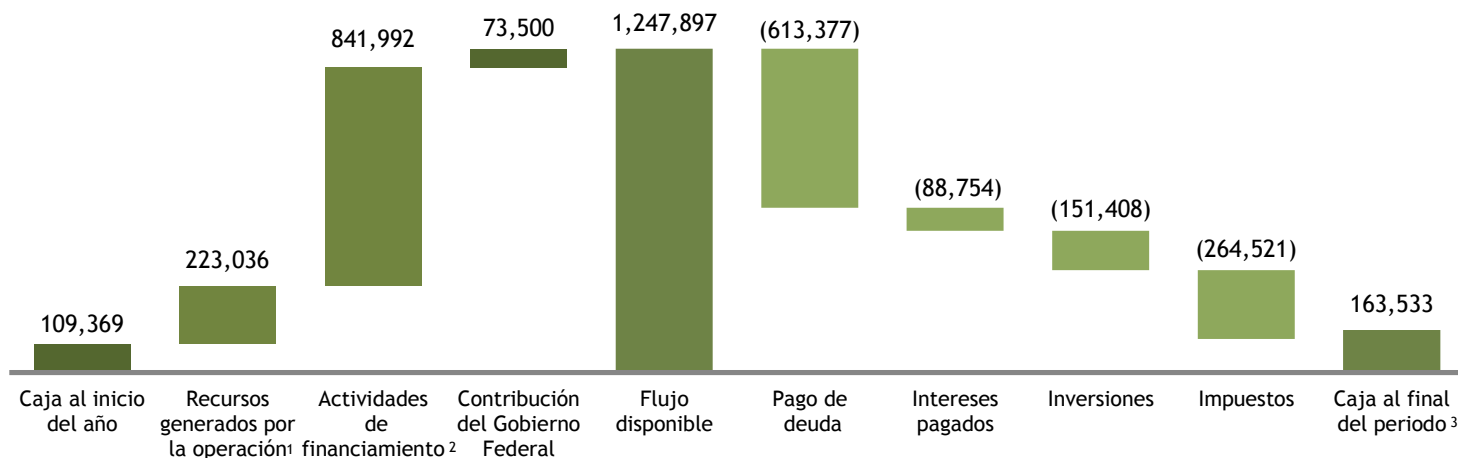


## Reporte de resultados de PEMEX<sup>1</sup> al 31 de diciembre de 2016<sup>2</sup>

Del 1 de enero al 31 de diciembre	2015 (MXN miles de millones)	2016 Variación	2016 (USD miles de millones)	Aspectos relevantes
Ventas totales	1,166.4	1,079.5 -7.4%	52.2	→ Producción de crudo de 2,154 Mbd supera la meta establecida
Rendimiento de operación	(154.4)	424.4 374.9%	20.5	→ Reversión de pérdida operativa por mayor eficiencia y reducción de costos
Rendimiento (pérdida) neta	(712.6)	(191.1) 73.2%	(9.2)	→ Resultado neto positivo gracias a políticas de disciplina y eficiencia en gasto

Acronimos usados: Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS), miles (M), millones (MM), billones (MMM), miles de barriles diarios (Mbd), miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios (Mbpced), miles de pies cúbicos diarios (Mpcd), miles de toneladas (Mt).

Fuentes y usos de recursos al 31 de diciembre de 2016  
(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.

(3) Incluye: (i) un efecto de MXN 16,893 millones por gastos de exploración, inversión en acciones, dividendos cobrados e instrumentos financieros disponibles para la venta y recursos provenientes de la venta de compañías asociadas; así como (ii) un efecto por MXN 16,804 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 cuarto trimestre de 2016. Todos los documentos relevantes pueden descargarse en [www.pemex.com/ri](http://www.pemex.com/ri).

## Resultados operativos

PEMEX								
Principales estadísticas de producción								
	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de				Del 1 de enero al 31 de diciembre de			
	2015	2016	Variación		2015	2016	Variación	
<b>Explotación</b>								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,272	2,888	-11.8%	(385)	3,269	3,037	-7.1%	(232)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,319	2,103	-9.3%	(215)	2,308	2,190	-5.1%	(118)
Crudo (Mbd)	2,277	2,070	-9.1%	(207)	2,267	2,154	-5.0%	(113)
Condensados (Mbd)	42	33	-20.1%	(8)	41	37	-10.4%	(4)
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,316	5,492	-13.0%	(824)	6,401	5,792	-9.5%	(609)
<b>Transformación industrial</b>								
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,364	2,838	-15.6%	(526)	3,398	3,047	-10.3%	(351)
Líquidos del gas natural (Mbd)	308	296	-3.7%	(12)	327	308	-6.0%	(20)
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,178	900	-23.6%	(278)	1,205	1,057	-12.3%	(148)
Petroquímicos (Mt)	849	911	7.4%	62	4,505	4,100	-9.0%	(405)

(1) Incluye nitrógeno.

(2) No incluye gas seco elaborado y utilizado como combustible

(3) Incluye GLP

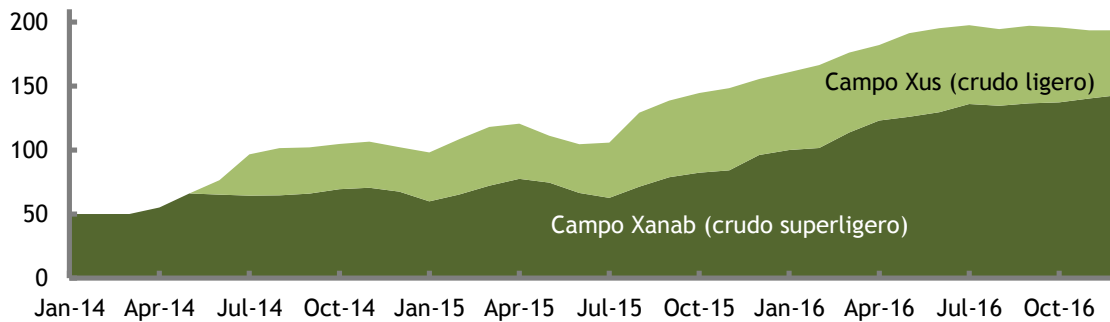
## Exploración y producción 4T16

## Producción de crudo

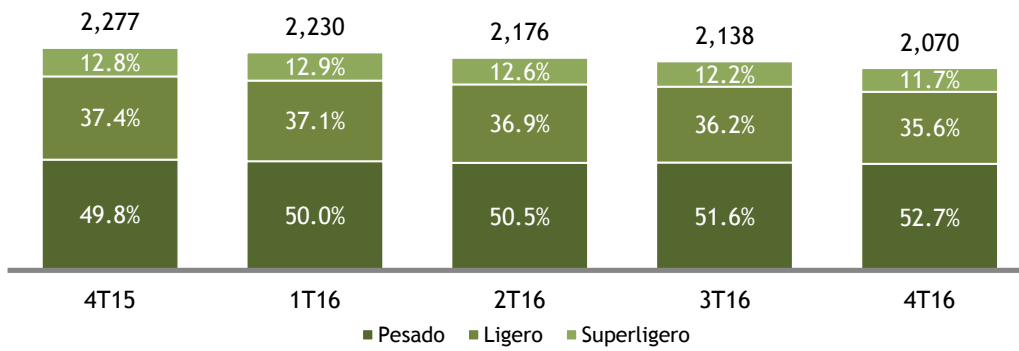
La producción de petróleo crudo promedió 2,070 Mbd, 9.1% inferior al promedio del cuarto trimestre de 2015, como resultado de:

