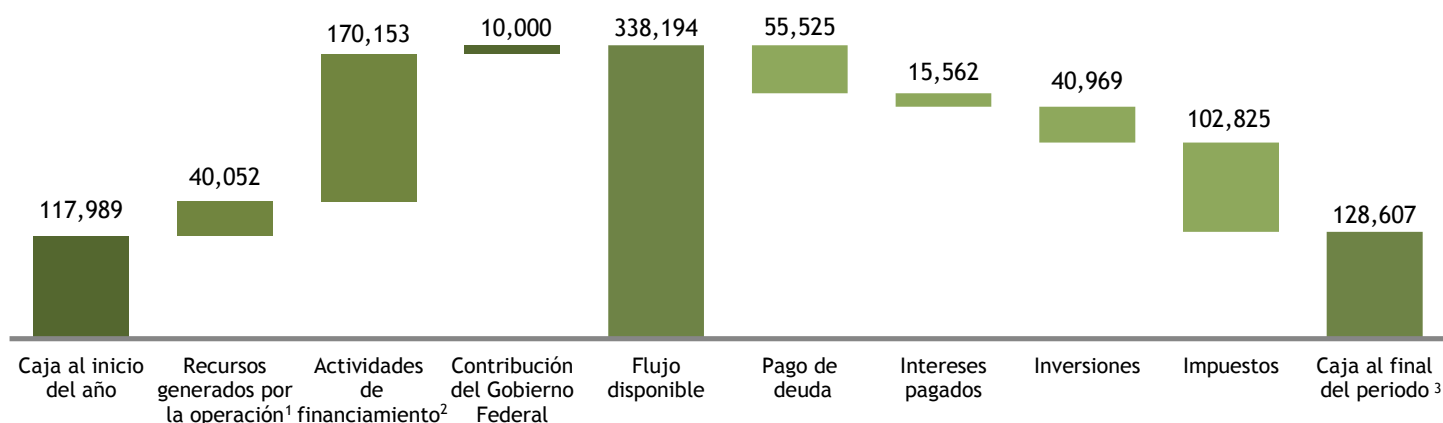


## Reporte de resultados de PEMEX<sup>1</sup> al 31 de marzo de 2015<sup>2</sup>

Del 1 de enero al 31 de marzo	2014 (MXN miles de millones)	2015 (MXN miles de millones)	Variación	2015 (USD miles de millones)	Aspectos relevantes
Ventas totales	407.0	279.5	-31.3%	18.4	→ La producción total de hidrocarburos alcanzó 3.4 MMbpced, la producción de petróleo crudo disminuyó 7.7%. El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación disminuyó 51.5%, pasó de USD 92.41 a USD 44.84.
Rendimiento de operación	181.2	48.4	-73.3%	3.2	→ El EBITDA se ubicó en MXN 119.2 mil millones (USD 7.9 mil millones).
Rendimiento (pérdida) neta	(36.0)	(100.5)	179.7%	(6.6)	→

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

Fuentes y usos de recursos al 31 de marzo de 2015  
(MXN millones)



(1) Antes de impuestos y derechos. Se obtiene sumando los impuestos y derechos devengados a los recursos generados por la operación del estado de cambios.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.

(3) Incluye: (i) un efecto de MXN 15 millones por gastos de exploración, inversión en acciones, dividendos cobrados e instrumentos financieros disponibles para la venta; y (ii) un efecto por MXN 5,310 millones por cambios en el valor del efectivo.

<sup>1</sup> PEMEX se refiere a Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, sus Empresas Filiales, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias.

<sup>2</sup> PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del primer trimestre de 2015. 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 2015, que se llevará a cabo el 30 de abril de 2015. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en [www.pemex.com/ri](http://www.pemex.com/ri).

## Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de enero al 31 de marzo de			
	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>Variación</u>	
<b>Explotación</b>				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,612	3,387	-6.2%	(224)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,537	2,346	-7.5%	(191)
Crudo (Mbd)	2,492	2,300	-7.7%	(192)
Condensados (Mbd)	45	46	1.2%	1
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,522	6,604	1.3%	82
<b>Transformación industrial</b>				
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,671	3,597	-2.0%	(74)
Líquidos del gas natural (Mbd)	369	349	-5.2%	(19)
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,330	1,221	-8.2%	(109)
Petroquímicos (Mt)	1,441	1,269	-11.9%	(172)

(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.

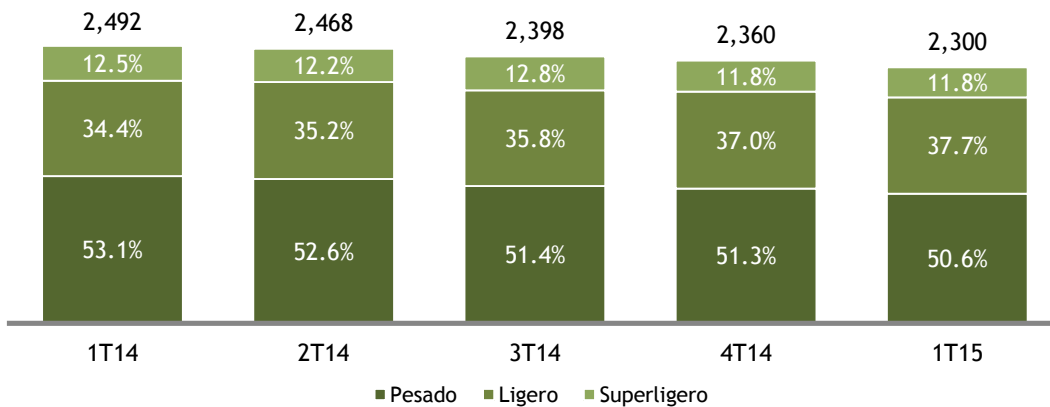
## Exploración y producción 1T15

**Producción de crudo** La producción de petróleo crudo promedió 2,300 Mbd, 7.7% inferior al promedio del primer trimestre de 2014. Esto como resultado de:

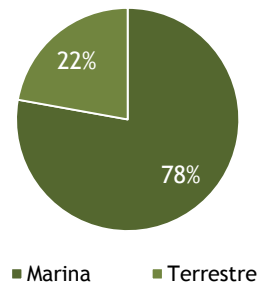
- una disminución de 12.1% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del activo Cantarell, de la Región Marina Noreste, así como a condiciones climatológicas adversas en el Golfo de México durante el mes de enero, que derivó en el diferimiento de producción por acumulación de inventarios; y
- una disminución de 13.2% en la producción de crudo superligero, debido al incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijije y Sen del activo Samaria-Luna, la declinación natural del campo Costero, así como al incremento del flujo fraccional de agua con alta concentración de sales en los campos Teotleco y Juspí del activo Macuspana-Muspac, de la Región Sur. Cabe destacar el incremento en la producción del campo Xux, de la Región Marina Suroeste que comenzó a producir en junio 2014, y que al mes de marzo alcanzó una producción promedio de 42.4 Mbd.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 1.1% en la producción de crudo ligero resultado, principalmente, del desarrollo de los campos Tsimin, Onel, Xanab, Chuhuk y Homol de la Región Marina Suroeste y Kambesah de la Región Marina Noreste. Estos campos aportaron en conjunto un promedio de 278 Mbd durante el primer trimestre de 2015.

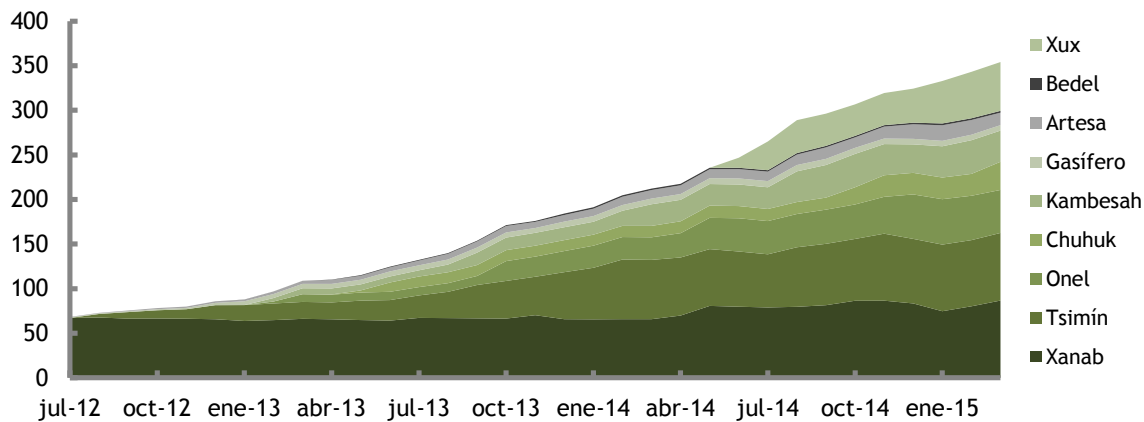
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 1T15



Producción de crudo por campo seleccionado (Mbd)



**Producción de gas natural**

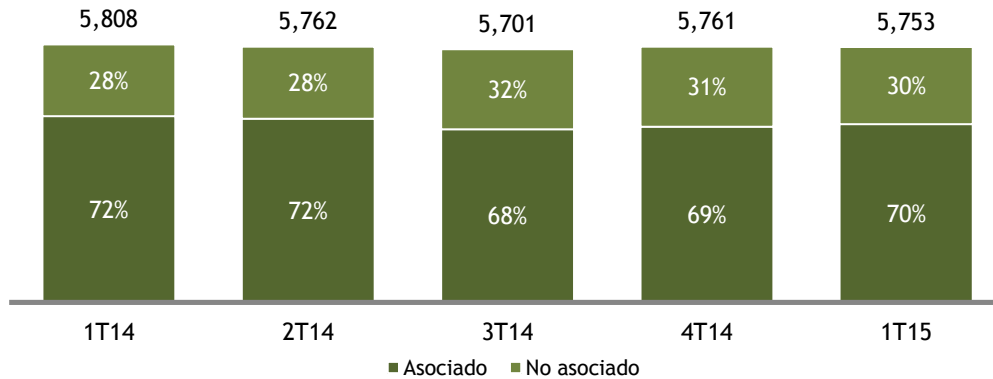
La producción de gas natural durante el primer trimestre de 2015 disminuyó 0.9%<sup>3</sup> respecto al mismo periodo de 2014. Esto se debió a menor producción de gas asociado, en 4.4%, como resultado de:

- el avance del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados de los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna de la Región Sur; y
- la declinación natural de campos del activo Abkatún-Pol Chuc de la Región Marina Suroeste. Cabe destacar que el campo Xux, alcanzó una producción de gas asociado de 207 MMpcd.

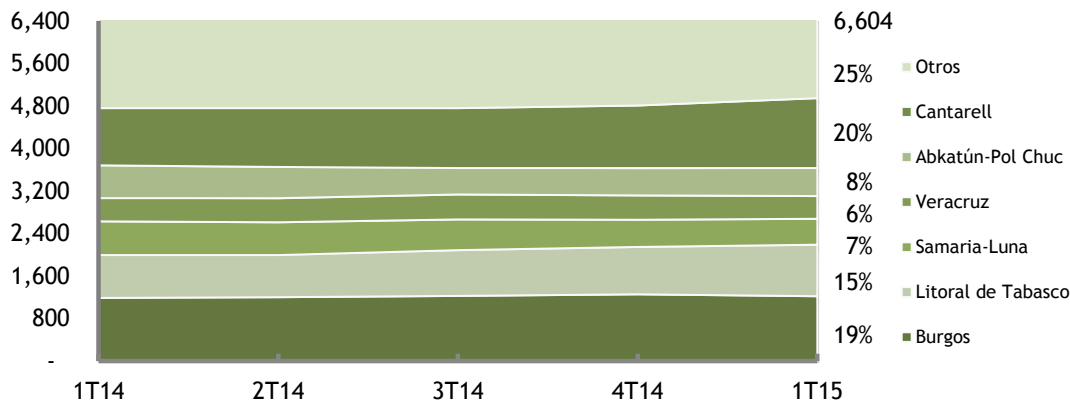
Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 7.9% en la producción de gas no asociado, principalmente en el activo Burgos de la Región Norte.

