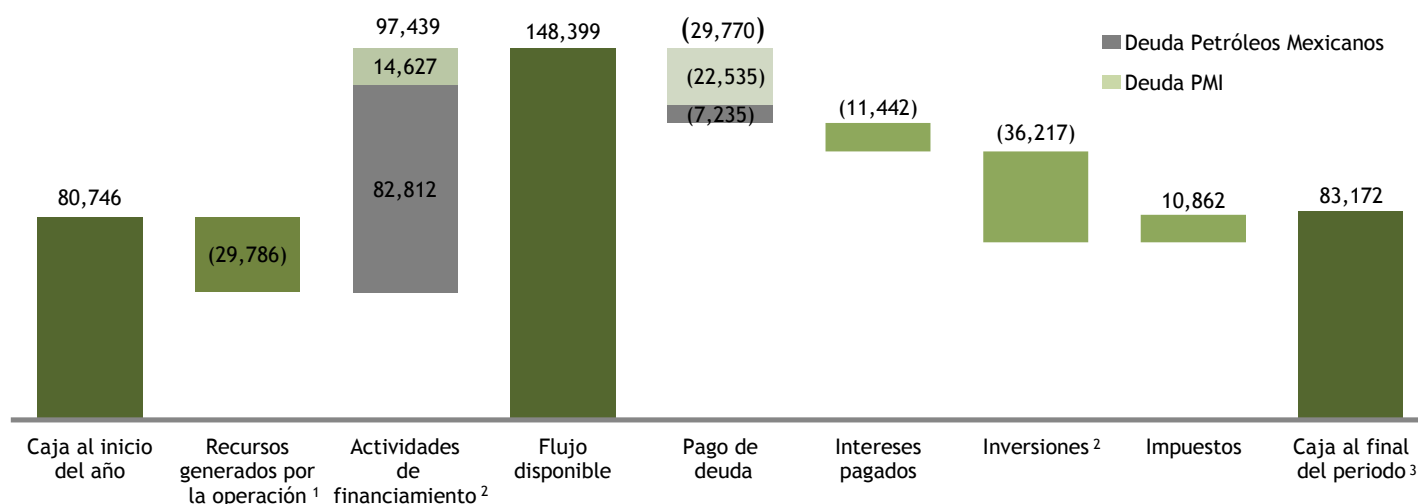


## Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de marzo de 2014<sup>1</sup>

Del 1 de ene. al 31 de mar.	2013 (MXN miles de millones)	2014 (MXN miles de millones)	Variación	2014 (USD miles de millones)	Aspectos relevantes
Ventas totales	396.3	406.9	2.7%	31.1	→ La producción total de hidrocarburos alcanzó 3.6 MMBpce, la producción de petróleo crudo disminuyó 2.1% en tanto que la de gas aumentó 1.9%.
Rendimiento bruto	192.4	196.6	2.2%	15.0	→ Se observó un incremento en la producción de petrolíferos de mayor valor agregado y de petroquímicos.
Rendimiento de operación	201.5	181.2	-10.1%	13.8	→ El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación disminuyó 12.1%, pasó de USD 104.72 a USD 92.10.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	219.8	174.2	-20.8%	13.3	→ El precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México disminuyó 2.4%, de USD \$280.12 a USD \$273.40.
Impuestos y derechos	224.2	210.1	-6.3%	16.1	→ Los impuestos y derechos representaron el 120.6% del rendimiento antes de impuestos.
Rendimiento (pérdida) neta	(4.4)	(36.0)		(2.7)	→ El EBITDA se ubicó en MXN 249.4 mil millones (U.S. \$19.1 mil millones).

Acrónimos usados: miles de barriles diarios (Mbd), millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), miles de toneladas (Mt).

Fuentes y usos de recursos al 31 de marzo de 2014  
(MXN millones)



(1) Antes de impuestos y derechos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de MXN 490 millones por cambios en el valor del efectivo y de MXN 1,810 millones por ajustes en incremento al patrimonio por el Gobierno Federal.

<sup>1</sup> PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del primer trimestre de 2014. PEMEX exhorta al lector analizar este reporte acompañado de la información incluida en los Anexos, al igual que en la versión estenográfica de la conferencia telefónica de resultados de PEMEX al primer trimestre de 2014, que se llevará a cabo el 30 de abril de 2014. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en [www.ri.pemex.com](http://www.ri.pemex.com).

## Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de enero al 31 de marzo de			
	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>Variación</u>	
<b>Explotación</b>				
Total de hidrocarburos (Mbpcd)	3,689	3,643	-1.3%	(46)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,582	2,537	-1.8%	(45)
Crudo (Mbd)	2,544	2,492	-2.1%	(52)
Condensados (Mbd)	38	45	18.4%	7
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,463	6,522	0.9%	59
<b>Transformación industrial</b>				
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,759	3,671	-2.3%	(88)
Líquidos del gas natural (Mbd)	361	369	2.1%	8
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,379	1,330	-3.5%	(49)
Petroquímicos (Mt)	1,282	1,441	12.4%	159

(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.

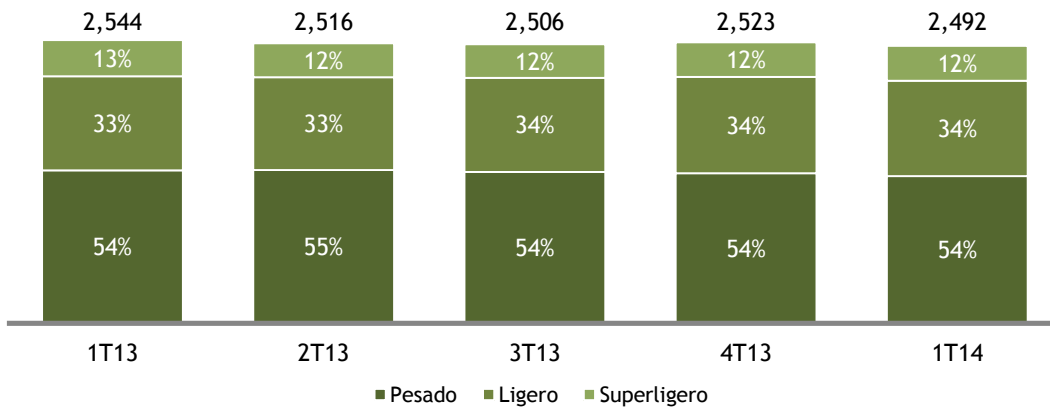
## Exploración y producción 1T14

**Producción de crudo** La producción total de petróleo crudo promedió 2,492 Mbd, 2.1% inferior al promedio del primer trimestre de 2013. La diferencia fue resultado de:

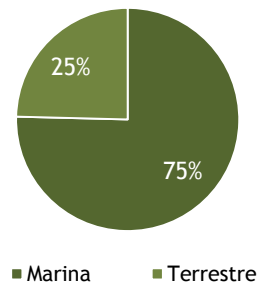
- Una disminución de 3.7% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en el Activo Cantarell, de la Región Marina Noreste.
- Una disminución de 4.4% en la producción de crudo súperligero, debido al incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijije y Sen del proyecto Delta del Grijalva, de la Región Sur, así como a la declinación natural de campos del proyecto Crudo Ligero Marino, de la Región Marina Suroeste.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 1.5% en la producción de crudo ligero resultado, principalmente, de mayor producción en los campos Kuil, Onel, Chuhuk y Tsimín de la Región Marina Suroeste, Kambesah de la Región Marina Noreste, Artesa de la Región Sur, así como en Gasífero y Bedel de la Región Norte. En conjunto la producción de estos campos fue de 207 Mbd al cierre del primer trimestre de 2014.

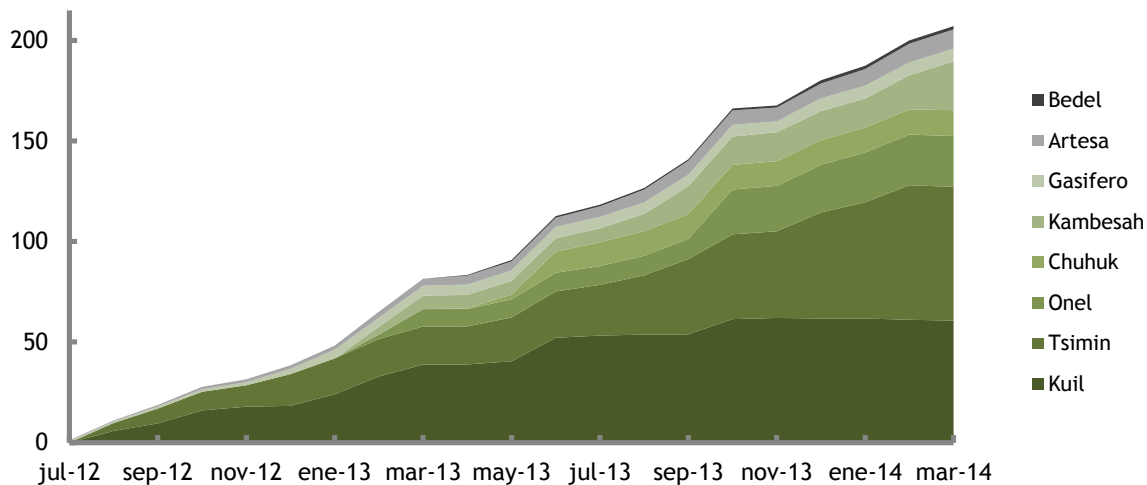
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 1T14



Producción de crudo por campo (Mbd)



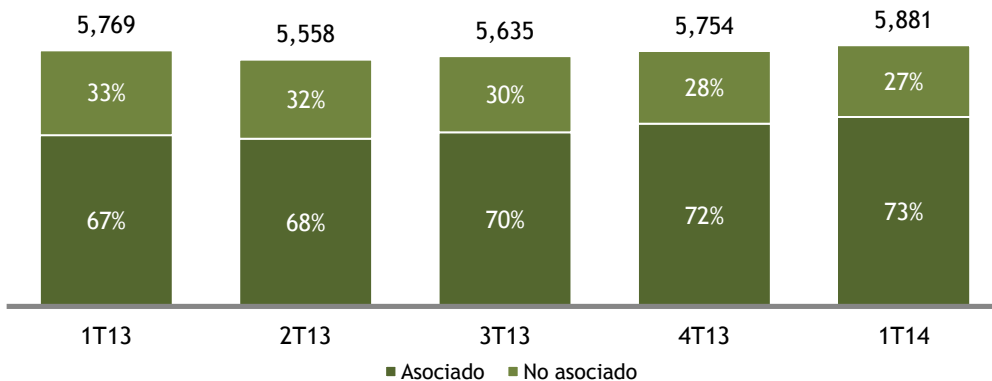
**Producción de gas natural**

La producción de gas natural durante el primer trimestre de 2014 incrementó en 1.9%<sup>2</sup>, respecto al mismo periodo del 2013. Esto se debió principalmente a mayor producción de gas asociado, 10.8%, debido a incrementos en los activos Ku-Maloob-Zaap y Cantarell, de la Región Marina Noreste, así como en los activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc, de la Región Marina Suroeste.