- una reducción de 13.5% en la producción de crudo ligero, principalmente por la declinación natural de los campos Chuhuk, Chuc, Ixtal y Onel del activo Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, así como de Tsimín del activo Litoral de Tabasco y Artesa del activo Macuspana-Muspac, ambos de la Región Sur. Esta disminución fue parcialmente compensada por un incremento en la producción del campo Xanab del activo Litoral de Tabasco en 52 Mbd, el cual pasó de producir 88 Mbd en el cuarto trimestre de 2015 a 140 Mbd en el mismo trimestre de 2016;
- una disminución de 16.6% en la producción de crudo superligero, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos de los activos Bellota-Jujo, Samaria-Luna, Macuspana-Muspac y Litoral de Tabasco; y
- una disminución de 3.8% 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.

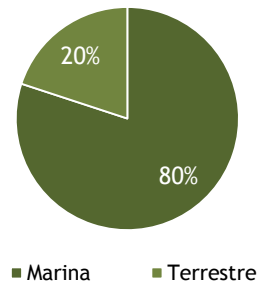
Producción de crudo en campos seleccionados (Mbd)



Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 4T16

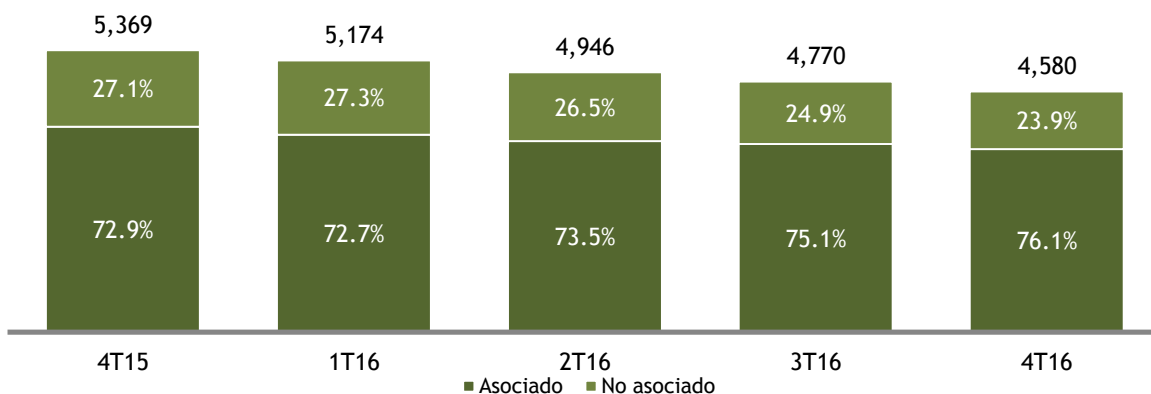


**Producción de gas natural**

La producción de gas natural durante el cuarto trimestre de 2016 disminuyó 14.7%<sup>3</sup> alcanzando 4,580 MMpcd, como resultado de:

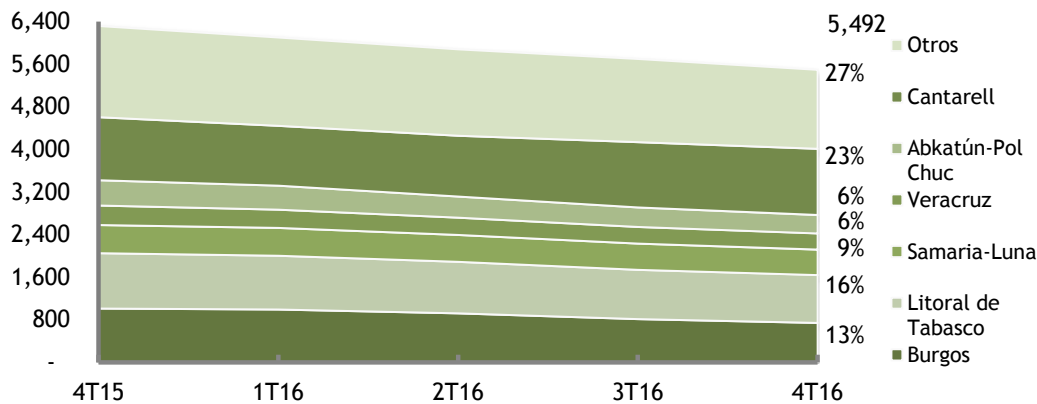
- una disminución en la producción de gas asociado de 10.9%, debido a la declinación natural en la producción de crudo y el incremento en el flujo fraccional de agua de los activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc, así como la declinación natural de los campos en los activos Macuspana-Muspac, Bellota-Jujo y Samaria-Luna; y
- una disminución en la producción de gas no asociado de 24.8%, debido a la declinación natural en la producción de los activos Veracruz y Burgos, de la Región Norte.

Producción de gas natural (MMpcd)

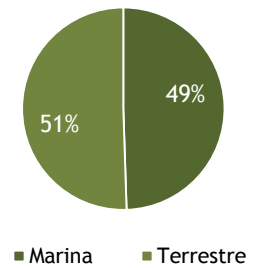


<sup>3</sup> No incluye nitrógeno.

Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 4T16

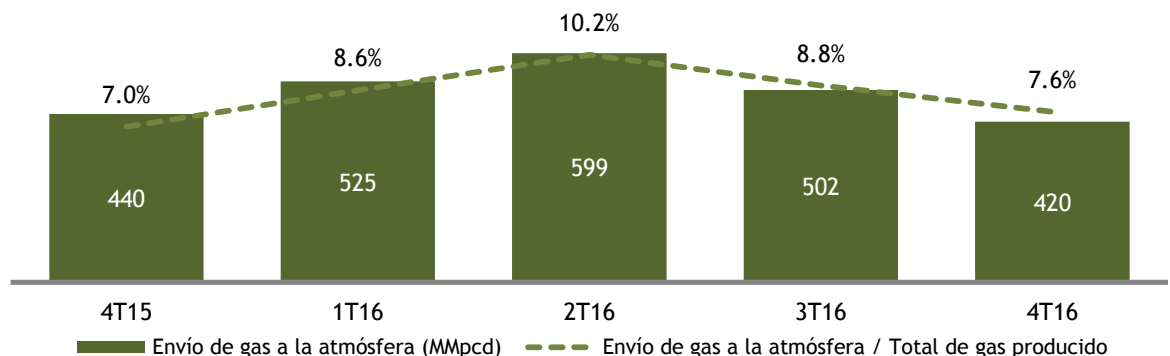


**Envío de gas a la atmósfera**

El envío de gas a la atmósfera se redujo a 420 MMpcd, debido principalmente a la entrada en operación de obras destinadas a incrementar el aprovechamiento de gas en las regiones marinas.