<sup>3</sup> No incluye nitrógeno.

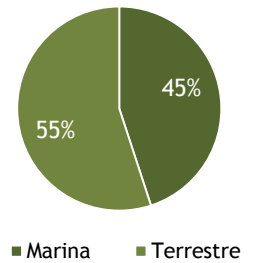
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



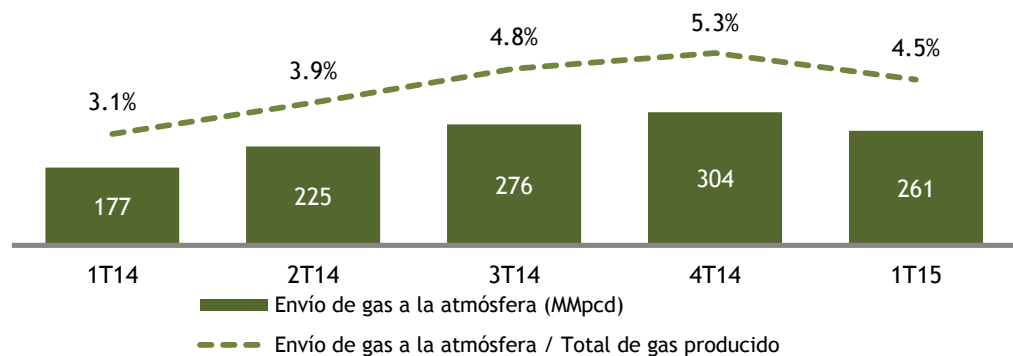
Producción de gas natural por tipo de campo 1T15



Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera aumentó 84 MMpcd debido, principalmente, a mayor extracción de gas asociado en regiones marinas y falta de capacidad para compresión y transporte. Lo anterior fue resultado de retrasos en obras destinadas al aprovechamiento de gas, libranzas en gasoductos marinos, falta de equipos de relevo para turbocompresores de bombeo neumático y fallas en equipos de compresión en las regiones marinas. En este contexto, el aprovechamiento de gas durante el primer trimestre de 2015 fue de 95.5%.

Envío de gas a la atmósfera

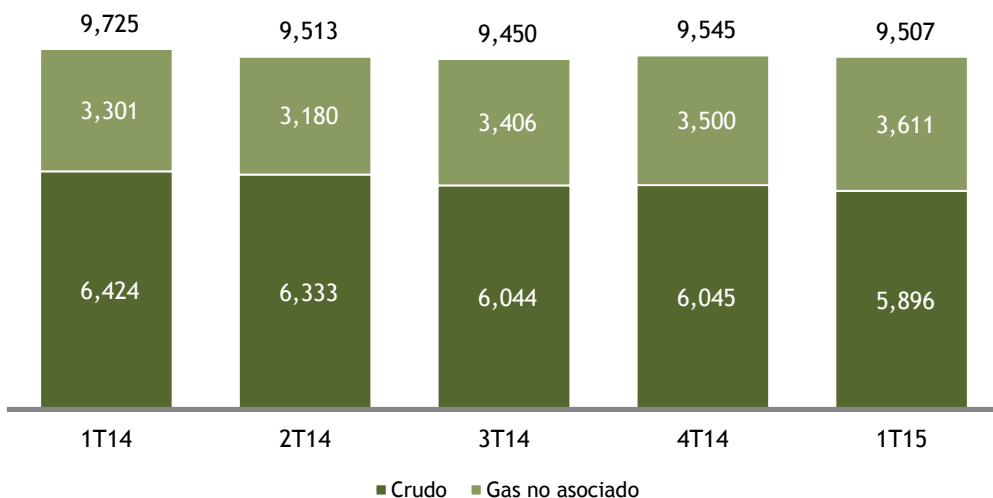


**Pozos en operación y terminación de pozos**

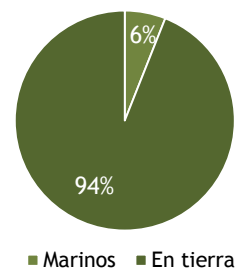
Durante el primer trimestre de 2015 el promedio de pozos en operación fue de 9,507, 2.2% inferior al del mismo periodo de 2014.

El número total de pozos terminados disminuyó 39.1%, de 138 a 84 pozos, debido a una menor terminación de pozos de desarrollo. Lo anterior fue resultado de menor actividad programada en los activos Poza Rica-Altamira y Veracruz de la Región Norte, así como en los activos Cinco Presidentes de la Región Sur, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste. Por otra parte, la terminación de pozos de exploración fue de 6 pozos, equivalente al número de pozos terminados durante el mismo periodo de 2014.

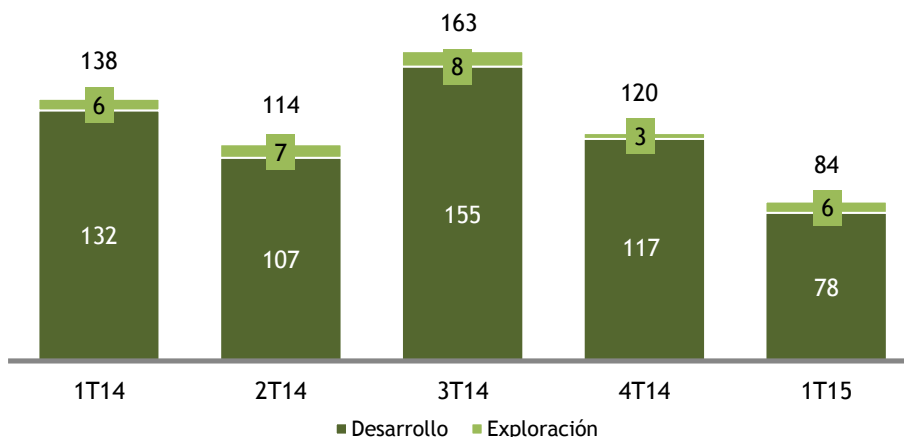
**Pozos promedio en operación**



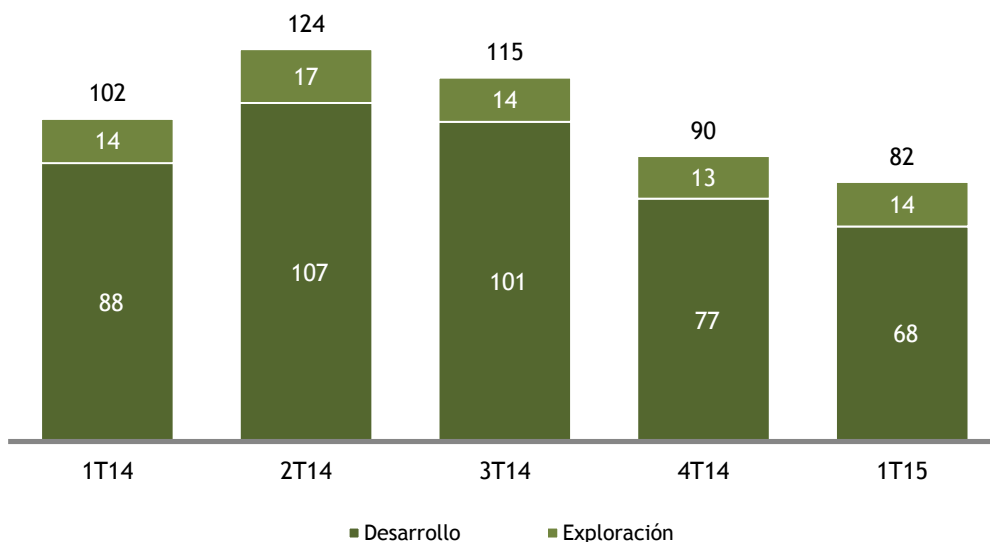
**Pozos promedio en operación por tipo de campo 1T15**



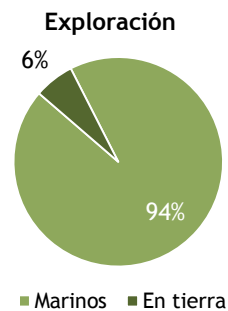
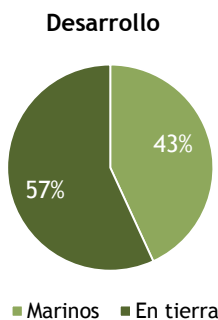
**Pozos terminados**



Equipos de perforación



Equipos de perforación promedio por tipo 1T15

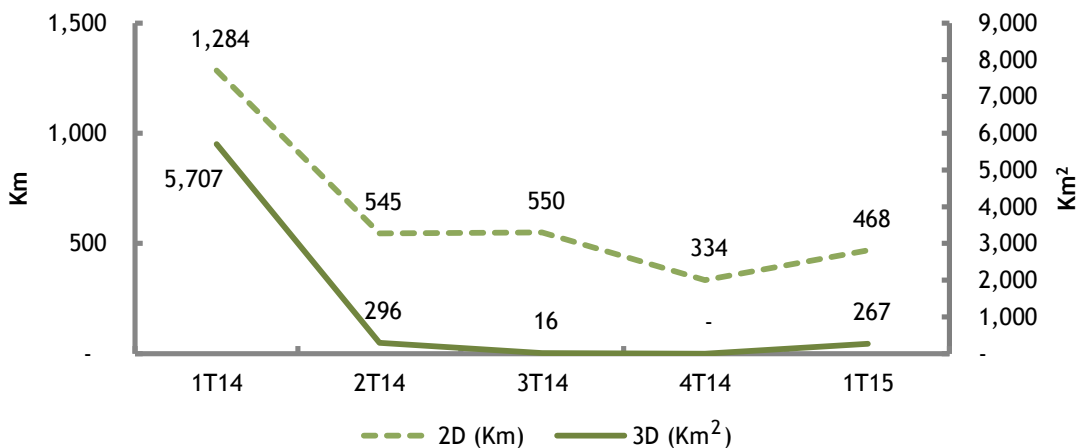


Información sísmica

Durante el primer trimestre de 2015, la obtención de información sísmica 2D fue de 468 km, la cual se enfocó en el estudio Sur de Burgos 2D.

La obtención de información sísmica 3D se enfocó en el estudio Ku-Maloob-Zaap 3D 3C, con 267 km<sup>2</sup> adquiridos.

Información sísmica



**Tasa de  
restitución  
1P**

Al 1 de enero de 2015 la tasa de restitución de reservas probadas fue de 67.4%.

**Abkatún-A  
Permanente**

El 1 de abril de 2015 ocurrió una explosión en la plataforma de proceso Abkatún A Permanente, en el Golfo de México. Como resultado del incidente, cuatro personas fallecieron y 45 personas resultaron heridas. PEMEX lamenta profundamente los fallecimientos y las lesiones sufridas por los trabajadores derivados del incidente.

A la fecha de este documento, Petróleos Mexicanos, en estrecha colaboración con Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Procuraduría General de la República (PGR), Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Sector Hidrocarburos (ASEA), y Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), conduce un análisis causa raíz para determinar el origen de la explosión.

Después de la explosión, 60 pozos en la región permanecieron cerrados hasta el 5 de abril, 2015, representando una disminución en la producción de crudo de 220 Mbd durante ese periodo. Al 6 de abril de 2015, 170 Mbd de producción habían sido recuperados y se estima que la producción afectada por la explosión se recupere totalmente en Junio 2015.

Petróleos Mexicanos está trabajando para incrementar la producción en el Activo Litoral de Tabasco para compensar la disminución en la producción causada por el incidente.