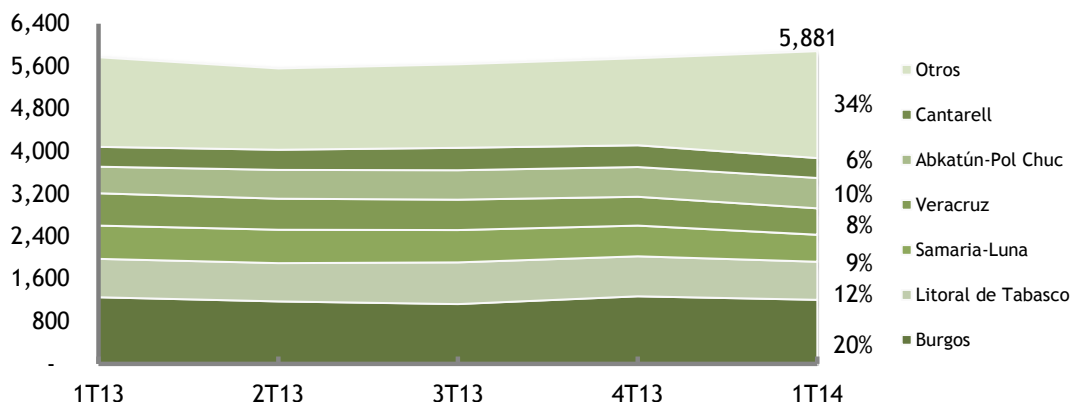
Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por menor producción de gas no asociado en 15.8% derivado de la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte.

<sup>2</sup> No incluye nitrógeno

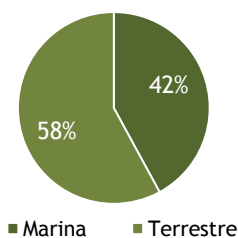
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 1T14



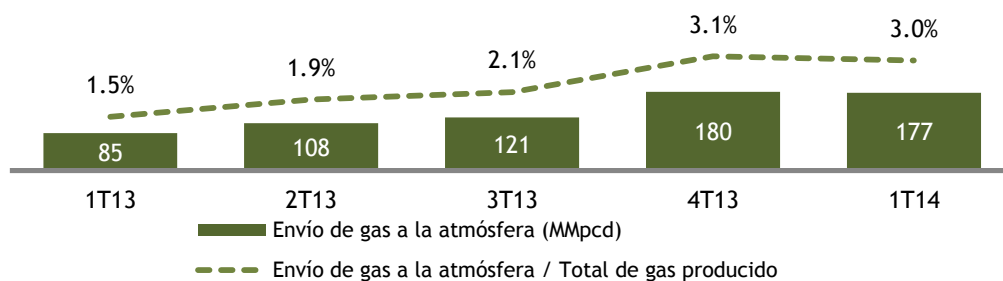
Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera aumentó 92 MMpcd debido, principalmente, a:

- Operaciones de mantenimiento en equipos de compresión en plataformas de la Región Marina Noreste.
- Paros no programados de equipos de compresión en la Región Marina Suroeste durante el mes de febrero.

En este contexto, el aprovechamiento del gas durante el primer trimestre de 2014 fue de 97.0%.

Envío de gas a la atmósfera



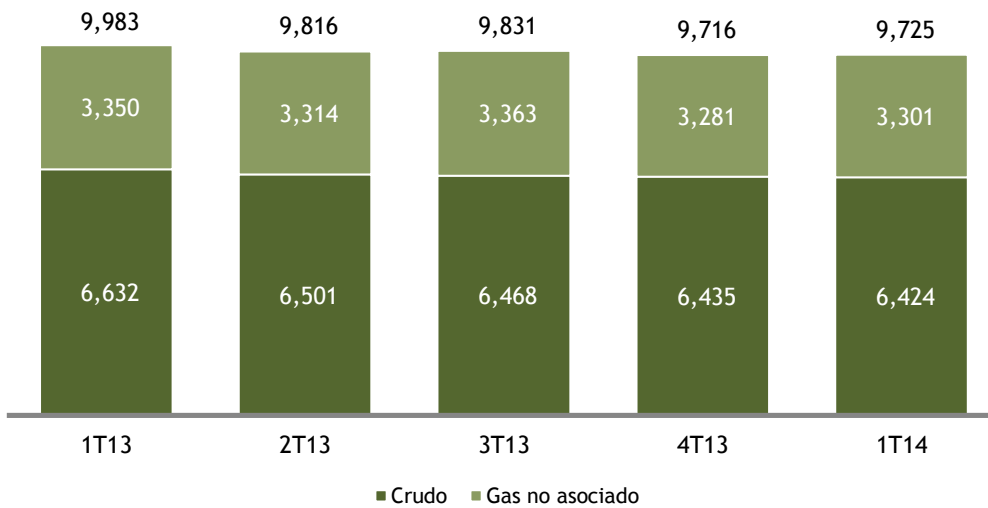
**Infraestructura de operación**

Durante el primer trimestre de 2014 el promedio de número de pozos en operación fue de 9,725, 2.6% inferior al del mismo periodo de 2013.

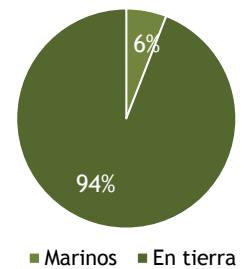
El número total de pozos terminados disminuyó 47.9%, de 259 a 135 pozos, debido a menor actividad programada en los activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos de la Región Norte.

Por otra parte, se terminaron seis pozos exploratorios, dos pozos más que el periodo comparable de 2013, debido a mayor operación en los Activos de Exploración Cuencas del Sureste Marino y Aguas Profundas Sur.

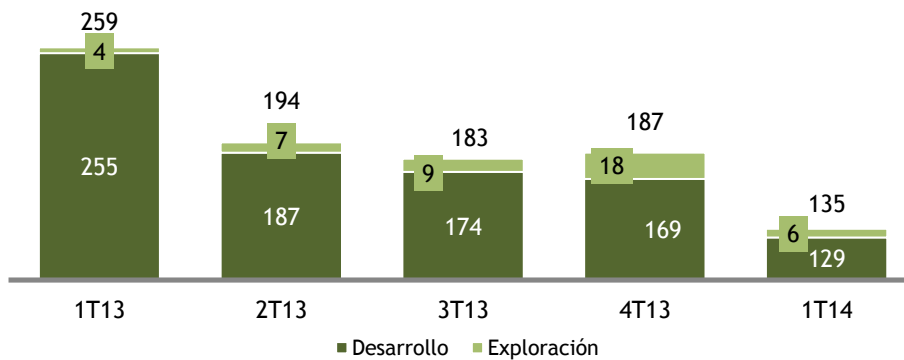
**Pozos promedio en operación**



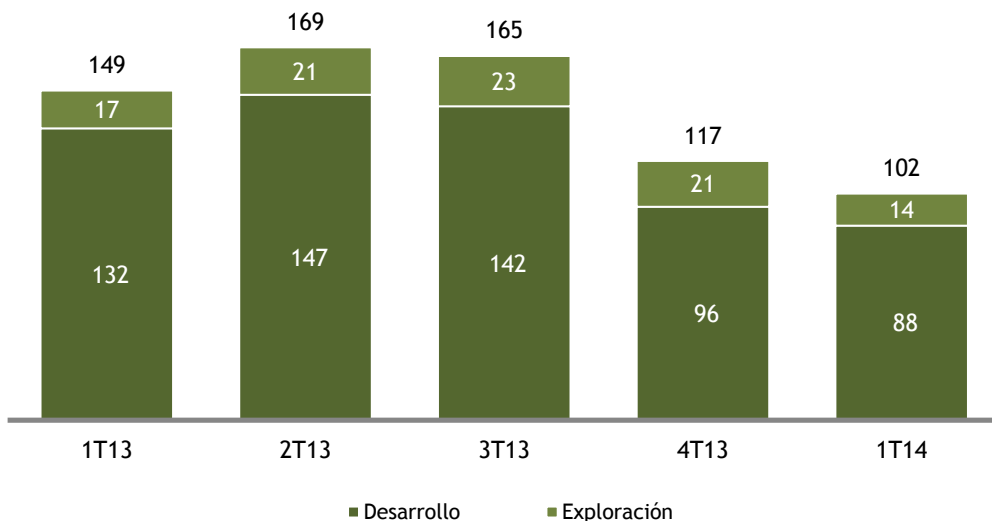
**Pozos promedio en operación por tipo de campo 1T14**



**Pozos terminados**



Equipos de perforación



Equipos de perforación promedio por tipo 1T14

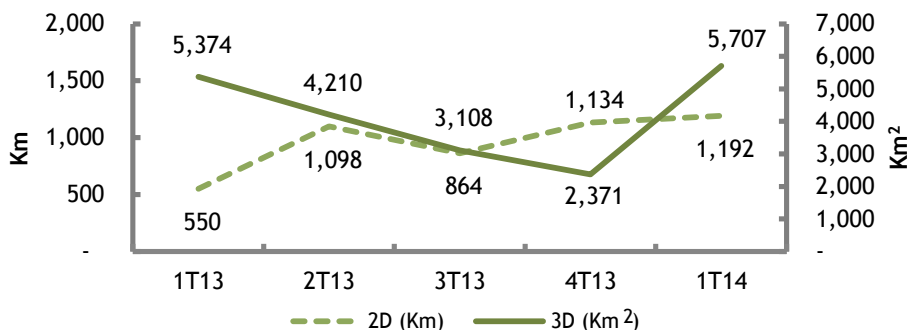


Información sísmica

Durante el primer trimestre de 2014, la obtención de información 2D registró un incremento debido a mayor actividad en los proyectos Loma Bonita Veracruz y Zapatero Pénjamo.

