnerabilidad de instalaciones y acciones para administrar de forma efectiva el riesgo.
- Temas transversales: revisión de la línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> y la curva de costos marginales de abatimiento.

Reducción de la intensidad de carbono de la oferta energética: ampliación de la oferta de gas natural (gas de lutitas).



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)

Cristina Arista

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

Arturo Limón

[arturo.limon@pemex.com](mailto:arturo.limon@pemex.com)

Alejandro López

[alejandrolopezm@pemex.com](mailto:alejandrolopezm@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 auditados 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 [35] 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 prevaleciente al 30 de junio de 2013 de Ps. 12.9502 = 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 2012, 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 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. S