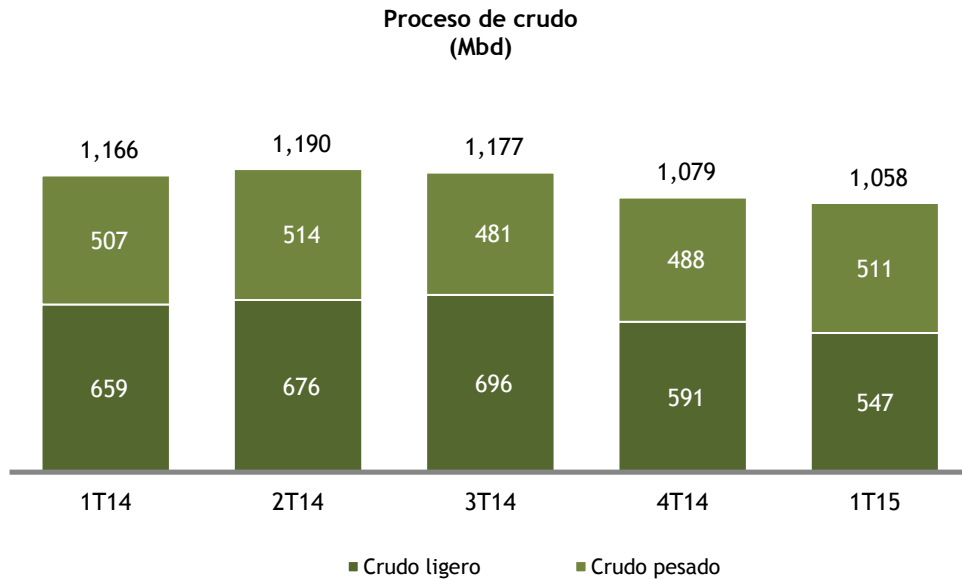
Transformación industrial 1T15

Proceso de crudo

Durante el primer trimestre de 2015, el proceso total de petróleo crudo disminuyó 9.3% debido, principalmente, a mantenimientos programados de plantas, la ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos, así como a problemas operativos relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas.

La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) aumentó 4.8 puntos porcentuales, en seguimiento a la estrategia de maximizar la utilización de equipos de alta conversión de residuales y ampliar los rendimientos de gasolinas y diésel.

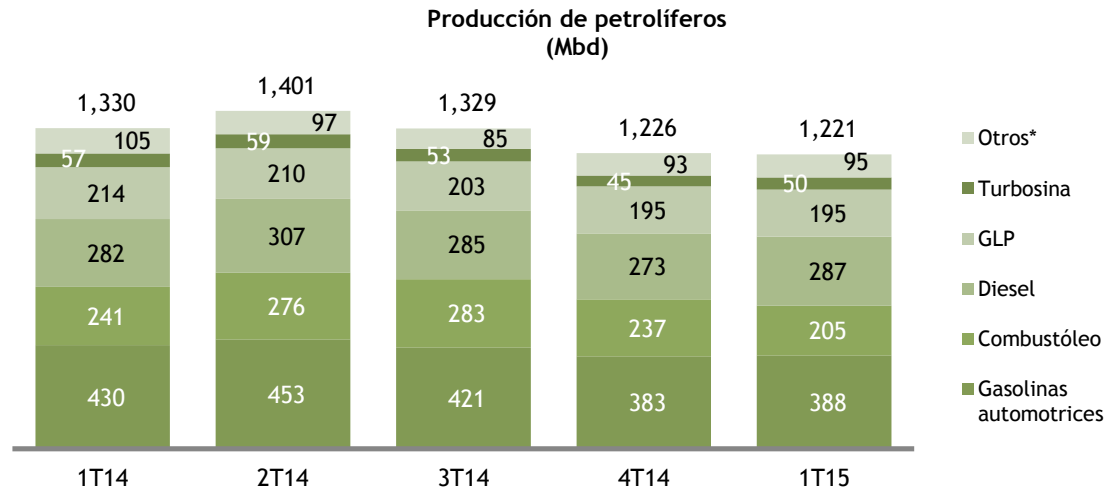
La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 6.2 puntos porcentuales debido a los mantenimientos, rehabilitaciones y situaciones operativas antes mencionadas.





**Producción de petrolíferos**

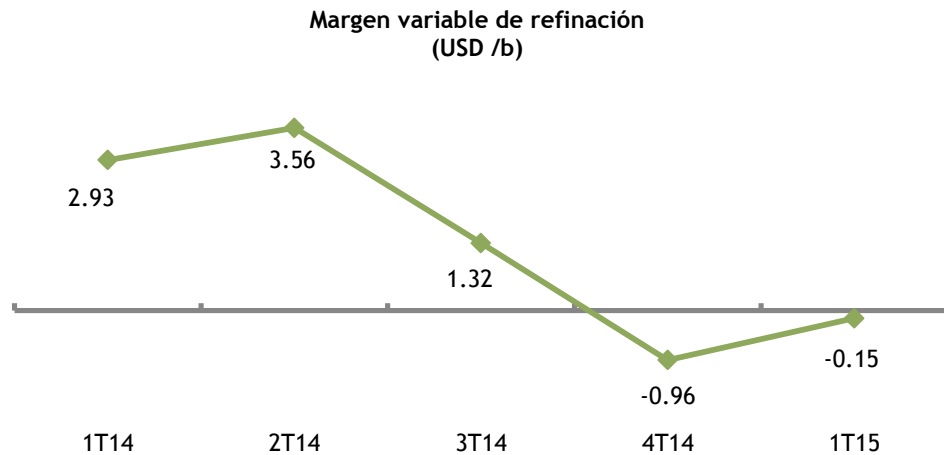
La producción total de petrolíferos disminuyó 8.2%, derivado de la disminución en el proceso de crudo.



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

**Margen variable de refinación**

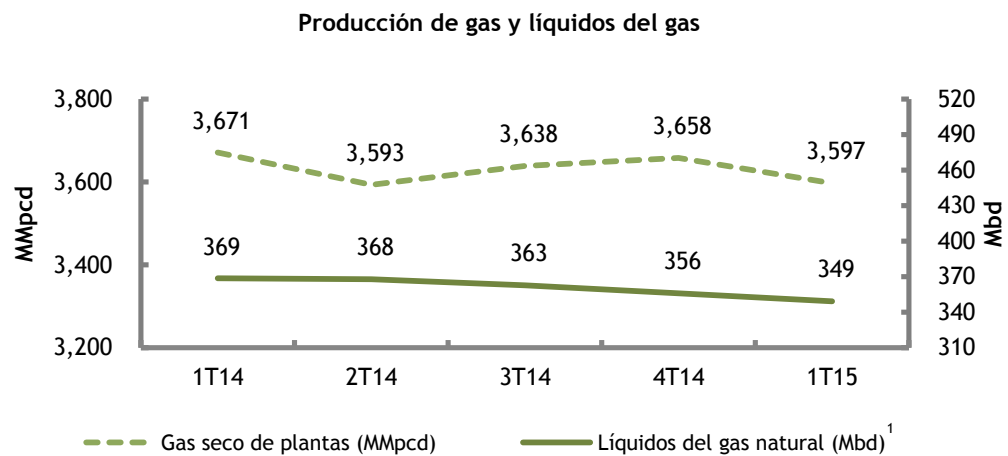
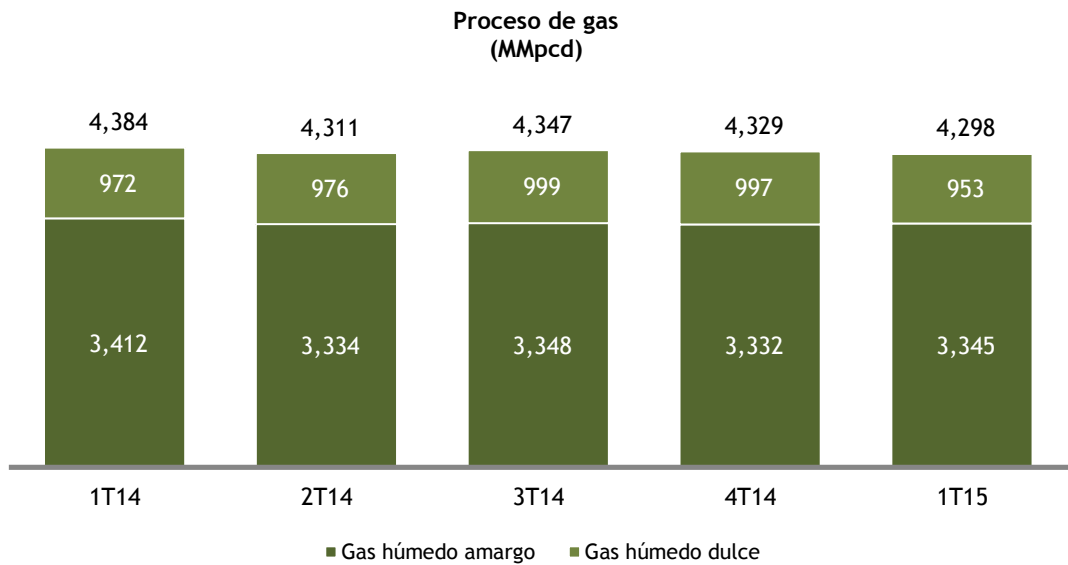
El margen variable de refinación disminuyó de USD 2.93 por barril en el primer trimestre de 2014, a un margen de USD (0.15) por barril durante el primer trimestre de 2015, debido a la caída en los precios de crudo y refinados en mercados internacionales de referencia.



**Proceso y producción de gas**

El proceso de gas natural fue 2.0% inferior al del mismo periodo de 2014, derivado de menor oferta de gas húmedo dulce y amargo, proveniente de las regiones marinas y terrestres. Derivado de lo anterior, la producción de gas seco y la de líquidos del gas natural fue inferior en 2.0% y 5.2%, respectivamente, en comparación con el mismo trimestre de 2014.

El proceso de condensados fue 0.6% superior al del mismo trimestre de 2014 debido a mayor entrega de condensados amargos y dulces en la Región Norte.



(1) Incluye el proceso de condensados.

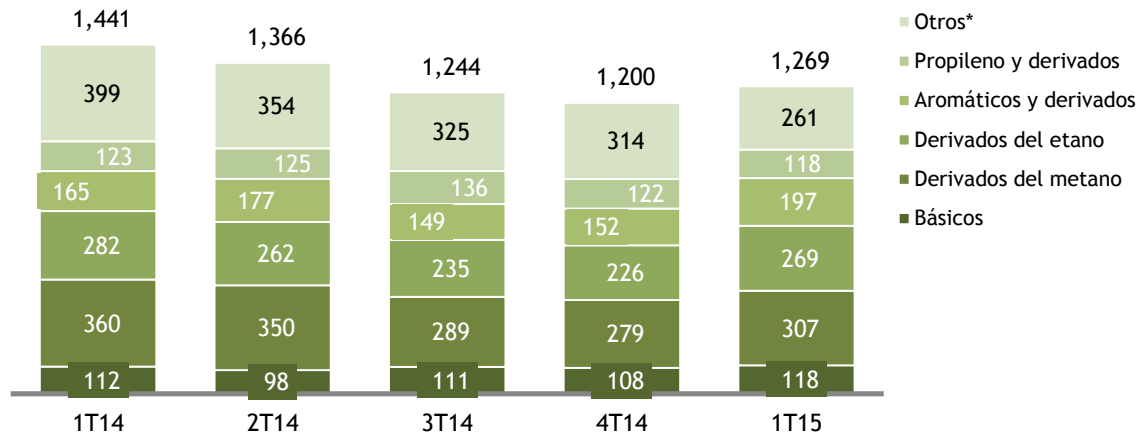
**Producción de petroquímicos**

La elaboración de petroquímicos disminuyó 11.9%, o 172 Mt, respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a:

- una reducción de 53 Mt en la cadena de derivados del metano, resultado de menor producción de anhídrido carbónico y amoniaco, principalmente por mantenimientos y retrasos operativos en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque; y
- una disminución de 13 Mt en la cadena de derivados del etano, debido principalmente a una menor producción de polietileno de baja densidad, así como a menor suministro de etano como consecuencia de mantenimientos programados y no programados en la cadena de suministro;
- una disminución de 5 Mt en la cadena de propileno y derivados, debido a menor producción de propileno, lo cual fue parcialmente compensado por un aumento en la producción de acrilonitrilo, como resultado de la regularización de operaciones en plantas; y
- una disminución en otros petroquímicos debido a menor producción de gasolina base octano la cual se utilizó como insumo para aumentar la producción de hidrocarburo de alto octano.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 32 Mt en la cadena de aromáticos y derivados debido, principalmente, a mayor producción de hidrocarburo de alto octano.

Producción de petroquímicos (Mt)



\*Incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX, hidrógeno, isohexano, líquidos de pirólisis, oxígeno, CPDI, azufre, isopropanol, gasolina amorfa, gasolina base octano y nafta pesada.