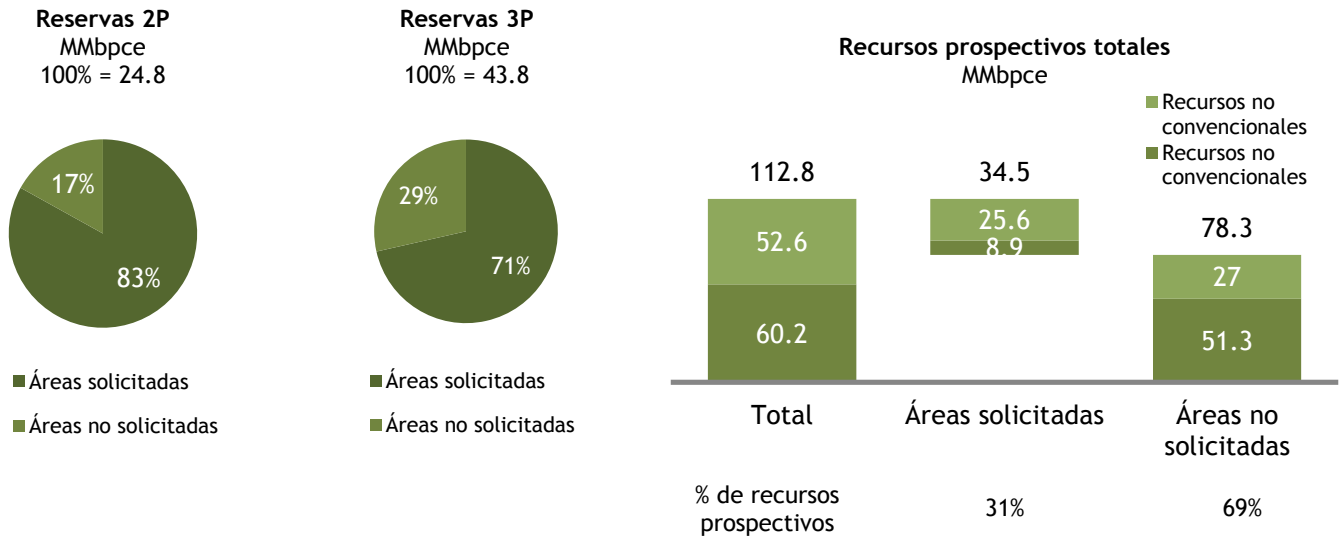
La obtención de información sísmica 3D se enfocó en los proyectos Anhérido y Centauro 3D, este último con la finalidad de identificar nuevas oportunidades exploratorias en la provincia Cinturón Plegado Perdido.

Información sísmica



Ronda Cero

La solicitud de Pemex bajo la Ronda Cero tiene como objetivo retener recursos suficientes para mantener el nivel de producción actual y contar con proyectos exploratorios prospectivos que aseguren el crecimiento orgánico en el futuro.



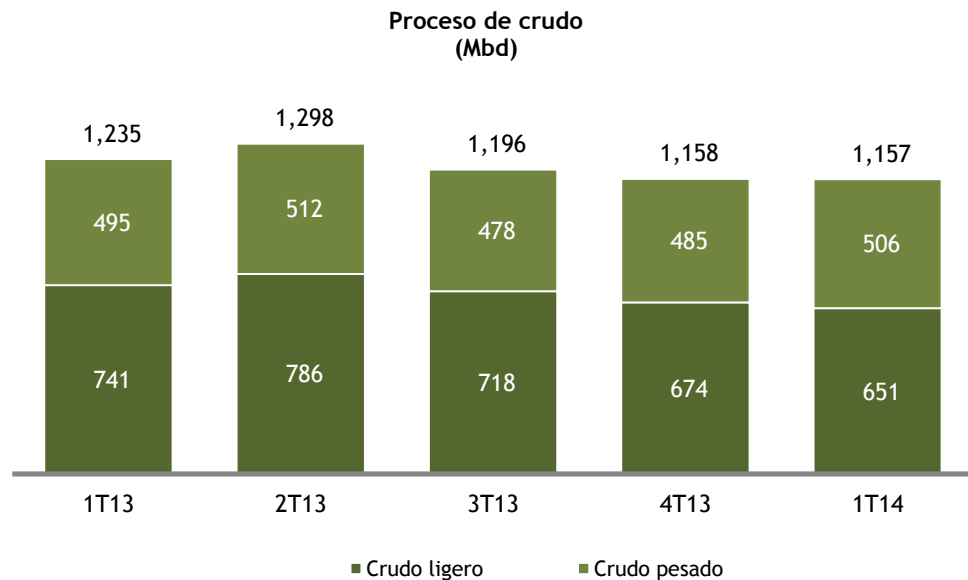
Procesos industriales 1T14

Proceso de crudo

Durante el primer trimestre de 2014, el proceso total de petróleo crudo disminuyó 6.4% debido, principalmente, al ciclo de mantenimiento programado de plantas y a la realización de algunos trabajos de rehabilitación no previstos.

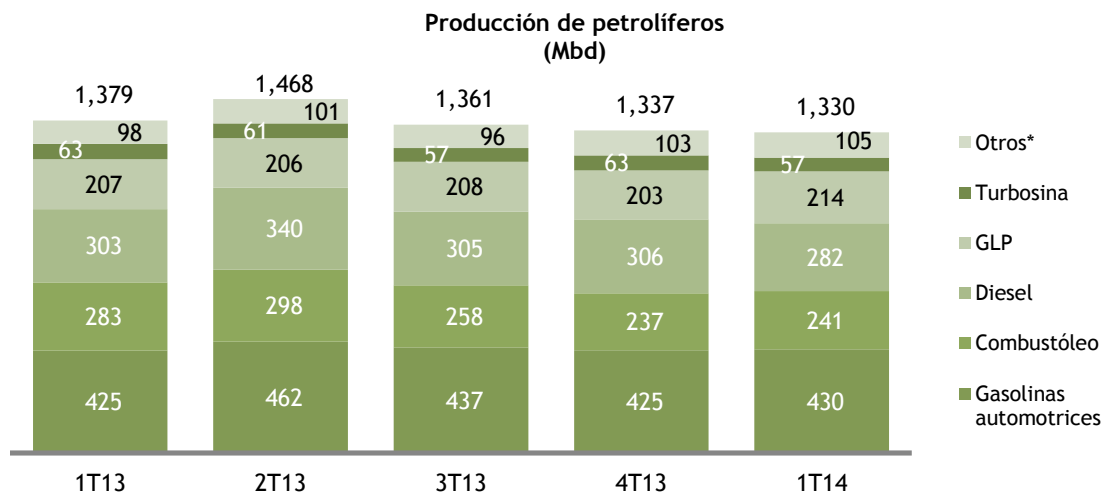
La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) aumentó 3.7 puntos porcentuales, en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de gasolinas y diésel.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 4.1 puntos porcentuales debido al programa de mantenimientos del periodo, así como a la realización de rehabilitaciones no planeadas.



Producción de petrolíferos

La producción total de petrolíferos disminuyó 3.5%, derivado del menor proceso de crudo. No obstante, la producción de gasolinas fue ligeramente superior a la del primer trimestre de 2013, en tanto que la producción de combustóleo, que es un producto de menor valor agregado, continuó con una tendencia a la baja.

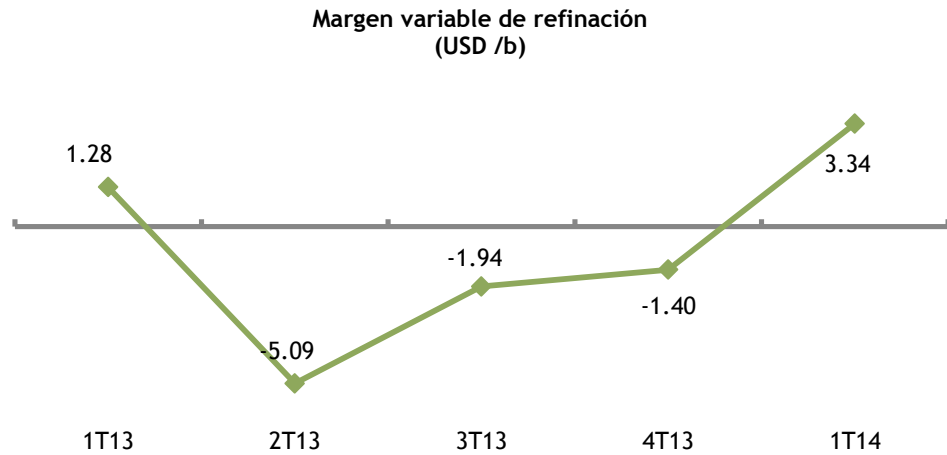


\* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.



**Margen variable de refinación**

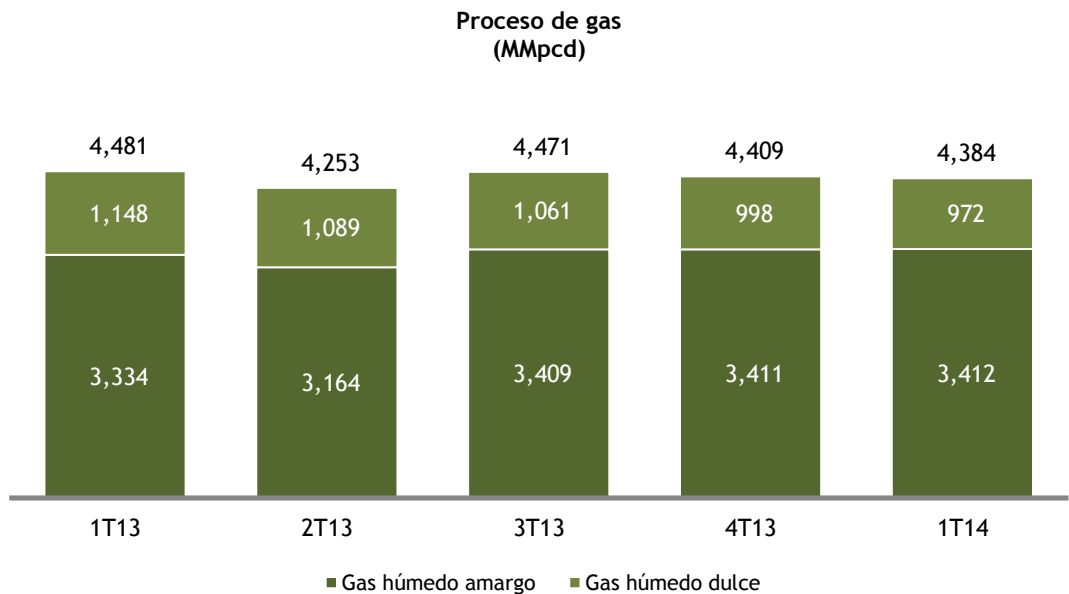
El margen variable de refinación incrementó USD 2.06 por barril, a un margen de USD 3.34 por barril, como resultado, principalmente, de una mayor elaboración de gasolinas y a una recuperación en los márgenes internacionales de refinación.



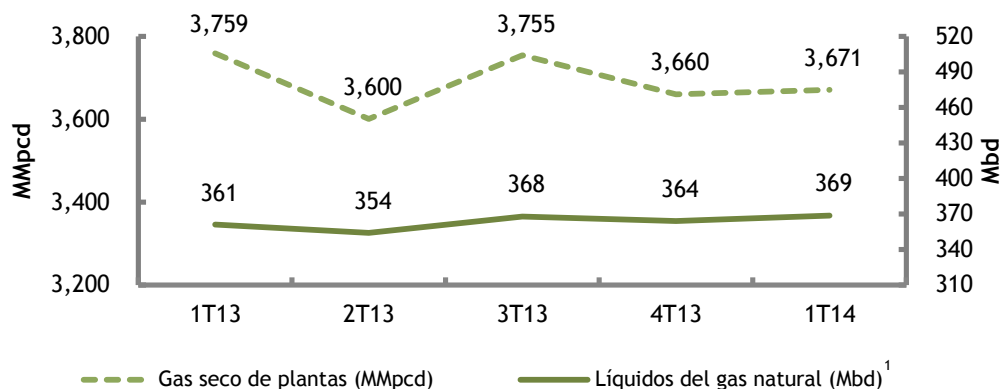
**Proceso y producción de gas**

El proceso de gas natural fue 2.2% inferior al del mismo periodo de 2013, como resultado de menor disponibilidad de gas húmedo dulce de la Región Norte. Como consecuencia, la producción de gas seco se redujo 2.3%, o 88 MMpcd.