En este contexto, el aprovechamiento de gas<sup>4</sup> durante el periodo fue de 92.4%.

Envío de gas a la atmósfera



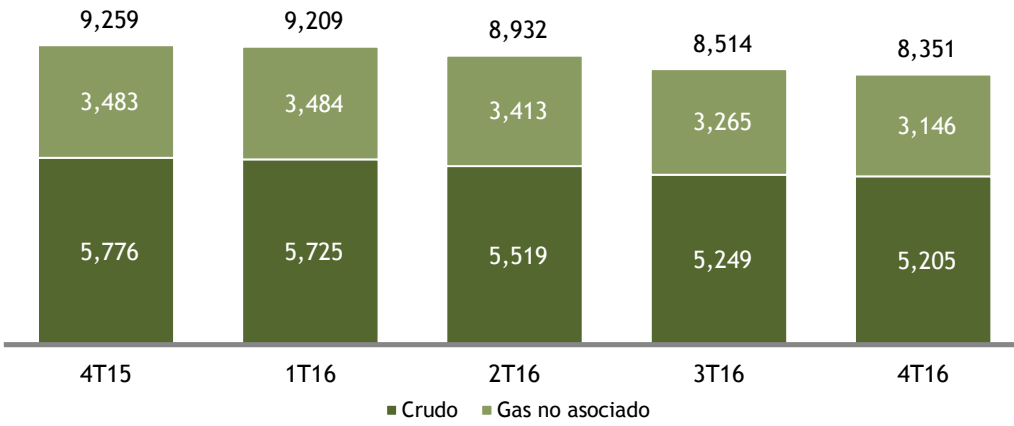
**Pozos en operación y terminación de pozos**

Durante el cuarto trimestre de 2016, el promedio de pozos en operación fue de 8,351, 9.8% inferior al del mismo periodo de 2015.

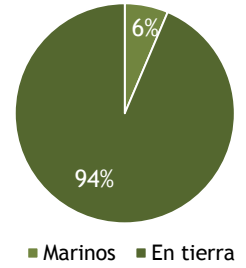
El número total de pozos terminados disminuyó 63.2%, equivalente a una reducción de 43 pozos, debido principalmente a una menor terminación de pozos de desarrollo. Lo anterior fue resultado de menor actividad programada en los activos Poza Rica-Altamira, Aceite Terciario del Golfo, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Litoral de Tabasco, como resultado de los ajustes presupuestales aprobados a principios de año. En este mismo sentido, se terminaron seis pozos de exploración, dos menos que en el mismo periodo del año anterior. Esta disminución se presentó en los activos de exploración de aguas profundas.

<sup>4</sup> A partir de 2016, el cálculo del índice de aprovechamiento de gas hidrocarburo, se basa en el manejo total de gas, incluyendo nitrógeno.

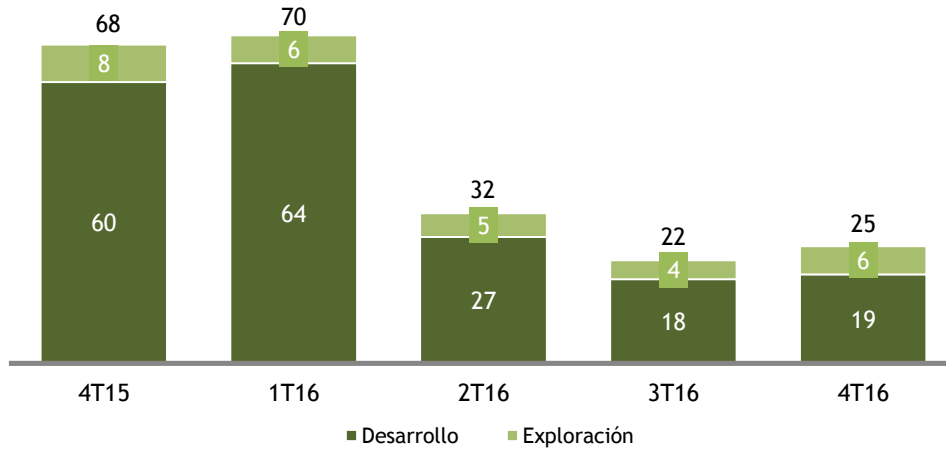
Pozos promedio en operación



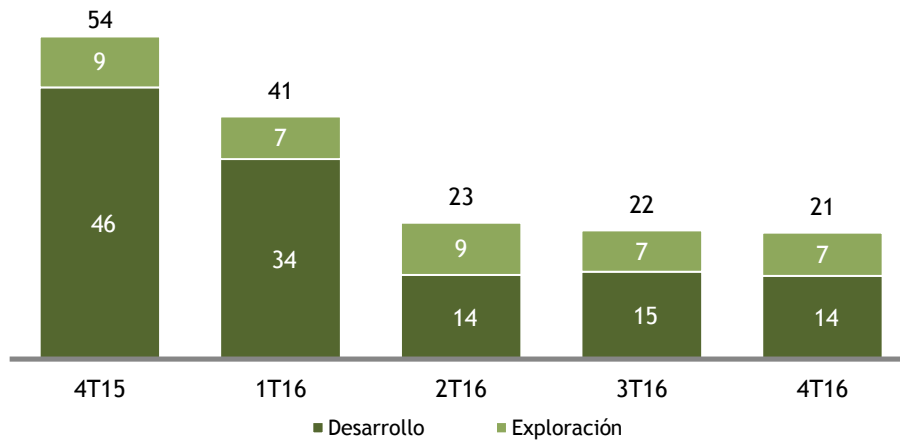
Pozos promedio en operación por tipo de campo 4T16



Pozos terminados



Equipos de perforación



Equipos de perforación promedio por tipo 4T16



**Información sísmica** Durante el cuarto trimestre de 2016 no se obtuvo información sísmica 2D ni 3D.

**Descubrimientos**

Como resultado de las actividades de exploración ejecutadas durante el cuarto trimestre de 2016, los pozos Uchbal-1 y Pokche-1 continúan ampliando el potencial productivo en las cuencas del sureste. Cabe destacar que estos descubrimientos se localizan en aguas someras, a tirantes de agua de entre 25 y 40 metros, además de su cercanía a complejos de producción existentes.

Además, el pozo Doctus-1 del activo Poza Rica-Altamira, perforado a más de 1,500 m de profundidad, confirmó la existencia de crudo superligero, lo que demuestra la capacidad de la empresa para desarrollar habilidades en regiones productoras nuevas y altamente complejas.