Proyectos de Transformación industrial

**BlackRock y First Reserve**

El 26 de marzo de 2015, PEMEX firmó un acuerdo con BlackRock y First Reserve para la adquisición de una participación conjunta de 45% en la fase II del proyecto Los Ramones.

La fase II del gasoducto Los Ramones, con una extensión de 744 kilómetros, garantizará el suministro de gas natural en el centro y occidente del país, en beneficio de la industria.

**NuStar Energy**

El 10 de abril de 2015, PEMEX anunció el inicio de operaciones conjuntas con NuStar Energy L.P. para el transporte y almacenamiento de nafta.

Mediante un acuerdo de 10 años con PMI, filial de PEMEX, la nafta producida en el complejo Reynosa-Burgos de PEMEX se transportará por el ducto de NuStar Burgos-Valle a la terminal de Edinburg, Texas, y de ahí a la de Transmontaigne en Brownsville.

**Maverick Terminal LLC**

El 21 de abril de 2015, PEMEX, a través de su filial PMI, firmó un contrato de almacenamiento de combustibles líquidos con Maverick Terminal LLC.

El acuerdo contempla la instalación, en Brownsville, Texas, de cuatro tanques con capacidad total de 300 Mb, con opción a ampliarse a 700 Mb. Se estima iniciar operaciones durante el tercer trimestre de 2015.

**Etanol anhidro**

En 2014 PEMEX emitió una convocatoria para adquirir etanol anhidro para ser mezclado con una proporción de 5.8% en gasolina Magna como medida para reducir las emisiones de gases efecto invernadero. Este proceso se llevará a cabo en las terminales de almacenamiento y reparto (TAR) ubicadas en Ciudad Madero, Ciudad Mante, San Luis Potosí, Ciudad Valles, Veracruz, Pajaritos, Perote y Xalapa.

El 19 de marzo de 2015 PEMEX anunció los resultados de la licitación y el 8 de abril firmó los contratos correspondientes:

TAR	Compañía
Perote	Alcoholera de Zapopan, S.A. de C.V.
Xalapa	Soluciones en Ingeniería Naval, Marina y Terrestre, S.A. de C.V.
Veracruz	Destiladora del Papaloapan, S.A. de C.V. / Fabricación de Alimentos Tenerife, S.A. de C.V. (Propuesta conjunta)
San Luis Potosí, Ciudad Valles y Ciudad Mante	Bioenergéticos Mexicanos, SAPI de C.V. / Productores de Bioenergéticos Mexicanos, SAPI de C.V. (Propuesta conjunta)
Ciudad Madero	Desierta
Pajaritos	Desierta

PEMEX invertirá MXN 880 millones en el desarrollo de la infraestructura necesaria para el manejo y mezclado del etanol anhidro, así como en la preparación de la gasolina base en las refinerías de Ciudad Madero y Minatitlán. Adicionalmente, se estiman inversiones por parte de los productores de etanol anhidro de al menos USD 132 millones para construir y adaptar sus plantas.

**Franquicias**

El número de estaciones de servicio registradas al 31 de marzo de 2015 fue de 10,908; 373 más que las existentes al 31 de marzo de 2014.

## Seguridad Industrial

### Índice de frecuencia<sup>4</sup>

Del 1° de enero al 31 de marzo de 2015, el índice de frecuencia acumulado para el personal de PEMEX, se ubicó en 0.53 accidentes con lesiones incapacitantes por millones de hora - hombre (MMhh), lo anterior representa un incremento de 30.9% con respecto al mismo periodo de 2014, y es 32% mayor al valor de 0.40 registrado como estándar internacional de la OGP (Oil & Gas Producers) para el año 2013.

### Índice de gravedad<sup>5</sup>

Al cierre del primer trimestre de 2015, el índice de gravedad acumulado de lesiones se ubicó en 14 días perdidos por MMhh, cifra 17.5% menor a la registrada en el mismo periodo de 2014.

Las causas de este comportamiento obedecen a la disminución de accidentes en las Empresas Productivas Subsidiarias, especialmente Pemex - Exploración y Producción, con una contribución de 43%.

Se continúa ejecutando el programa de soporte, con fuerzas de tarea, para reforzar la implantación de SSPA - Confiabilidad Operacional y dar seguimiento y refuerzo a las acciones de contención en: Disciplina Operativa; Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras; Entrenamiento y Desempeño; Análisis de Riesgo de Proceso; Auditorías Efectivas e Integridad Mecánica; Administración del Trabajo; Administración de Libranzas y Reparaciones; Ventanas Operativas; Inspección basada en Riesgo; y, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad Operacional. A la fecha se han logrado avances y se evalúan sus impactos.

## Protección Ambiental

### Emisiones de óxidos de azufre

Durante el primer trimestre de 2015 las emisiones de óxidos de azufre aumentaron 2.6% con respecto al mismo periodo de 2014, debido a las emisiones derivadas de la declinación de pozos que utilizan nitrógeno para mejorar su producción, y por ello, la generación de altos volúmenes de gas amargo que se envían a quema en la Región Marina Noroeste, así como en el Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8. Adicionalmente, la salida por mantenimiento de una planta de recuperación de azufre en el complejo procesador de gas Ciudad Pemex y en el complejo procesador de gas Nuevo Pemex incrementaron las emisiones.

### Reuso de agua

El reuso de agua disminuyó 11.9% con relación al primer trimestre de 2014 debido principalmente al menor porcentaje de utilización de las plantas de tratamiento de aguas residuales y de aguas negras del Sistema Nacional de Refinación.

---

<sup>4</sup> El índice de frecuencia es el número de accidentes con lesiones incapacitantes por millones de hora - hombre (MMhh) de exposición al riesgo en el periodo considerado. Un accidente incapacitante es un suceso repentino e inesperado que produce una lesión orgánica, perturbación funcional o la muerte, inmediata o posterior, en ejercicio o con motivo de trabajo. Las hh de exposición al riesgo son el número de horas laboradas por todo el personal, en el interior de las instalaciones o fuera de éstas, en su jornada o fuera de la misma, por lo que incluye el tiempo extra y el tiempo empleado en destajos o tareas.

<sup>5</sup> El índice de gravedad es el total de días perdidos por MMhh de exposición al riesgo, en el periodo considerado. Los días perdidos son los días de incapacidad médica por lesiones consecuencia de accidentes de trabajo, más los días de arrastre, más los días de indemnización por incapacidad parcial o total, permanente o muerte, correspondientes.

## Resultados financieros

PEMEX  
Estado de resultados consolidado

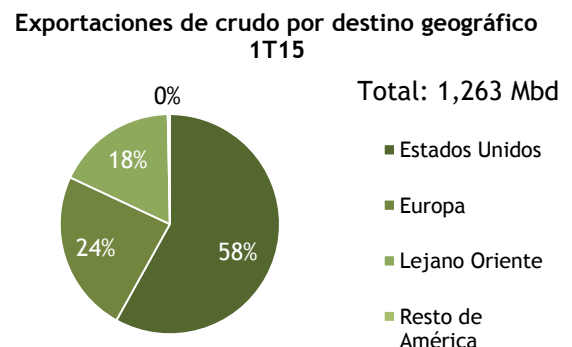
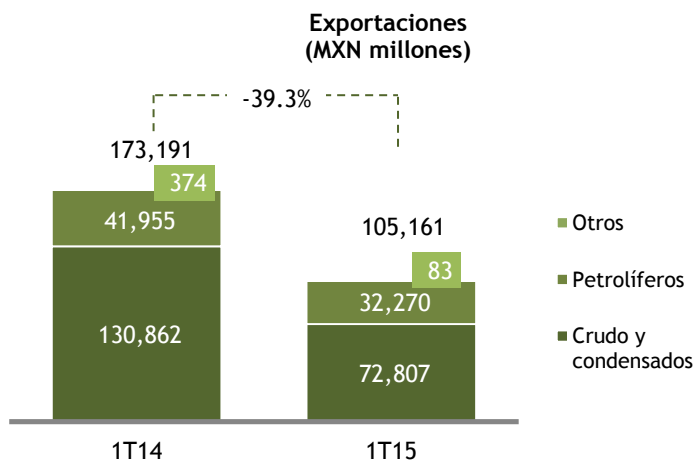
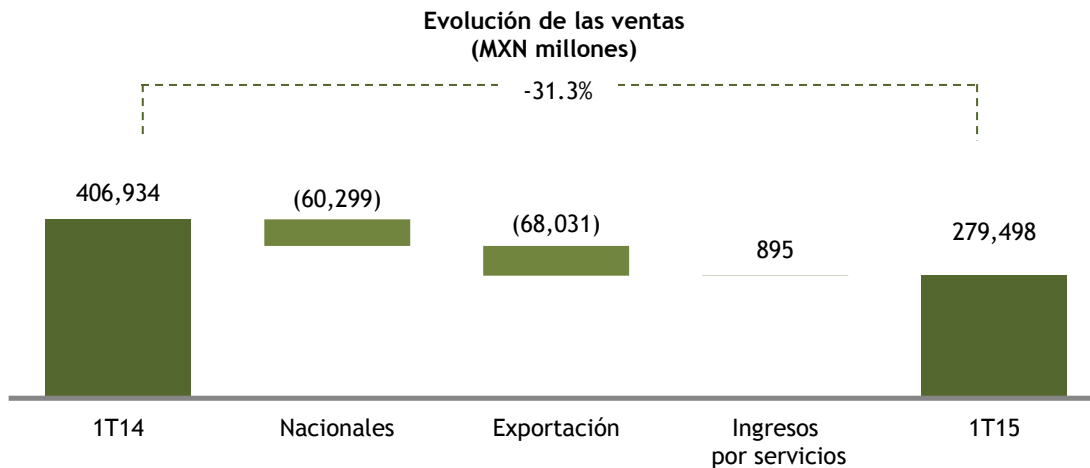
	Del 1 de enero al 31 de marzo de		Variación	2015	
	2014	2015		(USD millones)	
	(MXN millones)				
<b>Ventas totales</b>	<b>406,934</b>	<b>279,499</b>	<b>-31.3%</b>	<b>(127,435)</b>	<b>18,444</b>
En México	231,044	170,745	-26.1%	(60,299)	11,267
De exportación	173,191	105,161	-39.3%	(68,031)	6,939
Ingresos por servicios	2,699	3,594	33.1%	895	237
<b>Costo de ventas</b>	<b>210,332</b>	<b>194,503</b>	<b>-7.5%</b>	<b>(15,829)</b>	<b>12,835</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>196,603</b>	<b>84,996</b>	<b>-56.8%</b>	<b>(111,606)</b>	<b>5,609</b>
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>17,178</b>	<b>1,339</b>	<b>-92.2%</b>	<b>(15,840)</b>	<b>88</b>
IEPS devengado	15,905	489	-96.9%	(15,416)	32
Otros	1,273	849	-33.3%	(424)	56
<b>Gastos de distribución, transportación y venta</b>	<b>7,328</b>	<b>9,235</b>	<b>26.0%</b>	<b>1,907</b>	<b>609</b>
<b>Gastos de administración</b>	<b>25,284</b>	<b>28,667</b>	<b>13.4%</b>	<b>3,383</b>	<b>1,892</b>
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>181,169</b>	<b>48,433</b>	<b>-73.3%</b>	<b>(132,736)</b>	<b>3,196</b>
<b>Intereses a cargo</b>	<b>(10,982)</b>	<b>(15,157)</b>	<b>38.0%</b>	<b>(4,175)</b>	<b>(1,000)</b>
<b>Intereses a favor</b>	<b>514</b>	<b>1,762</b>	<b>242.6%</b>	<b>1,248</b>	<b>116</b>
<b>Rendimiento (costo) por derivados financieros</b>	<b>2,403</b>	<b>(16,185)</b>	<b>-773.5%</b>	<b>(18,589)</b>	<b>(1,068)</b>
<b>Utilidad (pérdida) en cambios</b>	<b>(87)</b>	<b>(16,613)</b>		<b>(16,526)</b>	<b>(1,096)</b>
<b>Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas</b>	<b>1,135</b>	<b>39</b>	<b>-96.5%</b>	<b>(1,096)</b>	<b>3</b>
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>174,152</b>	<b>2,279</b>	<b>-98.7%</b>	<b>(171,873)</b>	<b>150</b>
<b>Impuestos y derechos</b>	<b>210,105</b>	<b>102,825</b>	<b>-51.1%</b>	<b>(107,280)</b>	<b>6,785</b>
<b>Rendimiento (pérdida) neto</b>	<b>(35,954)</b>	<b>(100,546)</b>	<b>179.7%</b>	<b>(64,593)</b>	<b>(6,635)</b>
<b>Otros resultados integrales</b>	<b>(2)</b>	<b>5,904</b>		<b>5,905</b>	<b>390</b>
Inversiones en activos disponibles para su venta	160	(55)	-134.1%	(215)	(4)
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	-	(0)		(0)	(0)
Efecto por conversión	(162)	5,958	-3782.5%	6,120	393
<b>Utilidad (pérdida) integral</b>	<b>(35,955)</b>	<b>(94,643)</b>		<b>(58,687)</b>	<b>(6,245)</b>