Por su parte, se registró un incremento de 18.0% en el proceso de condensados debido a una mayor entrega de condensados dulces y amargos de la Región Norte y las regiones marinas, respectivamente. Con esto, la producción de líquidos del gas incrementó 2.1%, o 8 Mbd.



Producción de gas y líquidos del gas



(1) Incluye el proceso de condensados.

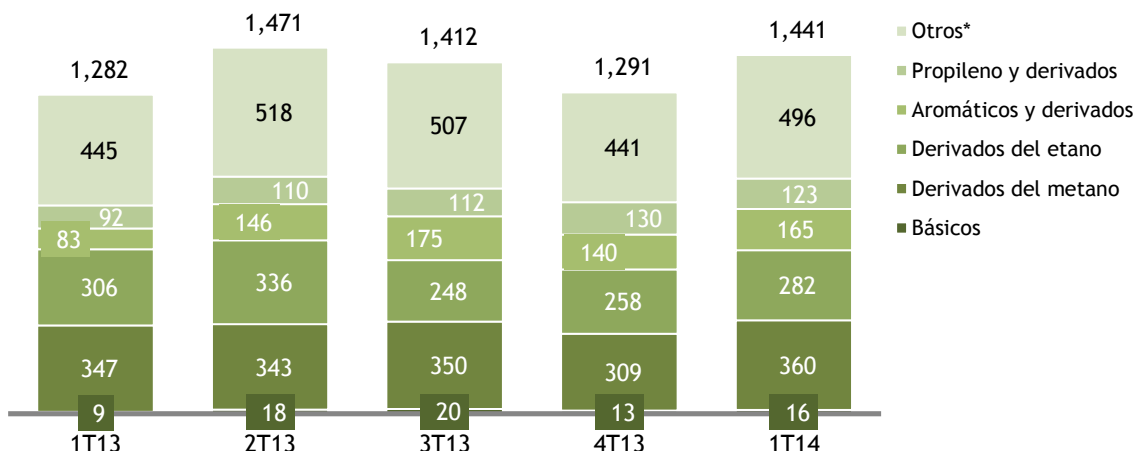
Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos incrementó 12.4%, o 159 Mt, respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a:

- Un aumento de 82 Mt en la cadena de aromáticos debido al proceso de estabilización de la unidad CCR (de Regeneración Catalítica Continua, o Continuous Catalytic Regeneration) y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el complejo La Cangrejera. Como resultado del incremento en la cadena de aromáticos y derivados, otros petroquímicos registraron aumentos, en particular hidrocarburo de alto octano, tolueno y xileno.
- Un aumento de 13 Mt en la cadena de derivados del metano, resultado de mayor disponibilidad de gas natural, lo que derivó en mayor producción de anhídrido carbónico y metanol.
- Un aumento en la cadena de propileno y derivados de 30 Mt, debido a mayor disponibilidad de propileno y a la estabilización de la planta productiva de acrilonitrilo.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un descenso en la cadena de derivados del etano de 24 Mt debido, principalmente, a que a partir de septiembre de 2013 se desincorporó la producción de cloruro de vinilo por la formalización de la coinversión con Mexichem. Por otra parte, debido a paros no programados, se obtuvieron menores volúmenes de polietileno de baja densidad y polietileno de alta densidad.

Producción de petroquímicos (Mt)



\*Incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX,

## Proyectos de organismos industriales

<b>Unidad Recuperadora de Azufre (SRU-2)</b>	<p>El 20 de febrero de 2014 se inauguró la planta recuperadora de azufre líquido SRU-2 en la refinería de Salamanca. El objetivo principal de la planta es la recuperación de azufre líquido derivado de procesos de operación de la refinería contribuyendo así a disminuir las emisiones de gases contaminantes. La planta SRU-2 es una de las nueve plantas en el mundo con este tipo de reactores y tecnología de punta, con lo que se garantiza un alto grado de confiabilidad, desempeño y seguridad operativa. Con la operación de la planta SRU-2 aumentará 5 toneladas diarias la recuperación de azufre, ubicándose en un nivel de 99.8%. La producción de azufre se aprovechará para uso industrial, principalmente elaboración de pinturas.</p>
<b>Proyecto de Calidad de Combustibles Limpios</b>	<p>El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el 26 de febrero de 2014 el Proyecto de Calidad de Combustibles Limpios para las refinerías de Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, el cual contará con una inversión estimada total de USD 3.4 mil millones. El objetivo del proyecto es producir diésel Ultra Bajo Azufre (UBA) en esas refinerías. El proyecto incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• la construcción de cuatro plantas hidro-desulfuradoras (HDS) en las refinerías de Madero, Minatitlán y Salamanca;</li><li>• la modernización mayor de cuatro plantas en Salina Cruz y Tula;</li><li>• la renovación moderada de ocho plantas en las refinerías de Salamanca, Salina Cruz y Tula;</li><li>• la modernización menor de dos plantas en las refinerías de Madero y Minatitlán; y</li><li>• la construcción de plantas complementarias para todas las refinerías.</li></ul>
<b>Los Ramones</b>	<p>El 27 de marzo de 2014 se dio inicio a las obras del proyecto de suministro de gas “Los Ramones” fase II; la cual se dividirá en dos trayectos denominados Ramones Norte y Ramones Sur. Ramones Norte abarca 441 km de Los Ramones a Villa Hidalgo, San Luis Potosí, con dos estaciones de compresión. Ramones Sur abarca 287 km de Villa Hidalgo, San Luis Potosí a Apaseo el Alto, Guanajuato, y una estación de compresión. La fase I, que ya dio inicio a las obras, correrá entre Camargo, Tamaulipas y Los Ramones, Nuevo León.</p>
<b>Programa de Modernización de la Flota Petrolera</b>	<p>El 31 de marzo de 2014 iniciaron operaciones dos nuevos buques tanques con doble casco, llamados Kukulcán y Calakmul, que distribuirán combustibles en las costas del Golfo de México y del Océano Pacífico. Con estos dos buques y otras cuatro embarcaciones similares puestas en operación durante 2013 se moderniza sustancialmente la flota marítima y se garantiza el cumplimiento de los programas de distribución de productos petrolíferos en ambos litorales del país.</p>
<b>Modernización de infraestructura</b>	<p>El 1 de abril de 2014 Petróleos Mexicanos puso en marcha obras de modernización de infraestructura para incrementar la capacidad de transportación de gasolinas y gas desde el Golfo de México hacia el Océano Pacífico, lo que significa ventajas competitivas por los menores costos de transportación y de producción de los petrolíferos elaborados en la refinería de Minatitlán.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Se rehabilitó el gasoducto de 12 pulgadas que va de Jaltipan, Veracruz, a la refinería de Salina Cruz, Oaxaca, lo que abaratará el costo de producción de refinados al sustituir el diésel por gas, con el consiguiente impacto favorable al medio ambiente.</li><li>• Se modernizaron las turbinas de la estación de rebombeo en Donají, Oaxaca, que permitirá incrementar el transporte de gasolina de la refinería de Minatitlán a la de Salina Cruz a través de un poliducto de 16 pulgadas y una longitud de 248 kilómetros. El incremento en la capacidad de transporte será de 55 Mbd a 100 Mbd.</li></ul>

**Corredor  
Transistmico**

El 10 de abril de 2014 Petróleos Mexicanos presentó la Estrategia de Comercialización en los Mercados del Pacífico - Corredor Energético Transistmico, el cual consiste en aprovechar la situación geográfica de México, la infraestructura petrolera en el sureste del país y la producción de hidrocarburos en el Golfo de México para participar en los mercados de Centroamérica, Sudamérica y Asia. Aún y cuando Petróleos Mexicanos cuenta con las terminales marítimas de Pajaritos, Veracruz y de Salina Cruz, Oaxaca en ambos litorales del Istmo de Tehuantepec, es necesario desarrollar infraestructura de transporte y almacenamiento, incluyendo la construcción de ductos de gas natural, propano y naftas. Pemex - Gas y Petroquímica Básica buscará el mejor esquema de asociación para el desarrollo de la infraestructura que se requiere.

**Franquicias**

El número de estaciones de servicio registradas al 31 de marzo de 2014 fue de 10,535, es decir 1.14% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

## Resultados financieros

PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de enero al 31 de marzo de				
	2013	2014	Variación		2014
	(MXN millones)				(USD millones)
<b>Ventas totales</b>	<b>396,254</b>	<b>406,934</b>	<b>2.7%</b>	<b>10,680</b>	<b>31,102</b>
En México	214,019	231,044	8.0%	17,025	17,659
De exportación	180,000	173,191	-3.8%	(6,809)	13,237
Ingresos por servicios	2,236	2,699	20.7%	463	206
<b>Costo de ventas</b>	<b>203,842</b>	<b>210,332</b>	<b>3.2%</b>	<b>6,489</b>	<b>16,076</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>192,412</b>	<b>196,603</b>	<b>2.2%</b>	<b>4,190</b>	<b>15,027</b>
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>40,574</b>	<b>17,178</b>	<b>-57.7%</b>	<b>(23,396)</b>	<b>1,313</b>
IEPS devengado	34,486	15,905	-53.9%	(18,581)	1,216
Otros	6,088	1,273	-79.1%	(4,815)	97
<b>Gastos de distribución y transportación</b>	<b>7,583</b>	<b>7,328</b>	<b>-3.4%</b>	<b>(255)</b>	<b>560</b>
<b>Gastos de administración</b>	<b>23,885</b>	<b>25,284</b>	<b>5.9%</b>	<b>1,399</b>	<b>1,932</b>
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>201,517</b>	<b>181,169</b>	<b>-10.1%</b>	<b>(20,349)</b>	<b>13,847</b>
<b>Intereses a cargo</b>	<b>(17,387)</b>	<b>(13,088)</b>	<b>24.7%</b>	<b>4,299</b>	<b>(1,000)</b>
<b>Intereses a favor</b>	<b>3,317</b>	<b>5,023</b>	<b>51.5%</b>	<b>1,707</b>	<b>384</b>
<b>Utilidad (pérdida) en cambios</b>	<b>32,577</b>	<b>(87)</b>	<b>-100.3%</b>	<b>(32,665)</b>	<b>(7)</b>
<b>Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas</b>	<b>(238)</b>	<b>1,135</b>	<b>576.8%</b>	<b>1,373</b>	<b>87</b>
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>219,786</b>	<b>174,152</b>	<b>-20.8%</b>	<b>(45,634)</b>	<b>13,311</b>
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>224,174</b>	<b>210,105</b>	<b>-6.3%</b>	<b>(14,069)</b>	<b>16,059</b>
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	221,978	207,676	-6.4%	(14,302)	15,873
Impuesto a los rendimientos petroleros	1,066	1,545	44.9%	479	118
Impuesto sobre la renta y otros	1,129	884	-21.7%	(245)	68
<b>Rendimiento (pérdida) neto</b>	<b>(4,388)</b>	<b>(35,953)</b>	<b>-719.3%</b>	<b>(31,565)</b>	<b>(2,748)</b>
<b>Otros resultados integrales</b>	<b>(3,639)</b>	<b>(2)</b>	<b>100.0%</b>	<b>3,637</b>	<b>(0)</b>
Inversiones en instrumentos de patrimonio	271	160	-40.9%	(111)	12
Efecto por conversión	(3,909)	(162)	95.9%	3,748	(12)
<b>Utilidad (pérdida) integral</b>	<b>(8,027)</b>	<b>(35,955)</b>	<b>-347.9%</b>	<b>(27,928)</b>	<b>(2,748)</b>

## Ventas

Las ventas totales durante el primer trimestre de 2014 aumentaron 2.7%, o MXN 10.7 mil millones, en comparación a las registradas en el mismo trimestre del 2013. Esto se debió principalmente a:

- Un incremento en las ventas de gasolinas en México de 8.8% excluyendo la acreditación del IEPS, o MXN 8.3 mil millones<sup>3</sup>.
- Un incremento en las ventas de gas natural en México de 47.0%, o MXN 7.0 mil millones, como resultado de un incremento de 77.0% en el precio.