Principales descubrimientos del 1 de Enero al 31 de Diciembre de 2016						
Activo	Pozo	Edad geológica	Producción Inicial		Tirante de agua (Metros)	Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Litoral de Tabasco	Teca-1	Mioceno Superior	3,186.0	7.3	44	Aceite superligero
Poza Rica-Altamira	Nobilis-1	Eoceno Inferior Wilcox	18,350.0	30.0	3,009	Aceite superligero
Litoral de Tabasco	Uchbal-1	Mioceno Medio	570.4	0.2	39	Aceite pesado
Litoral de Tabasco	Pokche-1	Jurásico Superior Tithoniano-Jurásico Superior Kimmeridgiano	4,726.0	9.1	25	Aceite superligero
Poza Rica-Altamira	Doctus-1	Eoceno Inferior Wilcox-100	6,031.0	18.0	1,597	Aceite superligero
<b>Total</b>			<b>32,863.4</b>	<b>64.7</b>		

## Exploración y producción 2016

<b>Producción de crudo</b>	<p>En 2016, la producción de crudo se ubicó en 2,154 Mbd, con lo cual se alcanza, e incluso se supera, la meta de producción por primera vez en los últimos cinco años. En comparación con 2015, se registra una disminución de 113 Mbd, equivalente a 5.0% debido a:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• una disminución de 6.3% en la producción de crudo ligero, principalmente por la declinación natural de campos ubicados en los activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 70.6% en la producción del campo Xanab del activo Litoral de Tabasco de la Región Suroeste, que pasó de una producción promedio de 74.4 Mbd en 2015 a 127 Mbd en 2016;</li><li>• menor producción de crudo pesado, debido principalmente 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; y</li><li>• una ligera disminución de 11 Mbd en la producción de crudo superligero, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos de los activos Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Macuspana-Muspac de la Región Sur y el activo Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 22% en la producción del campo Xux, de la Región Marina Suroeste.</li></ul>
<b>Gas natural</b>	<p>En lo que respecta a la producción de gas natural, durante 2016 cumplimos el 99.0 % de la meta de producción. Comparada contra 2015, la producción de gas natural disminuyó 11.6% a 4,866 MMpcd, debido, principalmente a:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• menor producción de gas no asociado por la declinación natural de campos en los activos Burgos y Veracruz de la Región Norte; y</li><li>• menor producción de gas asociado, debido principalmente a la declinación natural en la producción de crudo y la administración de pozos con alta relación gas-aceite del campo Akal del activo Cantarell, el diferimiento de producción por el incidente en el área de compresión de la plataforma Abkatún-A ocurrido en febrero de 2016, así como la declinación natural y el incremento en el flujo fraccional de agua de los activos Abkatún-Pol-Chuc Macuspana-Muspac y Litoral de Tabasco.</li></ul>
<b>Aprovechamiento de gas</b>	<p>El envío de gas a la atmósfera incrementó en 76 MMpcd debido principalmente al incidente ocurrido en la plataforma Abkatún-A en febrero de 2016. En este contexto, el aprovechamiento de gas en 2016 fue de 91.2%.</p>
<b>Pozos en operación y terminación de pozos</b>	<p>En 2016, el promedio de pozos en operación fue de 8,750, 6.6% inferior al promedio de 2015.</p> <p>El número total de pozos terminados disminuyó 52.2%, de 312 a 149 pozos, debido a una menor terminación de pozos de desarrollo. La disminución en pozos de desarrollo fue resultado de menor actividad programada en los activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos de la Región Norte, así como en los activos Samaria-Luna, Macuspana-Muspac y Cinco Presidentes, de la Región Sur como resultado de los ajustes presupuestales aprobados a principios de año.</p> <p>En cuanto a los pozos de exploración terminados, cabe destacar que se perforaron 10 pozos exploratorios en aguas profundas, dos más que en 2015, lo cual se contrarrestó por menor actividad de perforación exploratoria en aguas someras.</p>
<b>Información sísmica</b>	<p>Durante 2016, no se realizó adquisición de datos sísmicos 2D ni 3D, debido al ajuste presupuestal.</p>

**Descubrimientos** En el transcurso de 2016 PEMEX enfocó sus esfuerzos exploratorios en dos prospectos productores:

- i) Por una parte continuamos ampliando los recursos en las cuencas del Sureste, donde se perforaron pozos como Teca-1 y Pokche-1, que resultaron productores de crudo superligero, así como Uchbal-1 con reservas de crudo pesado. La producción inicial agregada de estos campos se estima en casi 4 Mbd. Estos descubrimientos ratifican el potencial productivo de aguas someras en las cuencas del sureste.
- ii) Por otro lado, a la par de nuestras asociaciones en aguas profundas, seguimos delimitando el proyecto Área Perdido con los pozos Nobilis-1 y Doctus-1 terminados en tirantes de agua mayores a 3,000 y 1,500 metros de profundidad, respectivamente. Para la empresa es estratégico continuar con actividades de exploración en aguas profundas ya que favorece el desarrollo de nuestras capacidades en regiones productoras de alta complejidad.

En conjunto estos descubrimientos nos permitieron incorporar casi 700 MMbpc en reservas 3P en 2016.

**Información adicional relacionada con actividades de Exploración y Producción**

**Migración de asignaciones del Bloque Trión**

El 5 de diciembre de 2016, la empresa BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. DE C.V. resultó ganadora de la licitación de la participación del 60% del bloque Trión al ofertar una regalía adicional de 4%, por arriba de la regalía base 7.5%. Como criterio de desempate ofreció una aportación por USD 624 millones, de los cuales 10% se pagarán en efectivo al estado a la firma del contrato y el 90% restante se destinará a inversión de acarreo en favor de Pemex. Esta inversión adicional sumada a la inversión mínima de USD 570 millones permitirá a Pemex no destinar recursos presupuestales para este proyecto en cerca de 4 años.

La inversión total estimada durante la vida del proyecto es de USD 11 mil millones. Las inversiones comenzarán en 2017 enfocadas en trabajos exploratorios que permitan obtener un mejor conocimiento del subsuelo. Se estima que la primera producción inicie en el año 2023 y en el 2025 la plataforma alcance 120 Mbpced.

Trión	
Pemex E&P	40%
BHP Billiton Petróleo Operaciones de México	60%
Regalía base	7.5%
Regalía adicional	4.0%
Monto en efectivo propuesto como criterio de desempate	USD 624.0 millones
Pago como bono a la firma en favor del Estado	USD 62.4 millones
Aportación Adicional en favor de PEMEX	USD 561.6 millones
Aportación mínima	USD 570.0 milones
<b>Inversión de acarreo en favor de PEMEX</b>	<b>USD 1,974 millones</b>

**Rondas de licitación competitivas**

El 5 de diciembre de 2016, el consorcio formado por Pemex Exploración y Producción, Chevron e Inpex Corporation, ganó el bloque 3 Norte en aguas profundas de la Ronda 1.4, al ofertar una regalía adicional de 7.44%. Este es el primer bloque adjudicado a Pemex en asociación en un proceso competitivo, a la vez que consolida su posición estratégica en el Área del Cinturón Plegado Perdido.