Estado de resultados del 1 de enero al 31 de marzo de 2015

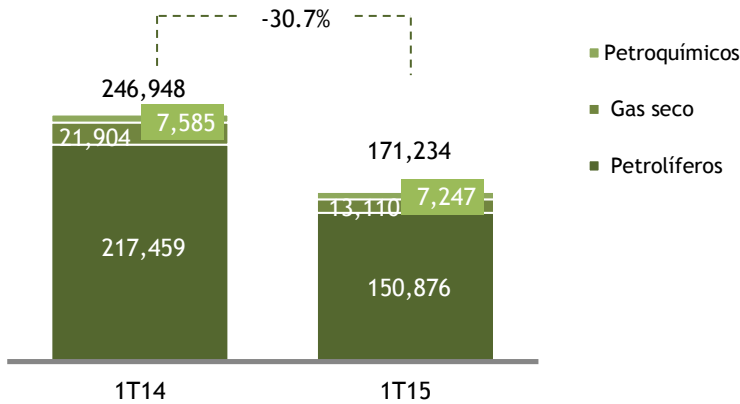
Ventas

Las ventas totales durante el primer trimestre de 2015 disminuyeron 31.3%, o MXN 127.4 mil millones, en comparación con las registradas en el mismo trimestre del 2014. Esto se debió principalmente a:

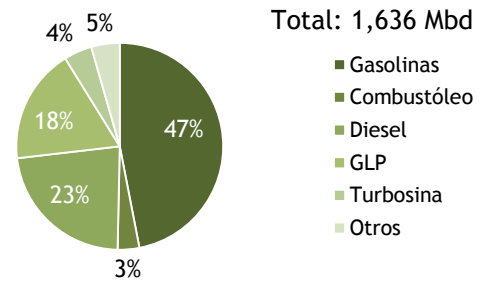
- una reducción de 39.3%, o MXN 68.0 mil millones, en las exportaciones, principalmente debido a una disminución de 44.4%, o MXN 58.1 mil millones, en las exportaciones de crudo y condensados, derivado en gran medida de la disminución de 51.5% en el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, al pasar de un promedio de USD 92.41 por barril en el primer trimestre de 2014 a USD 44.84 por barril en el mismo periodo de 2015. Aún y cuando las exportaciones disminuyeron por la caída en el precio promedio, el volumen exportado aumentó al pasar de un promedio de 1,190 Mbd en el primer trimestre de 2014 a 1,263 Mbd en el primer trimestre de 2015. El efecto precio de la disminución de las exportaciones de crudo y condensados fue de MXN (66.1) mil millones y el efecto volumen de MXN 8.0 mil millones; y
- una disminución de 26.1%, o MXN 60.3 miles de millones, en las ventas en México, principalmente como resultado de una disminución de 5.1% en el volumen de ventas de gas seco y una disminución de 41.0% en el volumen de ventas de combustóleo.



Ventas en México netas de IEPS (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México 1T15



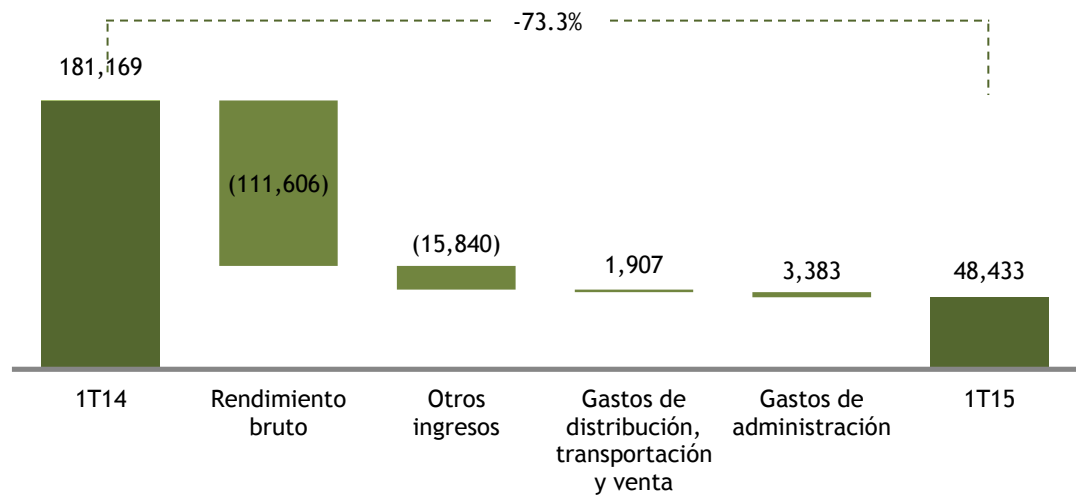
**Rendimiento bruto y de operación**

El rendimiento bruto disminuyó 56.8%, o MXN 111.6 mil millones, debido principalmente a una reducción de MXN 127.4 mil millones en las ventas totales, compensada parcialmente por una disminución de MXN 15.8 mil millones en el costo de ventas originada por menor compra de productos para reventa.

El rendimiento de operación disminuyó 73.3%, o MXN 132.7 mil millones, ubicándose en MXN 48.4 mil millones. Esta reducción se debe básicamente al menor precio de referencia de gasolinas y diésel que genera una menor acreditación del IEPS en MXN 15.4 mil millones.

La depreciación y amortización disminuyó 1.6%, o MXN 0.6 mil millones, debido principalmente al impacto en la depreciación por los deterioros registrados.

Evolución del rendimiento de operación (MXN millones)





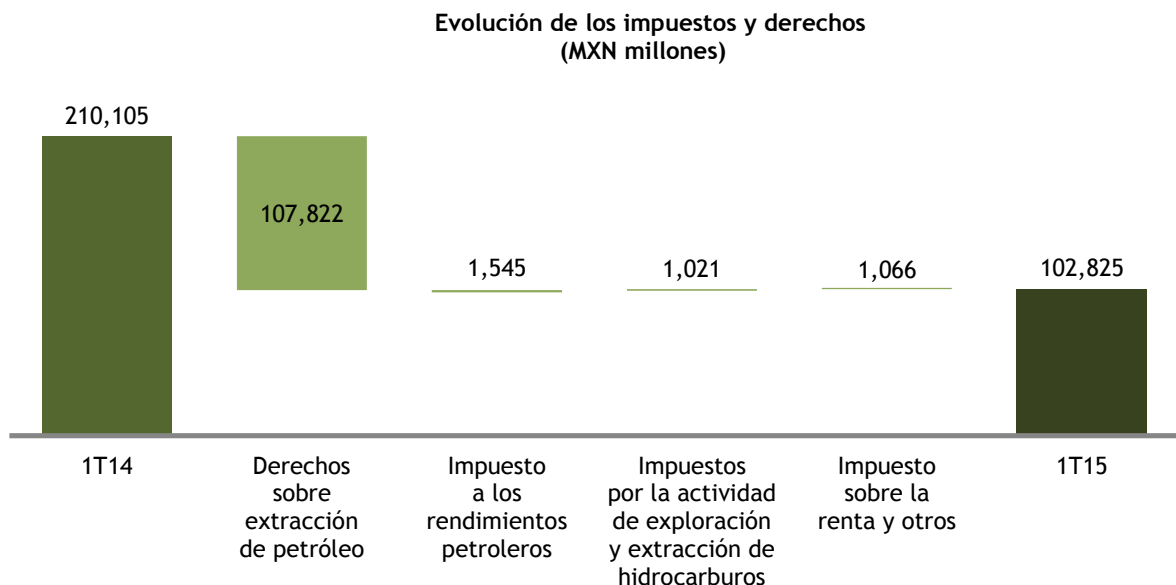
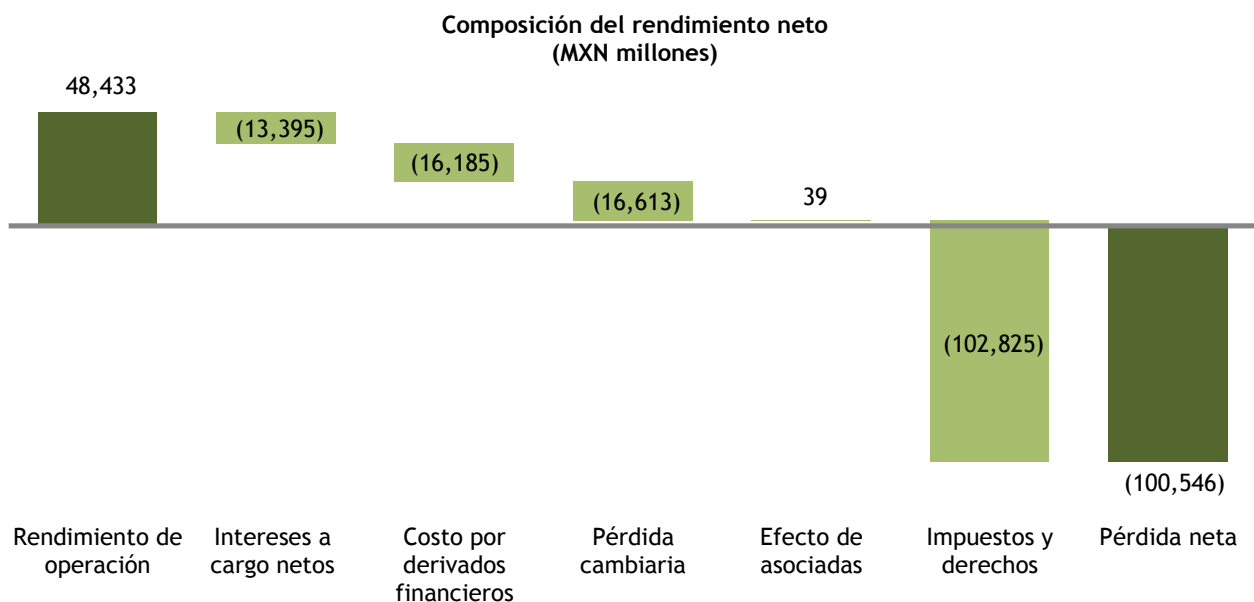
**Composición del rendimiento (pérdida) neta**

En el primer trimestre de 2015 la pérdida neta fue de MXN 100.5 mil millones, compuesta principalmente por:

- el rendimiento de operación de MXN 48.4 mil millones;
- intereses a cargo netos de MXN 13.4 mil millones;
- costo por derivados financieros de MXN 16.2 mil millones;
- pérdida cambiaria de MXN 16.6 mil millones;
- impuestos y derechos de MXN 102.8 mil millones.

Durante el primer trimestre de 2015 el pago de impuestos y derechos fue de MXN 102.8 mil millones, lo que representó 212.3% del rendimiento de operación, en comparación con 116.0% en el periodo comparable de 2014.

Asimismo, el pago de impuestos y derechos fue más de 45 veces el rendimiento antes de impuestos y derechos en el primer trimestre de 2015, en comparación con 1.2 veces en el primer trimestre de 2014.