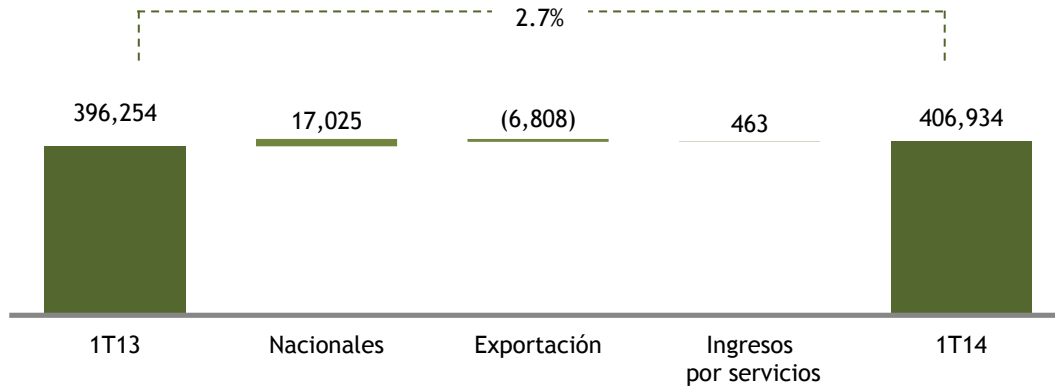
Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Menores ventas en México de combustóleo por 49.7%, u MXN 8.2 mil millones, por una reducción de 50.8% en el volumen vendido.
- Las exportaciones disminuyeron 3.8%, o MXN 6.8 mil millones, por una reducción de 12.1% en el precio de la mezcla mexicana de exportación, la cual pasó de USD 104.72 por barril en el primer trimestre de 2013 a USD 92.10 en el mismo periodo de 2014.

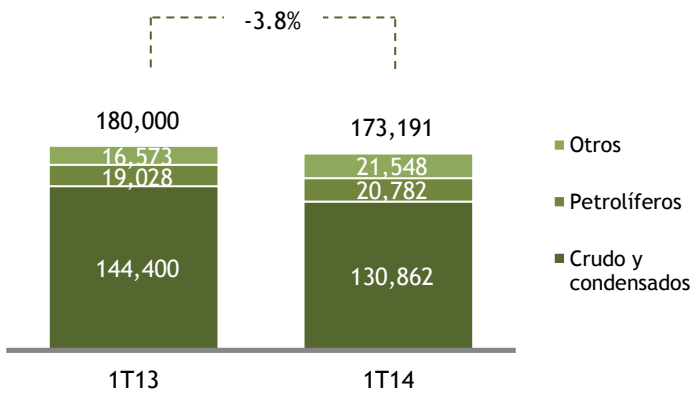
<sup>3</sup> Incluyendo la acreditación del IEPS las ventas de gasolinas en México disminuyeron 8.0%, o MXN\$ 10.3 mil millones, lo cual fue motivado principalmente por una reducción de 2.4% en el precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de USD C280.12 a USD C273.40.

Asimismo, el volumen de barriles de petróleo crudo exportado se redujo en 1.1%, ubicándose en 1,191 Mbd.

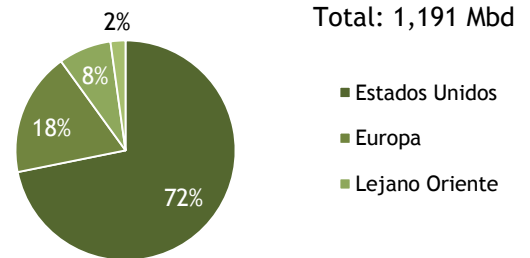
**Evolución de las ventas  
(MXN millones)**



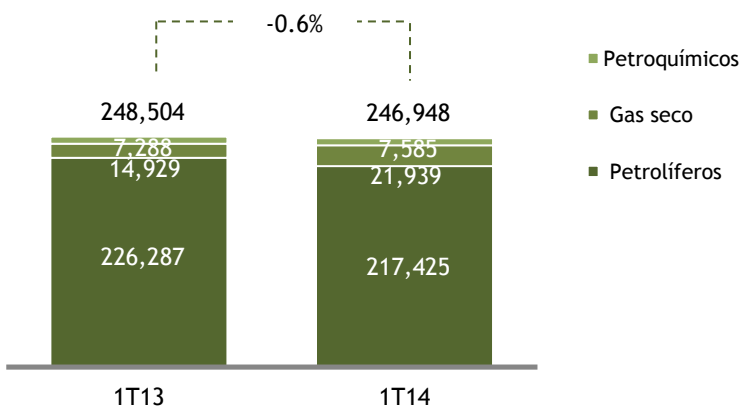
**Exportaciones  
(MXN millones)**



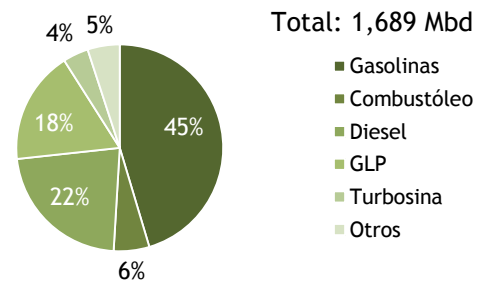
**Exportaciones de crudo por destino geográfico  
1T14**



**Ventas en México considerando acreditación del IEPS  
(MXN millones)**



**Ventas de petrolíferos en México  
1T14**



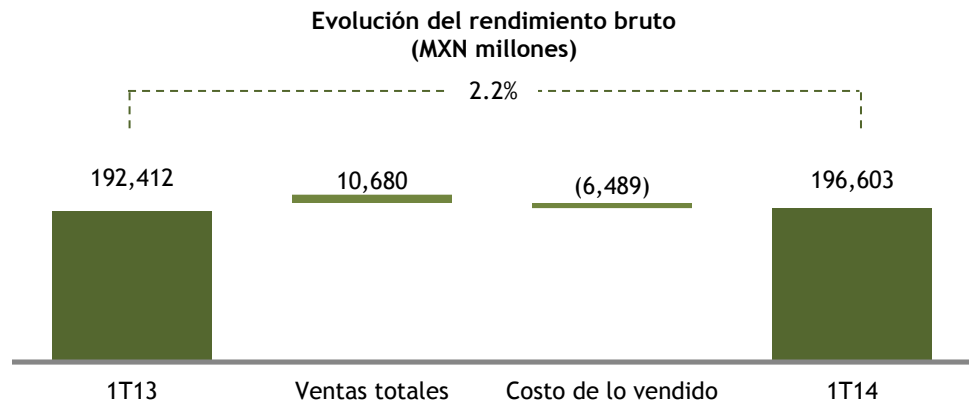
**Costos y gastos de operación**

El costo de ventas correspondiente al primer trimestre de 2014 aumentó 3.2%, o MXN 6.5 mil millones, principalmente como consecuencia de un incremento de 9.3%, o MXN 8.5 mil millones, en compras de productos para reventa, derivado principalmente del aumento en los precios del gas natural.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución de 23.6%, o MXN 7.3 mil millones, en gastos de operación resultado fundamentalmente de una disminución en provisión de pasivos.

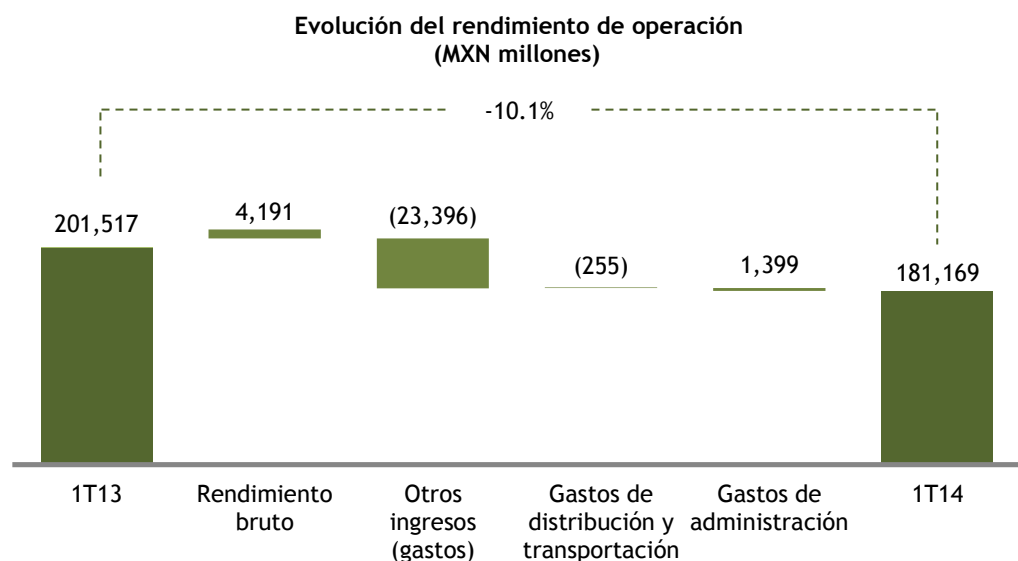
Los gastos de distribución y transportación disminuyeron 3.4%, o MXN 0.3 mil millones, y los gastos de administración aumentaron 5.9%, o MXN 1.4 mil millones.

Considerando en su totalidad los costos y gastos de operación, el costo neto del periodo de beneficios a empleados disminuyó 3.7%, o MXN 1.1 mil millones, por actualización de las premisas de cálculo.



**Otros ingresos (gastos)**

La suma de otros ingresos y gastos en el primer trimestre de 2014 representó un ingreso de MXN 17.2 mil millones, en comparación con un ingreso de MXN 40.6 mil millones en el mismo periodo de 2013. Esta variación se debió principalmente al efecto de menores ingresos por la tasa negativa del IEPS por MXN 18.6 mil millones.