Bloque 3 Cinturón Plegado Perdido	
Pemex E&P	33.33%
Chevron Energía de México	33.34%
Inpex Corporation	33.33%
Regalía base	7.50%
Regalía Adicional	7.44%
Programa mínimo de trabajo	3,374 unidades de trabajo (USD 3.47 millones)

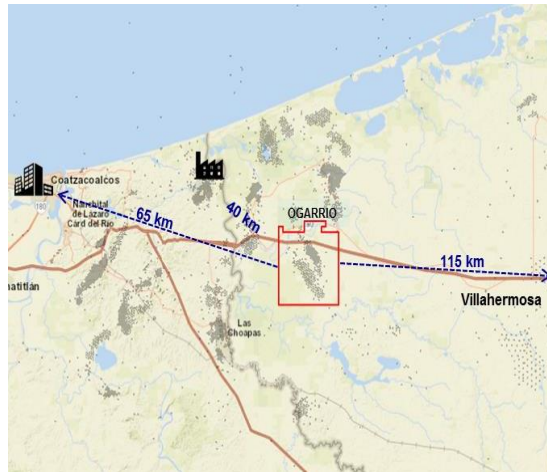
**Migraciones con socio (*farm-outs*)**

En línea con el Plan de Negocios 2017-2021, en noviembre de 2016, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó a la empresa enviar a la Secretaría de Energía la solicitud de migración con socio para la exploración y extracción de los campos terrestres Cárdenas, Mora y Ogarrio.

Los campos Cárdenas y Mora, se ubican a 62 km de Villahermosa, Tabasco. El primer campo comprende un área estimada de 104 km<sup>2</sup>; y el segundo de 64 km<sup>2</sup>. En conjunto aportan reservas totales 3P del orden de 94 MMbpcce al 1 de enero de 2016 y cuentan con producción inmediata de crudo superligero.



El campo Ogarrio, se ubica en el municipio de Huimanguillo, Tabasco, a 65 Km de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, en un área estimada de 153 km<sup>2</sup> y cuenta con una significativa infraestructura y vías de comunicación. Tiene reservas 3P de 54 mmbpcce al 1 de enero de 2016 y producción inmediata de crudo ligero.



La información sobre los campos que PEMEX licitará mediante en esquema *farmout* en la ronda 2, puede consultarse a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, en las siguientes ligas:

Cárdenas-Mora:

<http://www.gob.mx/cnh/documentos/informacion-disponible-de-la-zona-cardenas-mora-en-el-centro-nacional-de-informacion-de-hidrocarburos-84110?idiom=es>

Ogarrio:

<http://www.gob.mx/cnh/documentos/informacion-disponible-de-ogarrioen-el-centro-nacional-de-informacion-de-hidrocarburos?idiom=es>

Ayín-Batsil:

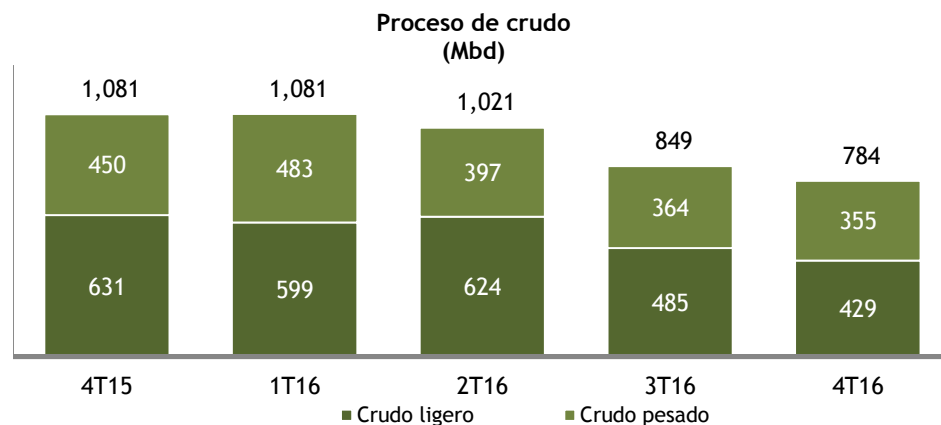
<http://www.gob.mx/cnh/documentos/informacion-disponible-de-la-zona-ayin-batsil-en-el-centro-nacional-de-informacion-de-hidrocarburos?state=draft>

## Procesos industriales 4T16

### Proceso de crudo

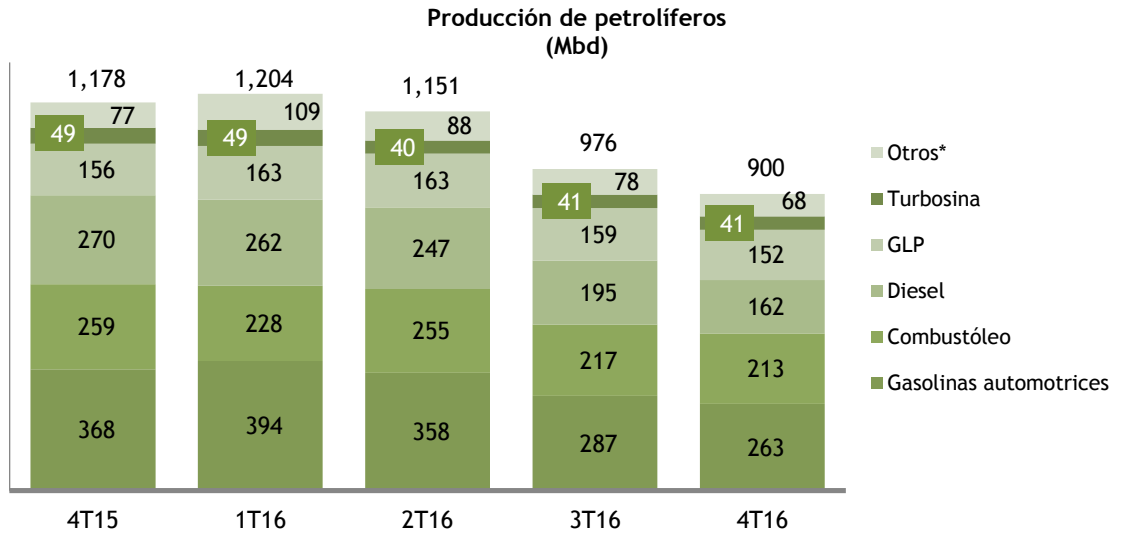
Durante el cuarto trimestre de 2016, el proceso total de petróleo crudo disminuyó 27.5%, principalmente como resultado de menor proceso de crudo en las refinerías de Tula y Cadereyta, debido a paros no programados y fallas en servicios auxiliares, así como a la ejecución de trabajos de mantenimiento.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 18.1 puntos porcentuales, debido a los mantenimientos y situaciones operativas antes mencionadas.



### Producción de petrolíferos

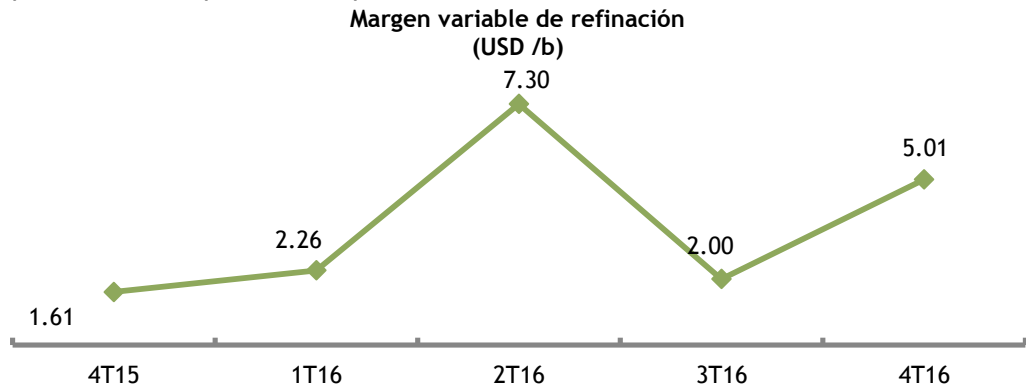
La producción total de petrolíferos disminuyó 26.0%, derivado de la disminución en el proceso de crudo en las refinerías de Tula y Cadereyta, así como el menor rendimiento en la refinería de Salina Cruz.