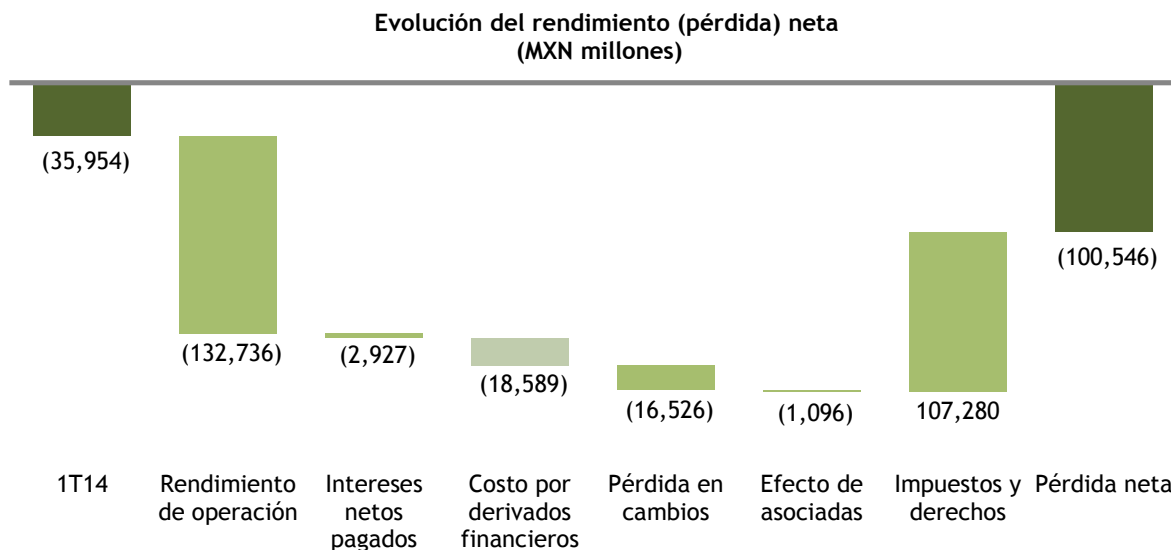


**Evolución del rendimiento (pérdida) neta**

La variación de la pérdida neta se explica por:

- una disminución de 73.3%, o MXN 132.7 mil millones en el rendimiento de operación;
- un incremento de MXN 2.9 mil millones en intereses a cargo netos;
- un incremento de MXN 18.6 mil millones en el costo por derivados financieros debido a la apreciación del dólar de EEUU con respecto a otras monedas diferentes al peso mexicano en las que Petróleos Mexicanos ha contratado deuda financiera;
- una pérdida en cambios de MXN 16.5 mil millones debido principalmente a que durante el primer trimestre de 2015 se registró una depreciación del peso mexicano respecto al dólar de EEUU de 3.0%; en tanto que en el primer trimestre de 2014 el peso mexicano se depreció 0.1% respecto al dólar de EEUU; y
- una disminución de impuestos y derechos de 51.1%, o MXN 107.3 mil millones, debido a menor volumen producido y menor precio de la mezcla mexicana del crudo.

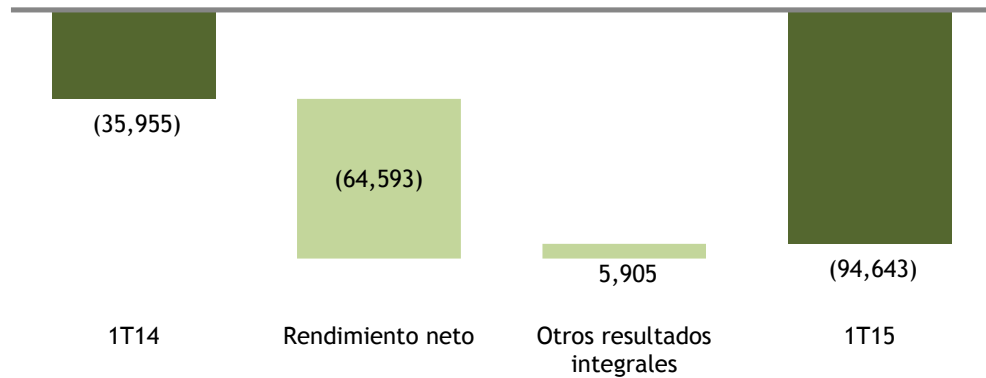
Como resultado, la pérdida neta se ubicó en MXN 100.5 mil millones en el primer trimestre de 2015, en comparación con la pérdida neta de MXN 35.9 mil millones en el primer trimestre de 2014.



**Utilidad (pérdida) integral**

Otros resultados integrales aumentaron MXN 5.9 mil millones, debido principalmente al incremento de MXN 6.1 mil millones en el efecto por conversión. Derivado de lo anterior, la pérdida integral en el primer trimestre 2015 fue de MXN 94.6 mil millones.

**Evolución de la Utilidad integral  
(MXN millones)**



**Régimen fiscal** A partir del 1 de enero de 2015, PEMEX se rige bajo un nuevo régimen fiscal que contempla los siguientes derechos e impuestos:

- Derecho por la utilidad compartida: se determina aplicando la tasa correspondiente a la diferencia que resulte de restar las deducciones permitidas al valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio (incluyendo el autoconsumo, mermas o quema).<sup>6</sup>

	Tasa del Derecho por la utilidad compartida
2015	70.00%
2016	68.75%
2017	67.50%
2018	66.25%
2019 en adelante	65.00%

	Montos máximos de deducción por costos, gastos e inversiones deducibles del Derecho por la utilidad compartida para petróleo y gas natural asociado
2015	10.600%
2016	11.075%
2017	11.550%
2018	12.025%
2019 en adelante	12.500%

	Montos máximos de deducción por costos, gastos e inversiones deducibles del Derecho por la utilidad compartida para gas natural no asociado y condensados
Campos de gas natural no asociado	80% de 2015 en adelante
Áreas marítimas con tirante de agua > 500 m	60% de 2015 en adelante
Paleocanal de Chicontepec	

<sup>6</sup> El régimen fiscal que estuvo vigente del 1 de enero de 2006 al 31 de diciembre de 2014 tenía también límites de deducciones para el cálculo del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos: USD 6.5 por barril de petróleo crudo equivalente para crudo y gas asociado y USD 2.7 por millar de pies cúbicos para gas no asociado.

- Derecho de extracción de hidrocarburos: se aplica el porcentaje correspondiente al valor del hidrocarburo extraído.

	Porcentaje del valor de petróleo <sup>7</sup>
Precio por barril < USD 48.00	7.5%
Precio por barril > USD 48.00	[ (0.125 * Precio por barril) + 1.5 ]%

Porcentaje del gas natural asociado <sup>8</sup>	
Precio por MM BTU / 100	

	Porcentaje del gas natural no asociado <sup>9</sup>
Precio por MM BTU < USD 5.0	0.0%
USD 5.0 < Precio por MM BTU < USD 5.5	60.5 * (1 - 5 / Precio por MM BTU)%
Precio por MM BTU > USD 5.5	Precio por MM BTU / 100

	Porcentaje del valor de los condensados <sup>10</sup>
Precio por barril < USD 60.00	5.0%
Precio por barril > USD 60.00	[ (0.125 * Precio por barril) - 2.5 ]%

- Derecho de exploración de hidrocarburos: cuota fija por kilómetro cuadrado en exploración.

	Pago mensual por km <sup>2</sup> en exploración del Derecho de exploración de hidrocarburos <sup>11</sup>
Primeros 60 meses	MXN 1,150 por km <sup>2</sup>
Mes 61 en adelante	MXN 2,750 por km <sup>2</sup>

- Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos: cuota fija por kilómetro cuadrado en exploración y extracción de hidrocarburos.

	Pago mensual por km <sup>2</sup> del Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos <sup>12</sup>
Fase de exploración	MXN 1,500 por km <sup>2</sup>
Fase de extracción	MXN 6,000 por km <sup>2</sup>

- Impuesto sobre la Renta: se aplica la tasa del impuesto sobre la renta corporativa a la utilidad de la empresa. A partir del ejercicio fiscal de 2015 Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios y/o sus empresas productivas subsidiarias causarán el Impuesto sobre la Renta, de acuerdo a las disposiciones vigentes y se abroga el Impuesto a los Rendimientos Petroleros.

Aún y cuando a partir del 1 de enero de 2015 PEMEX enfrenta un nuevo régimen fiscal más alineado con el resto de la industria, PEMEX, a diferencia de otras empresas, aún no puede deducir la totalidad de sus costos y gastos de operación en el cálculo de impuestos y derechos. Como consecuencia, el pago de impuestos y derechos ha sido mayor al rendimiento de operación y al rendimiento antes de impuestos y derechos desde 1998 de manera consistente, siendo la única excepción 2006, año en el que la deducción permitida se actualizó.

Hacia adelante es deseable que el régimen fiscal que le aplique a PEMEX sea comparable con el de otras empresas del sector. El que todos los participantes de la industria de petróleo y gas en México cuenten con las mismas reglas del juego es un elemento indispensable para que la Reforma Energética rinda todos los frutos esperados.

<sup>7</sup> Los precios que determinan el porcentaje a pagar deberán actualizarse de conformidad con el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos.

<sup>8</sup> IDEM.

<sup>9</sup> IDEM.

<sup>10</sup> IDEM.

<sup>11</sup> Los montos se actualizarán cada enero de conformidad con el Índice Nacional de Precios al Consumidor.

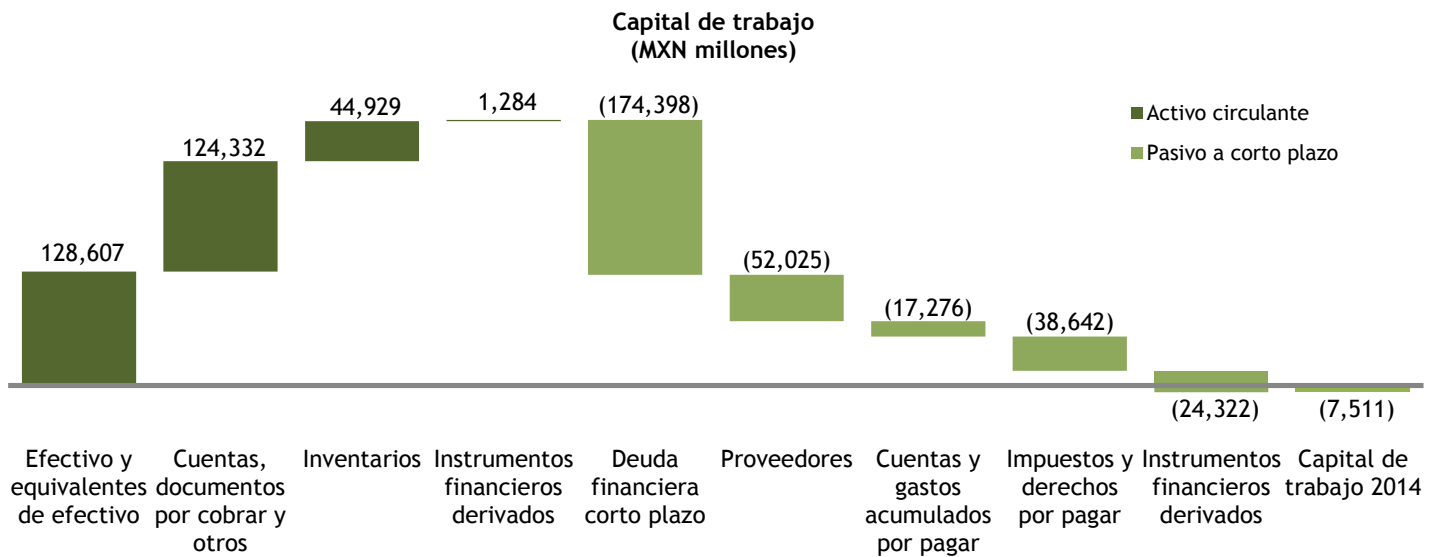
<sup>12</sup> IDEM.