**Intereses a cargo y a favor**

Los intereses a cargo disminuyeron 24.7% debido a una reducción de MXN 6.5 mil millones en el costo por derivados financieros. Por su parte, los intereses a favor aumentaron 51.5% por un incremento en el rendimiento por derivados financieros de MXN 1.9 mil millones.

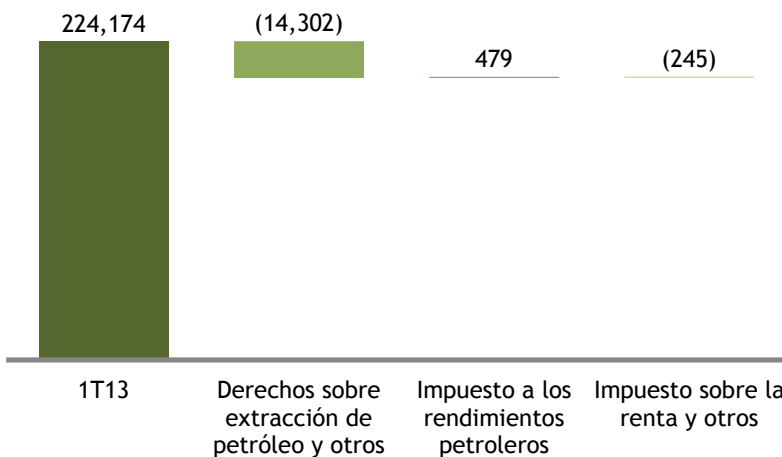
**Pérdida en cambios**

En el primer trimestre de 2014 se registró una pérdida en cambios de MXN 87 millones, mientras que en el mismo periodo de 2013 se registró una utilidad en cambios de MXN 32.6 mil millones. En el primer trimestre de 2014 se observó una depreciación del MXN respecto al USD de 0.1%, en tanto que en el primer trimestre de 2013 el MXN se apreció 5.0%.

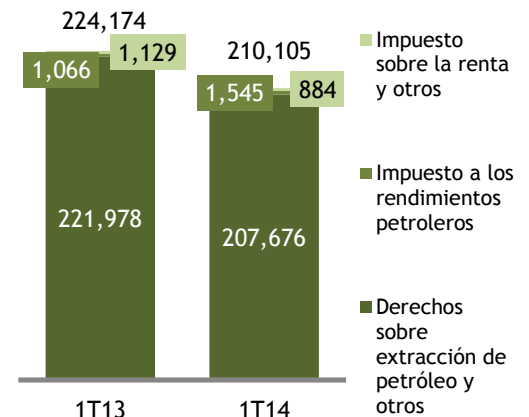
**Impuestos y derechos**

Durante el primer trimestre de 2014 se registró una disminución de 6.3%, o MXN 14.1 mil millones, en impuestos y derechos, la cual fue resultado de la disminución en el precio de la mezcla mexicana de exportación y de menores volúmenes de producción. La proporción de impuestos y derechos en relación con el rendimiento antes de impuestos y derechos fue de 120.6%, en tanto que en el primer trimestre de 2013 fue de 102.0%.

**Evolución de los impuestos y derechos (MXN millones)**



**Impuestos y derechos (MXN millones)**



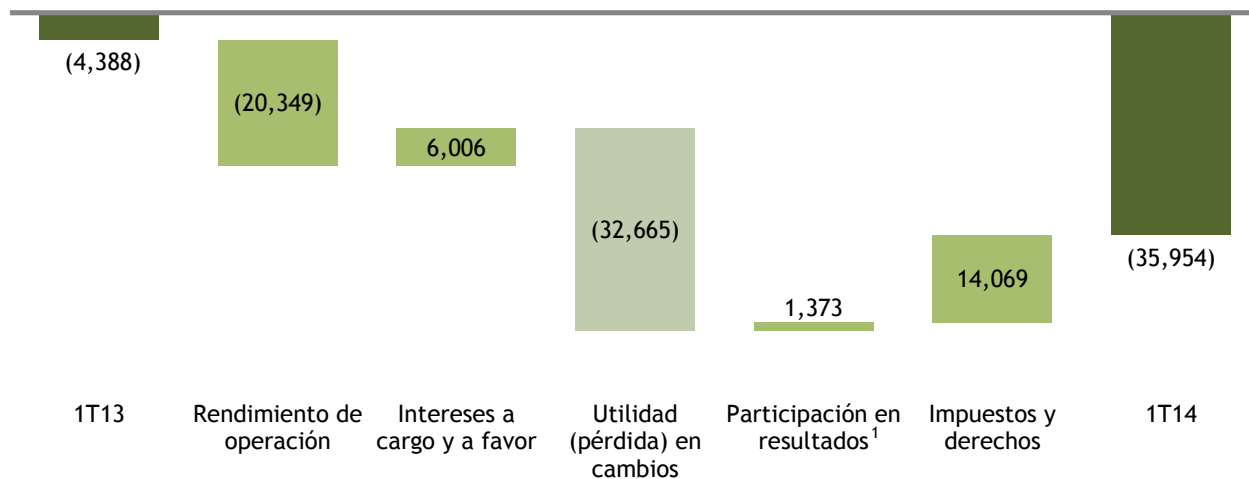
**Pérdida neta**

En el primer trimestre de 2014 se registró una pérdida neta de MXN 36.0 mil millones principalmente como resultado de:

- una reducción de 12.1% en el precio de la mezcla mexicana de exportación; y
- una reducción de 2.4% en el precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, el cual impacta el precio que recibe PEMEX por la venta de gasolinas; y
- un incremento de 18.6 puntos porcentuales en la carga fiscal medida como el pago de impuestos y derechos en relación con el rendimiento antes de impuestos y derechos.



Evolución del rendimiento neto  
(MXN millones)



(1) Participación en resultados de asociadas y cías. no consolidadas.

**Utilidad (pérdida) integral**

En el primer trimestre de 2014 la pérdida integral fue de MXN 36.0 mil millones en comparación con una pérdida integral de MXN 8.0 mil millones en el mismo periodo de 2013. Los otros resultados integrales disminuyeron MXN 3.6 mil millones por efectos de conversión de compañías subsidiarias.

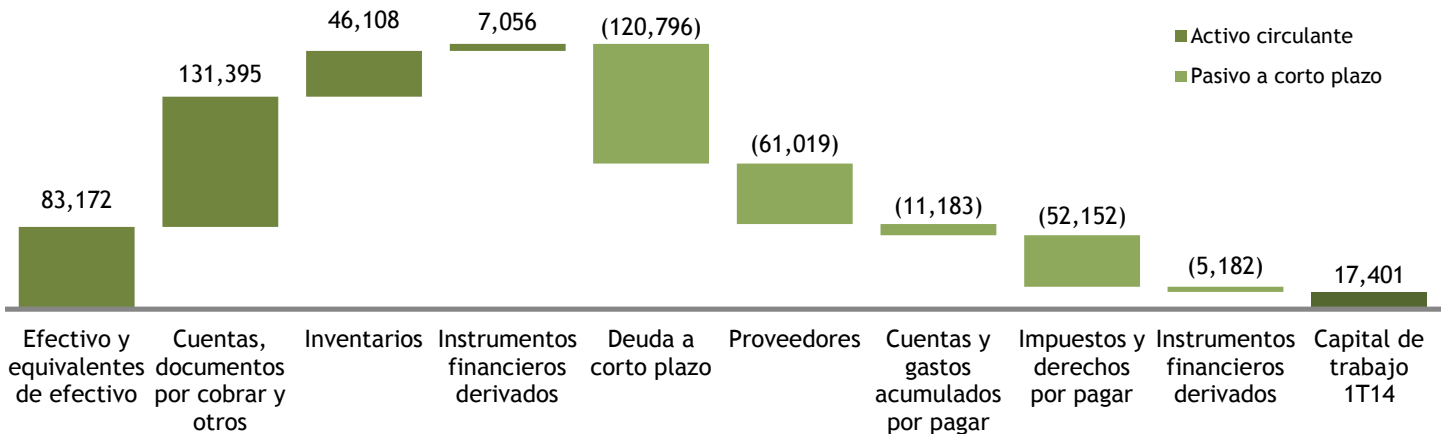
## Estado de la situación financiera al 31 de marzo de 2014

<b>PEMEX</b>					
<b>Balance general consolidado</b>					
	Al 31 de diciembre de	Al 31 de marzo de			
	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>Variación</u>		<u>2014</u>
	(MXN millones)				(USD millones)
<b>Total activo</b>	<b>2,047,390</b>	<b>2,051,440</b>	<b>0.2%</b>	<b>4,050</b>	<b>156,794</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>266,914</b>	<b>267,732</b>	<b>0.3%</b>	<b>818</b>	<b>20,463</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	80,746	83,172	3.0%	2,426	6,357
Cuentas, documentos por cobrar y otros	122,512	131,395	7.3%	8,883	10,043
Inventarios	56,914	46,108	-19.0%	(10,806)	3,524
Instrumentos financieros derivados	6,742	7,056	4.7%	315	539
<b>Inversiones en instrumentos de patrimonio</b>	<b>17,729</b>	<b>18,377</b>	<b>3.7%</b>	<b>649</b>	<b>1,405</b>
<b>Inversiones permanentes en acciones de cías. asociadas</b>	<b>16,780</b>	<b>17,755</b>	<b>5.8%</b>	<b>975</b>	<b>1,357</b>
<b>Pozos, ductos, inmuebles planta y equipo</b>	<b>1,721,579</b>	<b>1,718,830</b>	<b>-0.2%</b>	<b>(2,749)</b>	<b>131,372</b>
<b>Impuestos diferidos</b>	<b>2,493</b>	<b>1,317</b>	<b>-47.2%</b>	<b>(1,176)</b>	<b>101</b>
<b>Efectivo restringido</b>	<b>7,702</b>	<b>9,538</b>	<b>23.8%</b>	<b>1,836</b>	<b>729</b>
<b>Otros activos</b>	<b>14,195</b>	<b>17,891</b>	<b>26.0%</b>	<b>3,697</b>	<b>1,367</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>2,232,637</b>	<b>2,270,832</b>	<b>1.7%</b>	<b>38,195</b>	<b>173,562</b>
<b>Pasivo a corto plazo</b>	<b>259,191</b>	<b>250,331</b>	<b>-3.4%</b>	<b>(8,860)</b>	<b>19,133</b>
Deuda de corto plazo	90,677	120,796	33.2%	30,119	9,233
Proveedores	106,745	61,019	-42.8%	(45,727)	4,664
Cuentas y gastos acumulados por pagar	14,195	11,183	-21.2%	(3,012)	855
Instrumentos financieros derivados	6,284	5,182	-17.5%	(1,102)	396
Impuestos y derechos por pagar	41,289	52,152	26.3%	10,862	3,986
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>1,973,446</b>	<b>2,020,500</b>	<b>2.4%</b>	<b>47,054</b>	<b>154,429</b>
Deuda de largo plazo	750,563	787,308	4.9%	36,744	60,175
Beneficios a los empleados	1,119,208	1,130,054	1.0%	10,846	86,371
Provisión para créditos diversos	69,209	69,835	0.9%	625	5,338
Otros pasivos	7,406	8,534	15.2%	1,128	652
Impuestos diferidos	27,060	24,770	-8.5%	(2,290)	1,893
<b>Total patrimonio</b>	<b>(185,247)</b>	<b>(219,392)</b>	<b>18.4%</b>	<b>(34,145)</b>	<b>(16,768)</b>
<b>Controladora</b>	<b>(185,751)</b>	<b>(219,826)</b>	<b>18.3%</b>	<b>(34,075)</b>	<b>(16,802)</b>
Certificados de aportación "A"	114,605	114,605	0.0%	-	8,759
Aportaciones del Gobierno Federal	115,314	117,123	1.6%	1,810	8,952
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	0	77
Resultados acumulados integrales	(129,066)	(129,068)	0.0%	(3)	(9,865)
Rendimientos acumulados:	(287,606)	(323,488)	12.5%	(35,883)	(24,725)
Déficit de ejercicios anteriores	(117,740)	(287,606)	144.3%	(169,866)	(21,982)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(169,866)	(35,883)	-78.9%	133,983	(2,743)
<b>Participación no controladora</b>	<b>504</b>	<b>434</b>	<b>-13.8%</b>	<b>(70)</b>	<b>33</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>2,047,390</b>	<b>2,051,440</b>	<b>0.2%</b>	<b>4,050</b>	<b>156,794</b>