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

**Margen variable de refinación**

El margen variable de refinación aumentó USD 3.40 por barril, a un margen de USD 5.01, por un efecto positivo de recuperación de precios.



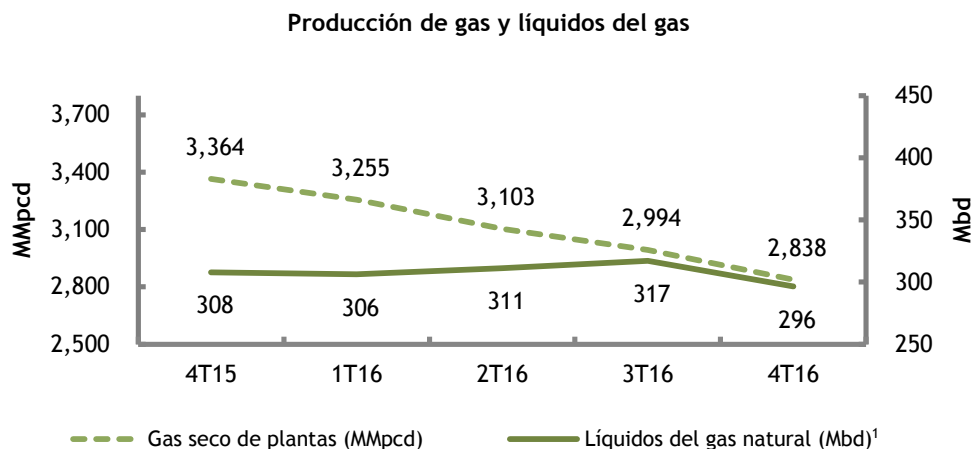
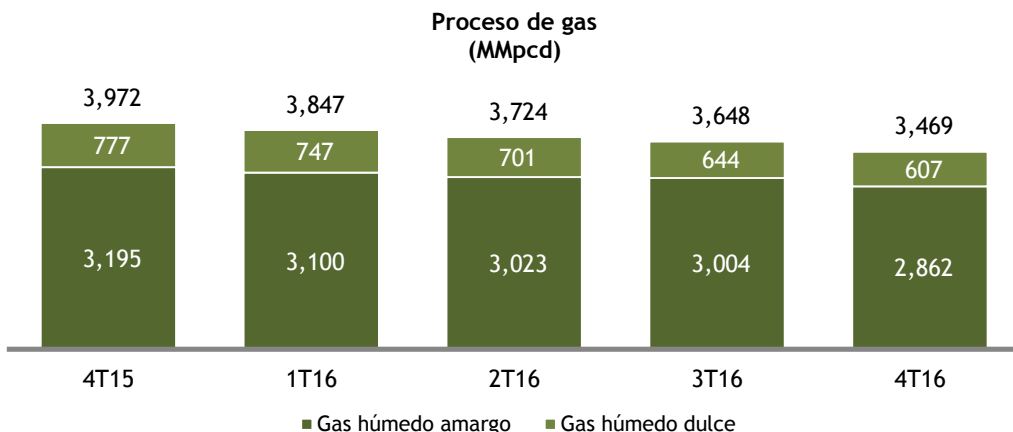
**Franquicias**

El número de estaciones de servicio registradas al 31 de diciembre de 2016 fue de 11,578, es decir 3.3% más que las registradas al cierre de 2015.

**Proceso y producción de gas**

El proceso de gas natural fue 12.7% inferior al del mismo periodo de 2015, derivado de menor abasto de gas húmedo amargo proveniente de la regiones marinas y de la Región Sur, así como una menor oferta de gas húmedo dulce de la cuenca de Burgos. Derivado de lo anterior, la producción de gas seco y la de líquidos del gas natural fue inferior en 15.6% y 3.7%, respectivamente, en comparación con el mismo trimestre de 2015.

El proceso de condensados fue 19.2% inferior al del mismo trimestre de 2015, debido a menor entrega de condensados dulces y amargos provenientes de Burgos y Nuevo Pemex, respectivamente.



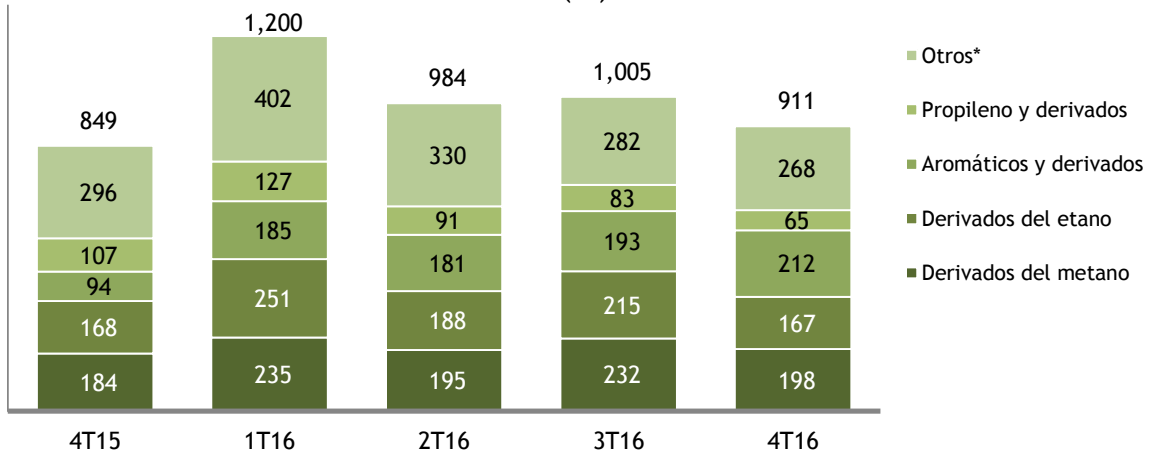
(1) Incluye el proceso de condensados.

**Producción de petroquímicos**

La elaboración de petroquímicos ascendió a 911 Mt, un aumento de 7.4% respecto al mismo trimestre del 2015, principalmente como resultado de:

- un incremento de 118 Mt en la cadena de aromáticos y derivados, debido a mayor carga en la planta de Regeneración Catalítica Continua (*Continuous Catalytic Regeneration, CCR*) tras los problemas operativos registrados en el segundo y tercer trimestre de 2016;
- un incremento de 14 Mt en la cadena de derivados del metano, principalmente derivado de la mayor disponibilidad de gas natural;
- una disminución de 42 Mt en la cadena de propileno y derivados, debido a paros no programados de las plantas de desintegración catalítica de Madero y Cadereyta; y
- una disminución de 28 Mt en otros petroquímicos tales como azufre y oxígeno principalmente por menor proceso de crudo y gas amargo.