## Estado de la situación financiera al 31 de marzo de 2015

<b>PEMEX</b>					
<b>Balance general consolidado</b>					
	<u>Al 31 de diciembre de</u>	<u>Al 31 de marzo de</u>	<u>Variación</u>		<u>2015</u>
	<u>2014</u>	<u>2015</u>			<u>(USD millones)</u>
	(MXN millones)				
<b>Total activo</b>	<b>2,125,246</b>	<b>2,142,976</b>	<b>0.8%</b>	<b>17,730</b>	<b>141,411</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>283,913</b>	<b>299,152</b>	<b>5.4%</b>	<b>15,239</b>	<b>19,741</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	117,989	128,607	9.0%	10,618	8,487
Cuentas, documentos por cobrar y otros	114,423	124,332	8.7%	9,909	8,204
Inventarios	49,939	44,929	-10.0%	(5,010)	2,965
Instrumentos financieros derivados	1,563	1,284	-17.8%	(278)	85
<b>Inversiones disponibles para la venta</b>	<b>5,415</b>	<b>5,760</b>	<b>6.4%</b>	<b>346</b>	<b>380</b>
<b>Inversiones permanentes en acciones de cías. asociadas</b>	<b>22,015</b>	<b>22,332</b>	<b>1.4%</b>	<b>318</b>	<b>1,474</b>
<b>Pozos, ductos, inmuebles planta y equipo</b>	<b>1,783,374</b>	<b>1,785,881</b>	<b>0.1%</b>	<b>2,506</b>	<b>117,847</b>
<b>Impuestos diferidos</b>	<b>1,020</b>	<b>2,726</b>	<b>167.3%</b>	<b>1,706</b>	<b>180</b>
<b>Efectivo restringido</b>	<b>6,884</b>	<b>7,088</b>	<b>3.0%</b>	<b>204</b>	<b>468</b>
<b>Otros activos</b>	<b>22,625</b>	<b>20,036</b>	<b>-11.4%</b>	<b>(2,589)</b>	<b>1,322</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>2,892,966</b>	<b>2,995,339</b>	<b>3.5%</b>	<b>102,373</b>	<b>197,657</b>
<b>Pasivo a corto plazo</b>	<b>334,159</b>	<b>306,663</b>	<b>-8.2%</b>	<b>(27,496)</b>	<b>20,236</b>
Deuda financiera de corto plazo	145,866	174,398	19.6%	28,531	11,508
Proveedores	116,178	52,025	-55.2%	(64,154)	3,433
Cuentas y gastos acumulados por pagar	12,235	17,276	41.2%	5,041	1,140
Instrumentos financieros derivados	17,460	24,322	39.3%	6,862	1,605
Impuestos y derechos por pagar	42,420	38,642	-8.9%	(3,778)	2,550
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>2,558,807</b>	<b>2,688,677</b>	<b>5.1%</b>	<b>129,870</b>	<b>177,421</b>
Deuda financiera de largo plazo	997,384	1,105,196	10.8%	107,811	72,930
Beneficios a los empleados	1,474,089	1,494,474	1.4%	20,386	98,618
Provisión para créditos diversos	78,423	78,729	0.4%	306	5,195
Otros pasivos	7,718	8,516	10.3%	797	562
Impuestos diferidos	1,193	1,762	47.7%	569	116
<b>Total patrimonio</b>	<b>(767,721)</b>	<b>(852,363)</b>	<b>11.0%</b>	<b>(84,643)</b>	<b>(56,246)</b>
<b>Controladora</b>	<b>(768,066)</b>	<b>(852,642)</b>	<b>11.0%</b>	<b>(84,576)</b>	<b>(56,264)</b>
Certificados de aportación "A"	134,605	144,605	7.4%	10,000	9,542
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,886
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	66
Resultados acumulados integrales	(394,594)	(388,692)	-1.5%	5,902	(25,649)
Rendimientos acumulados:	(552,809)	(653,287)	18.2%	(100,478)	(43,109)
Déficit de ejercicios anteriores	(287,606)	(552,809)	92.2%	(265,203)	(36,479)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(265,203)	(100,478)	-62.1%	164,725	(6,630)
<b>Participación no controladora</b>	<b>345</b>	<b>278</b>	<b>-19.3%</b>	<b>(67)</b>	<b>18</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>2,125,246</b>	<b>2,142,976</b>	<b>0.8%</b>	<b>17,730</b>	<b>141,411</b>

**Capital de trabajo**

Al 31 de marzo de 2015 el capital de trabajo se ubicó en MXN (7.5) mil millones, principalmente como resultado de un incremento de MXN 28.5 mil millones en la deuda financiera de corto plazo, un aumento de MXN 6.9 mil millones en instrumentos financieros derivados del pasivo, y un incremento de MXN 5.0 mil millones en cuentas y gastos acumulados por pagar, los cuales fueron parcialmente compensados por una disminución en la cuenta de proveedores por MXN 64.1 mil millones.



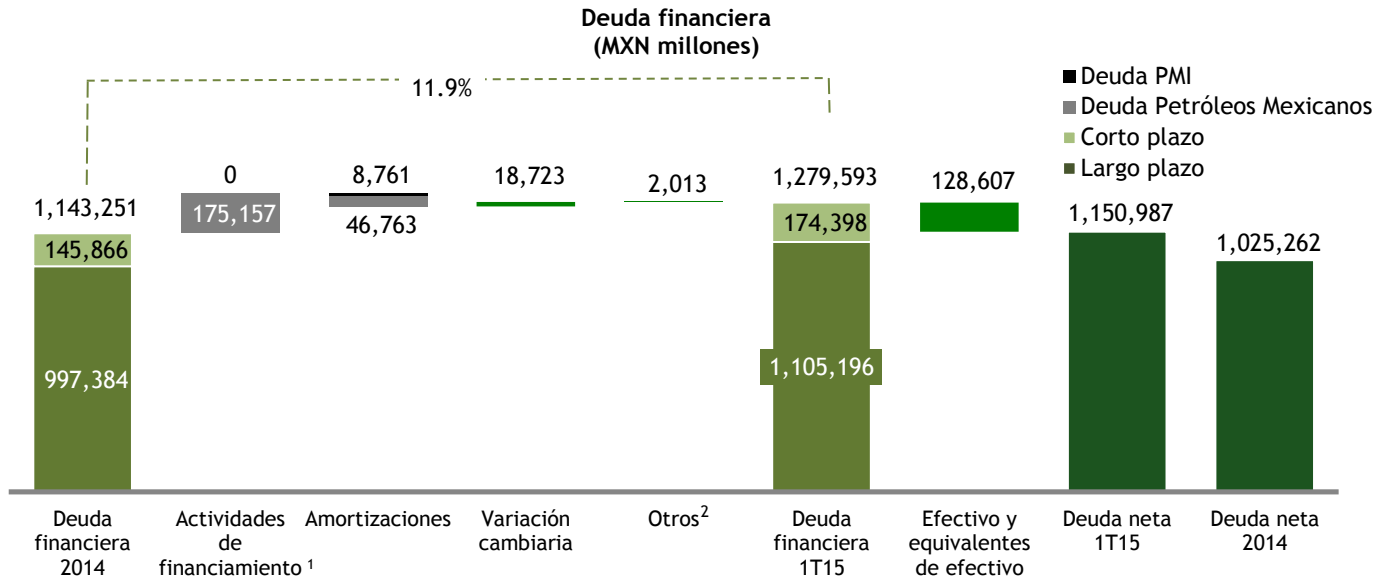
**Deuda**

La deuda financiera total registró un aumento de 11.9% principalmente debido a mayores actividades de financiamiento, ubicándose en MXN 1,279.6 mil millones, o USD 84.4 mil millones.

En el transcurso de 2015 Petróleos Mexicanos y PMI<sup>13</sup> realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 175.2 mil millones, u USD 11.6 mil millones. El total de amortizaciones registradas en el periodo fue de MXN 55.5 mil millones, o USD 3.7 mil millones.

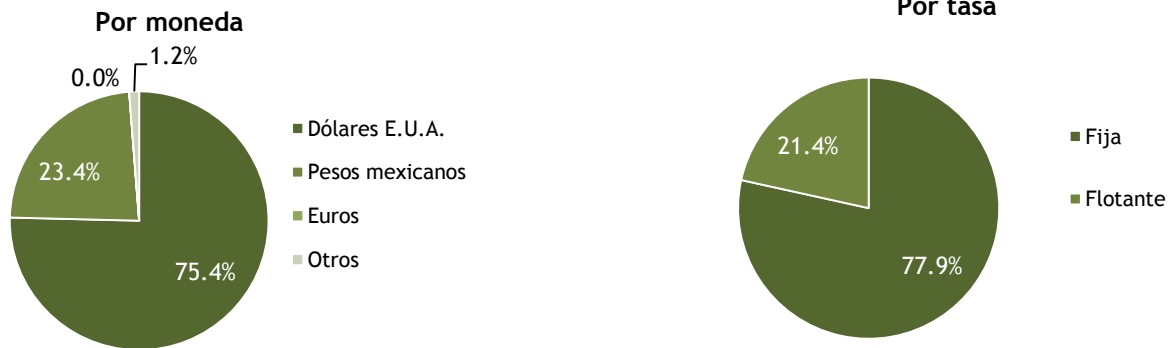
La estrategia de financiamientos de Petróleos Mexicanos se ha enfocado en los mercados de mayor profundidad, incrementando la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechando ventanas de oportunidad en mercados selectos y procurando mantener un perfil de vencimientos sin concentraciones.

<sup>13</sup> Se refiere a P.M.I. Holdings, B.V., P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., Pemex Finance Ltd. y Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.

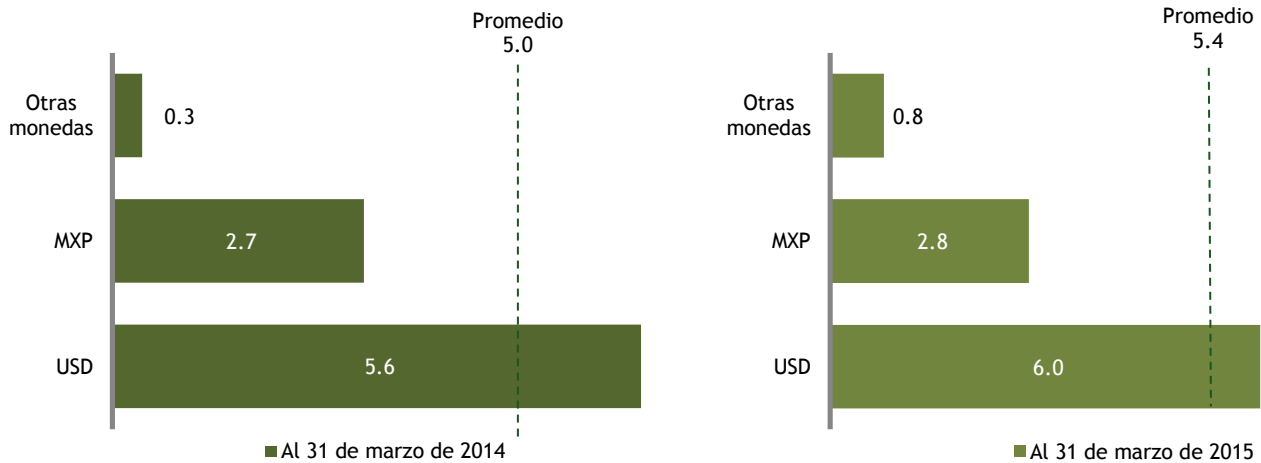


1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.  
 2) Incluye intereses devengados y costo amortizado.

### Exposición de la deuda financiera al 31 de marzo de 2015



### Duración promedio de la exposición de la deuda financiera (años)



## Actividades de inversión

### Ejercicio 2015

Durante el primer trimestre de 2015 se ejercieron MXN 112.6 mil millones (USD 7.5 mil millones)<sup>14</sup> lo que representa 36.6% de la inversión programada de MXN 307.6 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- MXN 98.2 mil millones a Exploración y Producción<sup>15</sup>, de los cuales MXN 12.7 mil millones se destinaron a exploración;
- MXN 11.3 mil millones a Refinación;
- MXN 2.0 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 0.8 mil millones a Petroquímica; y
- MXN 0.3 mil millones al Corporativo.

## Captación de recursos financieros 2015

### Mercados financieros

El 24 de marzo de 2015 la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó a Petróleos Mexicanos un programa de Certificados Bursátiles de corto plazo por un monto revolvente de hasta MXN 10.0 mil millones, de los cuales se encuentran disponibles MXN 5.0 mil millones a la fecha de este documento.