**Capital de trabajo**

Al 31 de marzo de 2014 el capital de trabajo se ubicó en MXN 17.4 mil millones como resultado de una disminución en el pasivo de corto plazo de MXN 8.9 mil millones consecuencia de una reducción de MXN 45.7 en proveedores, la cual fue parcialmente compensada por un incremento en la deuda de corto plazo de MXN 30.1 mil millones.

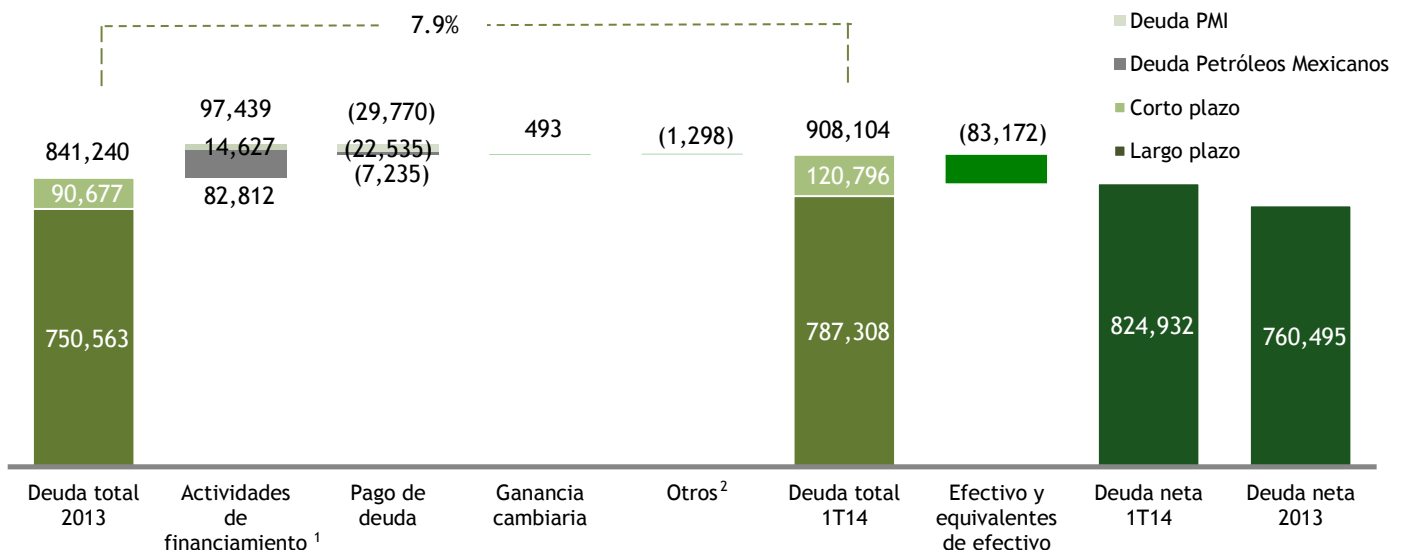
**Capital de trabajo 1T14**  
(MXN millones)



**Deuda**

La deuda total registró un aumento de 7.9%, o MXN 66.9 mil millones, por actividades de financiamiento que serán destinadas a proyectos de inversión.

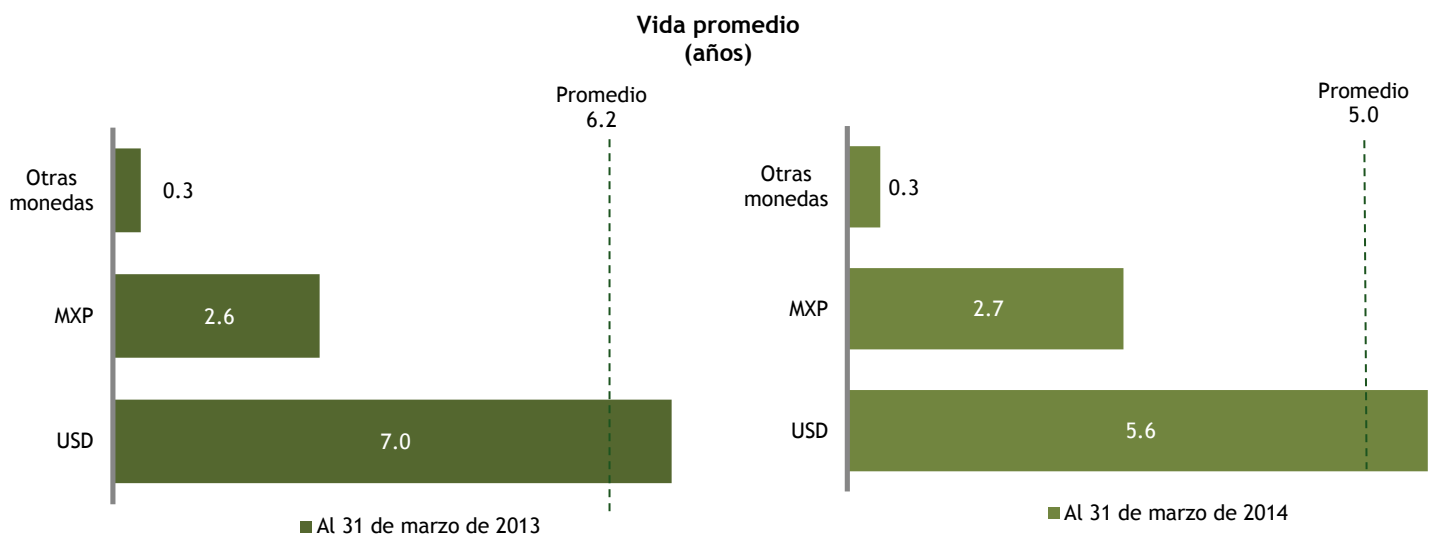
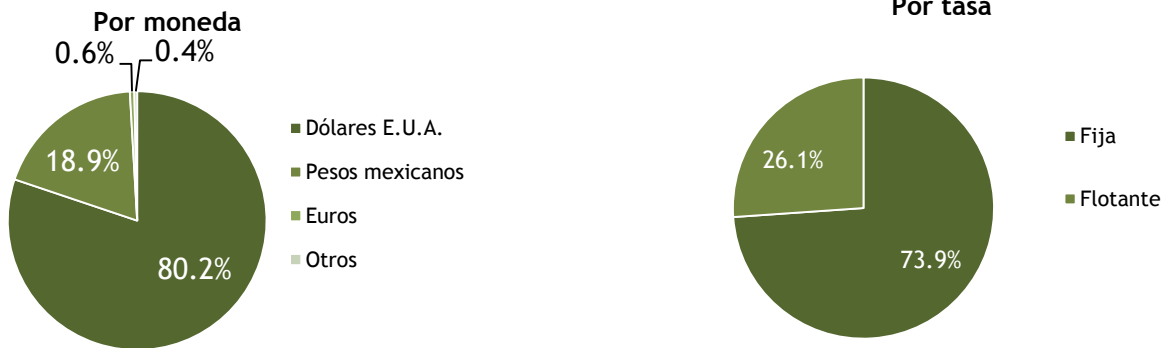
**Deuda**  
(MXN millones)



1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada.

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

Exposición de la deuda al 31 de marzo de 2014



Actividades de inversión

Ejercicio 1T14

De enero a marzo de 2014, se han ejercido MXN 97.6 miles de millones, lo que representa el 27.3% de la inversión programada para 2014 de MXN 357.5 miles de millones. La distribución se realizó de la siguiente manera:

- MXN 85.0 mil millones a Exploración y Producción<sup>4</sup>, de los cuales MXN 11.3 mil millones se destinarán a exploración;
- MXN 9.5 mil millones a Refinación;
- MXN 2.0 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 0.5 mil millones a Petroquímica; y
- MXN 0.6 mil millones a Corporativo.

<sup>4</sup> Incluye gastos de mantenimiento.

**Captación 1T 2014**

**Mercados financieros** Las principales operaciones de financiamientos realizadas durante el primer trimestre de 2014, son:

- (i) El 23 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos emitió USD 4.0 mil millones a través de tres bonos:
- USD 500 millones con vencimiento el 23 de enero de 2019 y cupón de 3.125%.
  - Reapertura de USD 500 millones del bono con vencimiento el 18 de enero de 2024 y cupón de 4.875%.
  - USD 3.0 mil millones con vencimiento el 23 de enero de 2045 y cupón de 6.375%.

El monto total demandado, aproximadamente 10 veces el monto originalmente anunciado de USD 3.0 mil millones, representa la mayor demanda recibida en los mercados internacionales en la historia de Petróleos Mexicanos.

- (ii) El 30 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por MXN 12.5 mil millones distribuidos como sigue:
- El equivalente en UDIS de MXN 3.0 mil millones, con vencimiento el 30 de enero de 2026 y cupón de 3.94%.
  - Reapertura de MXN 2.0 mil millones con vencimiento el 28 de febrero de 2019 y cupón de TIE 28 más 6 puntos base.
  - Reapertura de MXN 7.5 mil millones con vencimiento el 12 de septiembre de 2024 y cupón de 7.19%.

- (iii) El 16 de abril de 2014 Petróleos Mexicanos emitió un bono por EUR 1.0 mil millones con vencimiento el 16 de abril de 2026 y cupón de 3.75%. La demanda total alcanzó seis veces el monto emitido, siendo ésta la mayor demanda en una emisión de euros realizada por Petróleos Mexicanos.

Los recursos provenientes de estas operaciones se utilizarán para financiar el programa de inversión y operaciones de refinanciamiento de Petróleos Mexicanos.

**ECAs** El 21 de marzo de 2014 Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito bilateral con el Export Development Bank of Canada por USD 300 millones y vencimiento el 21 de marzo de 2018 a una tasa de 2.351%.