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

## Transformación Industrial 2016

<b>Proceso de crudo</b>	<p>En 2016, el proceso total de petróleo crudo fue de 933 Mbd, 12.3% inferior al proceso registrado en 2015. Lo anterior fue resultado principalmente de mantenimientos no programados de plantas de las refinerías Madero y Minatitlán, así como fallas en servicios auxiliares y altos inventarios de productos intermedios.</p> <p>La capacidad utilizada de destilación primaria registró una disminución de 8.0 puntos porcentuales, respecto al 2015, ubicándose en 56.9%, debido a los mantenimientos antes mencionados.</p>
<b>Producción de petrolíferos</b>	<p>En 2016, derivado de menor proceso de crudo y menor rendimiento de destilados, la producción total de petrolíferos disminuyó 12.7%, siendo Cadereyta, Madero y Minatitlán las refinerías con mayor contracción debido a paros no programados y trabajos de mantenimiento.</p>
<b>Margen variable de refinación</b>	<p>Durante 2016, el margen variable de refinación se ubicó en USD 4.48 por barril, un aumento de USD 1.13 por barril respecto a 2015, debido a la recuperación de los precios de refinados.</p>
<b>Proceso de gas natural y producción de gas seco y líquidos del gas</b>	<p>En 2016, el proceso de gas natural fue 9.9% menor respecto al 2015, como resultado de una menor oferta de gas húmedo amargo proveniente de las regiones marinas y de la Región Sur, así como menor oferta de gas húmedo dulce de la cuenca de Burgos. Como consecuencia de lo anterior, la producción de gas seco disminuyó 10.3%, o 351 MMpcd, en tanto que la producción de líquidos del gas natural disminuyó en 6.0%.</p> <p>Por su parte, el proceso de condensados fue 8.8% inferior debido a la menor oferta de condensados dulces de Burgos y condensados amargos de Nuevo Pemex.</p>
<b>Producción de petroquímicos</b>	<p>La elaboración total de petroquímicos, disminuyó 9.0% respecto al 2015, ubicándose en 4,100 Mt. Esto se debió a:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• una reducción de 148 Mt en la cadena de derivados del etano, como resultado de menor suministro de etano por inicio de operaciones del cracker de etileno de Braskem-Idesa (Etileno XXI), así como la baja disponibilidad de almacenamiento en la Terminal Refrigerada de Etileno y Embarque Pajaritos (TREEP) y paros operativos no programados en el Complejo Petroquímico Cangrejera;</li><li>• una disminución de 126 Mt en la cadena de propileno y derivados, debido a menor disponibilidad de propileno, paros no programados, así como por un mantenimiento prolongado de la planta de acrilonitrilo en Morelos;</li><li>• un descenso de 42 Mt en la cadena de derivados del metano, debido principalmente a menor producción de amoníaco y metanol, como resultado de problemas operativos, así como menor disponibilidad de gas natural en el primer semestre; y</li><li>• una disminución de 139 Mt en la producción de otros petroquímicos, debido a menor producción de azufre, hexano y materia prima para negro de humo, por menor proceso de crudo y gas húmedo amargo.</li></ul> <p>Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 113 Mt en la producción de hidrocarburo de alto octano de la cadena de aromáticos y derivados, debido a la puesta en operación de la planta CCR.</p>

## Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial

### Accidente en planta de Destilados en Madero

El 12 de enero de 2016, durante los trabajos de mantenimiento de la planta U-501 de destilados intermedios de diésel se generó una emanación de ácido sulfhídrico que ocasionó la intoxicación de tres trabajadores de Pemex que se encontraban realizando trabajos de mantenimiento, y el lamentable fallecimiento de uno de ellos. Pemex brindará todo el apoyo necesario a los familiares del trabajador que lamentablemente perdió la vida. No hubo afectaciones a la operación de la refinería.

### Temporada abierta de ductos Logística

Con la Reforma Energética, Pemex Logística puede ofrecer al mercado energético su infraestructura de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos.

Bajo los lineamientos emitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), una vez asignada a Pemex Transformación Industrial la reserva de capacidad suficiente para garantizar que no se afecte el abasto nacional en la actual etapa de transición, la capacidad restante se ofrece vía este mecanismo de subasta. Pemex-Logística realizará esta apertura por medio de una Temporada Abierta donde cualquier participante puede contender por la capacidad que requiera. Pemex Transformación Industrial será “tomador de precio” de la tarifa que resulte del proceso de subasta en que participen el resto de los jugadores del mercado.

Pemex Logística ha comenzado ofreciendo su capacidad en el norte del país. Los ganadores se anunciarán el 15 de marzo de 2017. A la fecha hay 20 compañías precalificadas entre las que se encuentran: Shell México S.A. de C.V., Chevron Combustibles de México S. de R.L. de C.V., Tesoro Mexico Supply &Marketing S. de R.L. de C.V., BP Estaciones y Servicios Energéticos S.A. de C.V., entre otras.

Una vez concluido este proceso, se continuará ofreciendo gradualmente la capacidad no utilizada en el resto del país, hasta cubrir su totalidad antes de finalizar el 2017. La información detallada de este proceso puede consultarse en la siguiente liga:

<http://www.pemex.com/nuestro-negocio/logistica/temporadas-abiertas/Paginas/inicio.aspx>



**Primera alianzas en suministro de servicios auxiliares** El 23 de febrero de 2017, Pemex Transformación Industrial concretó su primera alianza estratégica con la empresa Air Liquide México S.A. de R.L. de C.V., para el suministro de hidrógeno a la refinería Miguel Hidalgo en Tula.

Mediante esta alianza, Air Liquide operará la planta de hidrógeno existente e invertirá en una segunda planta para suministrar el total del hidrógeno requerido para los proyectos de ampliación de la refinería de Tula, por los próximos 20 años.

Esta estrategia permitirá a Pemex Transformación Industrial, generar ahorros superiores al 30%, a la vez que asegura la confiabilidad de suministro de hidrógeno, lo cual disminuirá el número de paros no programados, que resultarán en un mayor proceso de refinados en la refinería.

## Seguridad Industrial

**Índice de frecuencia<sup>5</sup>** Durante 2016, las iniciativas en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental y Desarrollo Sustentable promovidas por la empresa ayudaron a superar la meta del índice de frecuencia, que se fijó en 0.38 lesiones por millón de hora-hombre (MMhh), alcanzando un mínimo histórico para la empresa, el mejor año de Petróleos Mexicanos con 0.36 lesiones MMhh. Esta cifra representa una reducción de 23.0% con respecto al mismo periodo de 2015.

**Índice de gravedad<sup>6</sup>** Al cierre de 2016 el índice de gravedad acumulado de lesiones, se ubicó en 23, cifra 25% menor a la registrada durante 2015.