El 21 de abril de 2015 Petróleos Mexicanos emitió bonos por EUR 2.25 mil millones en dos tramos:

- EUR 1.0 mil millones con vencimiento en abril de 2022 y un cupón de 1.875%; y
- EUR 1.25 mil millones con vencimiento en abril de 2027 y un cupón de 2.75%.

### Líneas de crédito sindicadas revolventes

Al 30 de abril de 2015, el saldo de las líneas de crédito sindicadas revolventes para manejo de liquidez de Petróleos Mexicanos es de USD 4.5 mil millones y MXN 23.5 mil millones, de los cuales están disponibles USD 1.55 mil millones y MXN 3.5 mil millones.

---

<sup>14</sup> La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio durante el primer trimestre de 2015 de MXN 14.9294 = USD 1.00.

<sup>15</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.



PEMEX  
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de marzo de		Variación		2015
	2014	2015			(USD millones)
	(MXN millones)				
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad (pérdida) neta	(35,953)	(100,546)	-179.7%	(64,593)	(6,635)
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>	<b>40,188</b>	<b>48,652</b>	<b>21.1%</b>	<b>8,464</b>	<b>3,210</b>
Depreciación y amortización	37,570	36,971	-1.6%	(599)	2,440
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	-	6,054	0.0%	6,054	399
Pozos no exitosos	2,504	4,919	96.4%	2,415	325
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	1,249	443	-64.6%	(806)	29
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(1,135)	(39)	96.5%	1,096	(3)
Actualización valor presente provisión taponamiento	-	305	0.0%	305	20
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>	<b>10,616</b>	<b>32,271</b>	<b>204.0%</b>	<b>21,655</b>	<b>2,130</b>
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda	(814)	(830)	-2.0%	(16)	(55)
Intereses a cargo (favor)	10,938	14,378	31.5%	3,440	949
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	493	18,723	3701.2%	18,231	1,236
<b>Subtotal</b>	<b>14,851</b>	<b>(19,623)</b>	<b>-232.1%</b>	<b>(34,474)</b>	<b>(1,295)</b>
<b>Fondos utilizados en actividades de operación</b>	<b>(33,774)</b>	<b>(43,150)</b>	<b>-27.8%</b>	<b>(9,376)</b>	<b>(2,847)</b>
Instrumentos financieros con fines de negociación	(1,417)	7,141	604.0%	8,558	471
Cuentas por cobrar a clientes	(10,719)	(10,113)	5.7%	606	(667)
Inventarios	10,806	5,010	-53.6%	(5,796)	331
Otros activos	(6,054)	(2,346)	61.3%	3,709	(155)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(3,012)	5,041	267.4%	8,053	333
Impuestos pagados	10,862	(3,778)	-134.8%	(14,640)	(249)
Proveedores	(45,727)	(64,154)	-40.3%	(18,427)	(4,233)
Provisión para créditos diversos	1,754	800	-54.4%	(954)	53
Beneficios a los empleados	10,846	20,386	88.0%	9,540	1,345
Impuestos diferidos	(1,113)	(1,137)	-2.2%	(24)	(75)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>(18,923)</b>	<b>(62,773)</b>	<b>-231.7%</b>	<b>(43,850)</b>	<b>(4,142)</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(36,070)	(40,969)	-13.6%	(4,899)	(2,703)
Gastos de exploración	(147)	16	110.6%	162	1
Inversión en acciones	-	(30)	0.0%	(30)	(2)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(36,217)</b>	<b>(40,984)</b>	<b>-13.2%</b>	<b>(4,767)</b>	<b>(2,704)</b>
<b>Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>(55,140)</b>	<b>(103,757)</b>	<b>-88.2%</b>	<b>(48,617)</b>	<b>(6,847)</b>
<b>Actividad de financiamiento</b>					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	2,000	10,000	400.0%	8,000	660
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(190)	-	100.0%	190	-
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	97,439	170,153	74.6%	72,713	11,228
Pagos de principal de préstamos	(29,770)	(55,525)	-86.5%	(25,754)	(3,664)
Intereses pagados	(11,422)	(15,562)	-36.2%	(4,140)	(1,027)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>58,057</b>	<b>109,066</b>	<b>87.9%</b>	<b>51,009</b>	<b>7,197</b>
<b>Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>2,917</b>	<b>5,308</b>	<b>82.0%</b>	<b>2,392</b>	<b>350</b>
<b>Efectos por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>(490)</b>	<b>5,310</b>	<b>1183.1%</b>	<b>5,800</b>	<b>350</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo</b>	<b>80,746</b>	<b>117,989</b>	<b>46.1%</b>	<b>37,243</b>	<b>7,786</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>83,172</b>	<b>128,607</b>	<b>54.6%</b>	<b>45,435</b>	<b>8,487</b>

## Otros eventos relevantes

**Medidas para reducir el gasto corriente**

El 27 de febrero de 2015 PEMEX y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) acordaron implementar un programa extraordinario para reducir el gasto corriente en servicios personales en MXN 10.0 mil millones, equivalente a 16% del ajuste al presupuesto de PEMEX aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 13 de febrero de 2015, que asciende a MXN 62.0 mil millones.

**Acuerdos de creación de EPS**

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los acuerdos de creación de las nuevas Empresas Productivas Subsidiarias:

- Pemex Exploración y Producción;
- Pemex Transformación Industrial;
- Pemex Perforación y Servicios;
- Pemex Logística;
- Pemex Cogeneración y Servicios;
- Pemex Fertilizantes; y
- Pemex Etileno.

Las subsidiarias antes mencionadas reemplazaran a las existentes, asumiendo todos los derechos y obligaciones. Los decretos de creación correspondientes fueron publicados el 28 de abril de 2015 en el Diario Oficial de la Federación.

**Nuevo Estatuto Orgánico**

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos también aprobó el nuevo Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos. Dicho estatuto fue publicado el 28 de abril de 2015 en el Diario Oficial de la Federación.

**Nombramientos**

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos realizó los siguientes nombramientos para los cargos que a continuación se detallan:

- José Manuel Carrera Panizzo, como Director Corporativo de Alianzas y Nuevos Negocios.
- Tirso Armando Castañón Terminel, como Director Corporativo de Recursos Humanos.
- Pedro Silva López, como Director Corporativo de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Adicionalmente, el Consejo de Administración ratificó a los siguientes funcionarios:

- Mario Alberto Beauregard Álvarez, Director Corporativo de Finanzas.
- Víctor Díaz Solís, Director Corporativo de Administración y Servicios.
- Arturo Francisco Henríquez Autrey, Director Corporativo de Procura y Abastecimiento.
- José Luis Luna Cárdenas, Director Corporativo de Procesos de Negocio y Tecnología de la Información.
- Marco Antonio de la Peña Sánchez, Director Jurídico.
- Tomás Ibarra Guerra, Titular de la Unidad de Control Interno Institucional.

En cuanto a la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño, el director general designará a un encargado de despacho en tanto se presenta al Consejo la propuesta de nombramiento.

**First Reserve**

El 7 de abril de 2015, PEMEX firmó un memorándum de entendimiento y cooperación con First Reserve para explorar nuevas oportunidades de trabajo conjunto en diversos proyectos de PEMEX. Se contempla una inversión de hasta USD 1.0 mil millones en proyectos potenciales relacionados con infraestructura, transporte marítimo, cogeneración y procesamiento, entre otros, así como el intercambio de experiencias técnicas y operacionales.

**Exportación de  
crudo a Corea del  
Sur**

Como parte de la estrategia de diversificación geográfica de clientes, PEMEX incrementó sus exportaciones al Lejano Oriente con 5 MMb a Corea del Sur. Por tipo de crudo, el suministro se conformó por 80% de crudo Istmo (crudo ligero) y 20% de Maya (crudo pesado).

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor envíe un correo a [www.ri.pemex.com](http://www.ri.pemex.com).  
Si desea contactarnos, favor de llamar al (52 55) 1944-9700, (52 55) 1944-9702, (52 55) 1944-8015 o mandar un correo a [ri@pemex.com](mailto:ri@pemex.com):

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)

Julio Valle Pereña

[julio.alberto.valle@pemex.com](mailto:julio.alberto.valle@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 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 bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 23 de los estados financieros consolidados incluidos en el Reporte Anual 2012 registrado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), o la Forma 20-F 2012 registrada ante la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC).

El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF. 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 ni empresas filiales de Petróleos Mexicanos.

Es importante mencionar que los contratos de crédito vigentes no incluyen compromisos financieros o causales de incumplimiento que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.

## Metodología

La metodología de la información publicada podría modificarse con la finalidad de mejorar su calidad, uso y/o para ajustarse a estándares internacionales y mejores prácticas.

## 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 de cierre prevalectante para el periodo en cuestión, a menos de que se indique lo contrario. Derivado de la volatilidad de los mercados, la diferencia entre el tipo de cambio promedio, el tipo de cambio al cierre, el tipo de cambio spot o cualquier otro tipo de cambio podría ser material. 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. Es importante mencionar que, tanto nuestros estados financieros consolidados como nuestros registros contables, se encuentran en pesos. Al 31 de marzo de 2015, el tipo de cambio utilizado es de MXN 15.1542= USD 1.00.

## Régimen fiscal

A partir del 1 de enero de 2015, el régimen fiscal de Petróleos Mexicanos se establece en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Desde el 1 de enero de 2006 y hasta el 31 de diciembre de 2014 el esquema de contribuciones de PEP fue establecido en la Ley Federal de Derechos y el del resto de los Organismos Subsidiarios con la Ley de Ingresos de la Federación correspondiente.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diésel de uso automotriz se establece en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios. Si el "precio al público" es mayor que el "precio productor", el IEPS lo paga el consumidor final. En el caso contrario, el IEPS lo ha absorbido la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo ha acreditado a PEMEX. En este segundo caso, también llamado "IEPS negativo", el monto acreditado se ha incluido en "Otros ingresos (egresos)" en los Estados de resultados.

El "precio productor" de gasolinas y diésel para uso automotriz aplicable a PEMEX está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. Hasta 2014 el "precio al público", o "precio final", lo estableció la SHCP. En 2015 la SHCP estableció un techo para el "precio al público" con base en las expectativas de inflación. En 2016 y 2017 la SHCP hará lo mismo y de 2018 en adelante el precio será determinado por el mercado, de darse condiciones de competencia económica.

## Reservas de hidrocarburos

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) establecerá y administrará el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, integrado por un sistema para recabar, acopiar, resguardar, administrar, usar, analizar, mantener actualizada y publicar la información y estadística relativa a, entre otros, las reservas, incluyendo la información de reportes de estimación y estudios de evaluación o cuantificación y certificación.

Al 1 de enero de 2010 la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que se revelen 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 las revelaciones contenidas en el Reporte Anual registrado ante la CNBV y en la Forma 20-F registrado ante la SEC, ambos disponibles en [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 los reportes periódicos de Petróleos Mexicanos a la CNBV y a la SEC, en las declaraciones, en memorándum de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por los directores o empleados de PEMEX. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- Actividades de exploración y producción, incluyendo perforación;
- Actividades relacionadas con importación, exportación, refinación, petroquímicos y transporte de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y otros hidrocarburos;
- Proyecciones y objetivos de inversión, ingresos y costos, compromisos; y
- Liquidez y fuentes de financiamiento.

Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera del control de PEMEX. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:

- Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
- Efectos por competencia, incluyendo la habilidad de PEMEX para contratar y retener personal talentoso;
- Limitaciones en el acceso a recursos financieros en términos competitivos;
- La habilidad de PEMEX para encontrar, adquirir o ganar acceso a reservas adicionales de hidrocarburos y a desarrollar reservas;
- Incertidumbres inherentes a la elaboración de estimaciones de reservas de crudo y gas, incluyendo aquellas descubiertas recientemente;
- Dificultades técnicas;
- Desarrollos significativos en la economía global;
- Eventos significativos en México de tipo político o económico, incluyendo posibles acontecimientos relacionados a la implementación del Decreto de la Reforma Energética (como se describe en el Reporte Anual y Forma 20-F más reciente);
- Desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- Cambios en el marco legal y regulatorio, incluyendo regulación fiscal y ambiental.

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 PEMEX no tiene 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, S.A.B. de C.V. ([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.