**COPFs** Durante el primer trimestre de 2014 no se han realizado disposiciones de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs).

**Líneas de crédito sindicadas revolventes** Al 31 de marzo de 2014 Petróleos Mexicanos había realizado una disposición de USD 1.0 mil millones de los USD 3.3 mil millones de líneas de crédito sindicadas revolventes que tiene disponibles.

**PEMEX**  
Estados consolidados de flujo de efectivo

	<b>Al 31 de marzo de</b>				
	<b>2013</b>	<b>2014</b>		<b>2014</b>	
	(MXN millones)		<b>Variación</b>	(USD millones)	
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad (pérdida) neta	(4,388)	(35,953)	-719.3%	(31,565)	(2,748)
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>	<b>36,947</b>	<b>40,188</b>	<b>8.8%</b>	<b>3,241</b>	<b>3,072</b>
Depreciación y amortización	36,639	37,570	2.5%	932	2,872
Pozos no exitosos	803	2,504	211.7%	1,701	191
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	61	1,249	1956.4%	1,188	95
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(238)	(1,135)	-376.8%	(897)	(87)
Actualización valor presente provisión taponamiento	(318)	-	100.0%	318	-
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>	<b>(27,271)</b>	<b>10,616</b>	<b>138.9%</b>	<b>37,887</b>	<b>811</b>
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda:	-	(814)	0.0%	(814)	(62)
Intereses a cargo (favor)	8,672	10,938	26.1%	2,266	836
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(35,943)	493	101.4%	36,435	38
<b>Subtotal</b>	<b>5,288</b>	<b>14,851</b>	<b>180.9%</b>	<b>9,563</b>	<b>1,135</b>
<b>Fondos utilizados en actividades de operación</b>	<b>43,528</b>	<b>(33,774)</b>	<b>-177.6%</b>	<b>(77,303)</b>	<b>(2,581)</b>
Instrumentos financieros con fines de negociación	5,259	(1,417)	-126.9%	(6,676)	(108)
Cuentas por cobrar a clientes	(22,402)	(10,719)	52.2%	11,683	(819)
Inventarios	12,534	10,806	-13.8%	(1,728)	826
Otros activos	(3,480)	(6,054)	-74.0%	(2,575)	(463)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(795)	(3,012)	-278.9%	(2,217)	(230)
Impuestos pagados	15,552	10,862	-30.2%	(4,690)	830
Proveedores	18,538	(45,727)	-346.7%	(64,264)	(3,495)
Provisión para créditos diversos	(677)	1,754	359.2%	2,430	134
Beneficios a los empleados	19,666	10,846	-44.9%	(8,820)	829
Impuestos diferidos	(667)	(1,113)	-66.8%	(446)	(85)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>48,816</b>	<b>(18,923)</b>	<b>-138.8%</b>	<b>(67,740)</b>	<b>(1,446)</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(47,622)	(36,070)	24.3%	11,552	(2,757)
Gastos de exploración	(288)	(147)	49.0%	141	(11)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(47,910)</b>	<b>(36,217)</b>	<b>24.4%</b>	<b>11,693</b>	<b>(2,768)</b>
<b>Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>906</b>	<b>(55,140)</b>	<b>-6183.1%</b>	<b>(56,047)</b>	<b>(4,214)</b>
<b>Actividad de financiamiento</b>					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	-	2,000	0.0%	2,000	153
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal	-	(190)	0.0%	(190)	(15)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	87,014	97,439	12.0%	10,425	7,447
Pagos de principal de préstamos	(86,362)	(29,770)	65.5%	56,592	(2,275)
Intereses pagados	(8,721)	(11,422)	-31.0%	(2,701)	(873)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>(8,069)</b>	<b>58,057</b>	<b>819.5%</b>	<b>66,126</b>	<b>4,437</b>
<b>Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(7,163)</b>	<b>2,917</b>	<b>140.7%</b>	<b>10,079</b>	<b>223</b>
<b>Efectos por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>(1,036)</b>	<b>(490)</b>	<b>52.7%</b>	<b>546</b>	<b>(37)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo</b>	<b>119,235</b>	<b>80,746</b>	<b>-32.3%</b>	<b>(38,489)</b>	<b>6,171</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>111,036</b>	<b>83,172</b>	<b>-25.1%</b>	<b>(27,864)</b>	<b>6,357</b>

Otros eventos relevantes

<b>Legislación secundaria del Decreto de Reforma Energética</b>	Se espera que la legislación secundaria del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (Decreto de Reforma Energética) se discutirá en un periodo extraordinario de sesiones del Congreso de la Unión a celebrarse entre mayo y agosto de 2014.
<b>Subdirección de Salvaguarda Estratégica</b>	<p>El 14 de marzo de 2014 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la creación de la Subdirección de Salvaguarda Estratégica, con el objetivo de fortalecer las políticas de seguridad para la protección de las instalaciones, bienes y valores de Petróleos Mexicanos. Para ello se elevó el nivel jerárquico de la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y se le modificó el nombre.</p> <p>El General Brigadier, Diplomado Estado Mayor, Eduardo León Trauwitz, quien fungía como Gerente de Servicios de Seguridad Física, fue nombrado titular de la nueva Subdirección.</p> <p>La Subdirección de Salvaguarda Estratégica contará con tres gerencias: la de Estrategia y Sistemas de Seguridad y Monitoreo, la de Seguridad Física y la de Vinculación Interinstitucional de Salvaguarda y Logística.</p>
<b>Expo Foro PEMEX</b>	Los días 22, 23 y 24 de abril de 2014 Petróleos Mexicanos realizó la edición 2014 de la Expo Foro PEMEX con la finalidad de compartir ante estudiantes, investigadores, empresas y público en general, la visión de la empresa frente a los retos de la Reforma Energética.
<b>Dirección de Procura y Abastecimiento</b>	El 11 de marzo de 2014 inició operaciones la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento (DCPA), encabezada por Arturo Henríquez Autrey, la cual busca establecer procesos homologados en todas las compras de bienes, servicios, obra pública y arrendamientos operativos de Petróleos Mexicanos, con el fin de agilizar decisiones y generar ahorros.
<b>Seguridad industrial</b>	Del 1 de enero al 31 de marzo de 2014 el índice de frecuencia acumulado para el personal de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se ubicó en 0.541 Esta cifra disminuyó 27% con relación a 2013 y es 15% superior al valor de 0.474 registrado como estándar internacional de la OGP (Oil & Gas Producers). Asimismo, el índice de gravedad acumulado de lesiones se ubicó en 192, lo que representa una disminución de 5% en relación con 2013.
<b>Director de Pemex - Exploración y Producción</b>	El 7 de febrero de 2014, el Ing. Carlos Morales Gil presentó su renuncia como Director de PEP. El Ing. Gustavo Hernández García, Subdirector de Planeación, fungirá como Encargado de Despacho.
<b>Acuerdos</b>	<p>Durante el primer trimestre de 2014 se firmaron acuerdos y memorándums de entendimiento con diversas empresas y gobiernos estatales:</p> <p><u>Construcción naval</u> El 15 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos firmó un acuerdo de transferencia tecnológica en materia de construcción naval con el astillero Barreras, Talleres Navales del Golfo (Veracruz), Servicios Navales Industriales (Sinaloa), Servicios Portuarios (Baja California) y Fundiciones Rice (Sinaloa). El objetivo del acuerdo es compartir experiencias a fin de potenciar las capacidades de los astilleros y la industria auxiliar de México.</p> <p><u>Lukoil</u> El 24 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos y Lukoil firmaron un acuerdo de cooperación para trabajar de manera conjunta en temas relacionados con actividades de exploración y producción.</p> <p><u>GE Energy &amp; Gas</u> El 9 de abril de 2014 el Instituto Mexicano del Petróleo y General Electric Energy &amp; Gas firmaron un convenio de colaboración en materia tecnológica para mejorar la productividad de pozos de crudo y gas terrestres y marinos.</p>

GDF Suez

El 10 de abril de 2014 Petróleos Mexicanos y GDF Suez firmaron un memorándum de entendimiento para desarrollar proyectos de cooperación técnica enfocados a proteger el medio ambiente, apoyar la lucha contra el cambio climático y apoyar la sustentabilidad a través de acciones de eficiencia energética, cogeneración, tratamiento de aguas y disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, así como desarrollo de infraestructura para el tratamiento y transporte de gas natural.

Total

El 10 de abril de 2014 Petróleos Mexicanos y Total firmaron un memorándum de entendimiento para intercambiar tecnologías en actividades relacionadas con exploración y producción, principalmente en aguas profundas, así como en seguridad industrial y salud en el trabajo.

Gobierno de Chiapas

El 15 de abril de 2014 Petróleos Mexicanos y el gobierno del Estado de Chiapas firmaron un Acuerdo Marco para establecer mecanismos de colaboración que permitan contribuir al desarrollo integral de las regiones petroleras en el estado. El acuerdo contempla acciones conjuntas en seguridad, protección civil, protección ambiental, desarrollo social, desarrollo de proyectos de inversión, promoción de contenido nacional, formación de recursos humanos de alto nivel para la industria petrolera, así como obras de beneficio mutuo y procedimientos de programación, evaluación y rendición de cuentas.



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

Rolando Galindo Galvez

[rolando.galindo@pemex.com](mailto:rolando.galindo@pemex.com)

Ana Lourdes Benavides Escobar

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

Celina Torres Uribe

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

Mariana López Martínez

[mariana.lopezm@pemex.com](mailto:mariana.lopezm@pemex.com)

David Ocañas Jasso

[david.ocanas@pemex.com](mailto:david.ocanas@pemex.com)

Alejandro López Mendoza

[alejandro.lopezm@pemex.com](mailto:alejandro.lopezm@pemex.com)

## Variaciones

Las variaciones acumuladas o anuales se calculan en comparación con el mismo período 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 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 períodos anteriores ha sido ajustada en ciertas partidas con el fin de hacerla comparable con la información financiera consolidada bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 23 a los estados financieros consolidados incluidos en la Forma 20-F 2012 de Petróleos Mexicanos registrada ante la Securities and Exchange Commission (SEC) el 30 de abril de 2013. El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro 33 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 31 de marzo de 2014 de MXN 13.0837 = U.S. \$ 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 diésel 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 diésel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a Pemex - Refinación (PR), 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 diésel es, principalmente, el IEMXN "El precio al público", o "precio final", de gasolinas y diésel lo establece la SHCP. El "precio productor" de gasolinas y diésel de PR 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 PR 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 Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (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. Sin embargo, cualquier descripción presentada en este documento de las reservas probables o posibles, no necesariamente debe coincidir 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 Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), disponibles en nuestro portal [www.pemex.com](http://www.pemex.com).

## Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro, las cuales se pueden realizar en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la CNBV y a la SEC, 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, incluyendo posibles acontecimientos relacionados a la implementación del Decreto de la Reforma Energética;
- 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 Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

## PEMEX

Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias (PEMEX) conforman la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es 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 Comercio Internacional, S.A. de C.V.