El mejor desempeño en seguridad registrado durante 2016, se debe principalmente a la aplicación del programa “Binomio”, que consiste en realizar actividades de auditoría y de asesoramiento técnico en centros de trabajo críticos de PEP y TRI, para detectar riesgos y establecer las acciones necesarias en conjunto con el personal del centro de trabajo para su solución inmediata, así como para el cumplimiento de las 13 directrices del Sistema de Seguridad Salud y Protección Ambiental. Así mismo, se implementó un programa similar en hospitales, almacenes y Centros de Desarrollo Infantil (CENDIs).

Adicionalmente, se llevan a cabo campañas de concientización orientadas a mejorar la seguridad y reducir el índice de accidentes no graves en el trabajo.

## Protección Ambiental

**Emisiones de óxidos de azufre** Durante 2016, las emisiones de óxidos de azufre aumentaron 22.8% con respecto al mismo periodo de 2015, debido principalmente a:

- mayor envío de gas amargo a quemadores en Kumaza, Abkatún Pol-Chuc y Litoral Tabasco;
- envío de gas ácido a quemadores por mantenimiento en las plantas de azufre de los CPG Poza Rica, Cd. Pemex y Nuevo Pemex; y
- incremento en el volumen de gas a quemadores en las Refinerías de Minatitlán y Salina Cruz, por mantenimiento de plantas.

**Reuso de agua** Al cierre de 2016, el índice del reuso de agua-uso total de agua tuvo una reducción del 7.5% respecto a 2015, debido principalmente al menor volumen de agua procesada por problemas en la operación de las plantas de tratamiento de aguas residuales y aguas negras.

---

<sup>5</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 horas-hombre 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>6</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 octubre al 31 de diciembre de			2016 (USD millones)	Del 1 de enero al 31 de diciembre de					
	2015	2016	Variación		2015 (MXN millones)	2016	Variación	2016		
Ingresos totales por ventas y servicios	264,226	323,849	22.6%	59,622	15,672	1,166,362	1,079,546	-7.4%	(86,816)	52,243
Ventas en México	176,594	197,392	11.8%	20,799	9,552	746,236	670,001	-10.2%	(76,235)	32,424
Ventas de exportación	84,913	122,352	44.1%	37,439	5,921	407,214	395,118	-3.0%	(12,096)	19,121
Ingresos por servicios	2,720	4,105	50.9%	1,384	199	12,912	14,427	11.7%	1,515	698
Costo de ventas	636,184	50,771	-92.0%	(585,413)	2,457	1,280,836	536,266	-58.1%	(744,570)	25,952
Rendimiento (pérdida) bruto	(371,958)	273,078	-173.4%	645,035	13,215	(114,474)	543,279	374.6%	657,753	26,291
Otros ingresos (gastos) - Neto	(2,845)	(6,539)	129.8%	(3,694)	(316)	(2,374)	18,956	698.5%	21,329	917
IEPS devengado	87	-	-100.0%	(87)	-	2,519	-	-100.0%	(2,519)	-
Otros	(2,932)	(6,539)	123.0%	(3,607)	(316)	(4,893)	18,956	287.4%	23,849	917
Gastos de distribución, transportación y venta	(13,914)	6,026	-143.3%	19,940	292	12,801	25,231	97.1%	12,430	1,221
Gastos de administración	(61,271)	29,623	-148.3%	90,893	1,434	24,739	112,654	355.4%	87,915	5,452
Rendimiento (pérdida) de operación	(299,618)	230,890	-177.1%	530,509	11,174	(154,387)	424,350	174.9%	578,738	20,536
Ingreso financiero	(18,946)	(30,033)	-58.5%	(11,087)	(1,453)	(67,774)	(98,844)	45.8%	(31,071)	(4,783)
Costo financiero	12,574	7,112	-43.4%	(5,461)	344	14,991	13,749	-8.3%	(1,242)	665
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	(4,143)	(16,844)	-306.5%	(12,701)	(815)	(21,450)	(14,001)	-34.7%	7,449	(678)
Pérdida (rendimiento) en cambios - Neta	(18,496)	(75,870)	-310.2%	(57,374)	(3,672)	(154,766)	(254,013)	64.1%	(99,247)	(12,293)
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	162	1,402	765.4%	1,240	68	2,318	2,136	-7.9%	(182)	103
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	(328,469)	116,657	-135.5%	445,125	5,645	(381,067)	73,377	-80.7%	454,445	3,551
Total de derechos, impuestos y otros	31,289	43,999	40.6%	12,710	2,129	331,500	264,521	-20.2%	(66,979)	12,801
Derechos por la utilidad compartida	86,294	94,996	10.1%	8,702	4,597	377,088	304,813	-19.2%	(72,274)	14,751
Impuesto sobre la renta	(55,006)	(50,997)	-7.3%	4,008	(2,468)	(45,587)	(40,292)	-11.6%	5,295	(1,950)
Rendimiento (pérdida) neta del ejercicio	(359,757)	72,658	120.2%	432,415	3,516	(712,568)	(191,144)	-73.2%	521,423	(9,250)
Otros resultados integrales	78,256	114,935	46.9%	36,679	5,562	88,612	127,872	44.3%	39,260	6,188
Inversiones en activos disponibles para su venta	(302)	(75)	75.1%	227	(4)	(3,206)	208	-93.5%	3,414	10
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados	78,557	108,236	37.8%	29,680	5,238	78,557	108,192	-	29,636	5,236
Efecto por conversión	2	8,689	334.5%	8,687	420	13,262	21,387	61.3%	8,125	1,035
Impuestos diferidos	-	(1,915)	-	(1,915)	(93)	-	(1,915)	-	(1,915)	(93)
(Pérdida) utilidad integral total del periodo	(281,501)	187,592	166.6%	469,094	9,078	(623,955)	(63,272)	-89.9%	560,683	(3,062)

## Estado de resultados del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2016

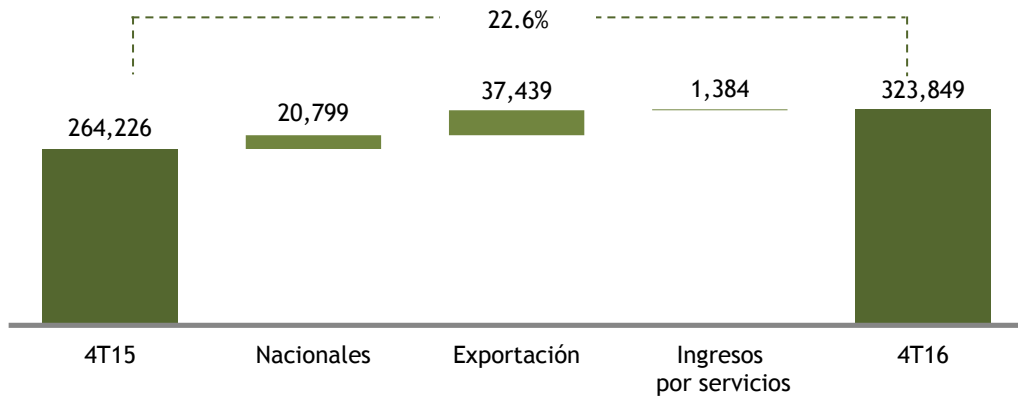
## Ventas totales

Las ventas totales aumentaron 22.6%, en comparación con las registradas en el mismo trimestre de 2015. Esto se debió principalmente a:

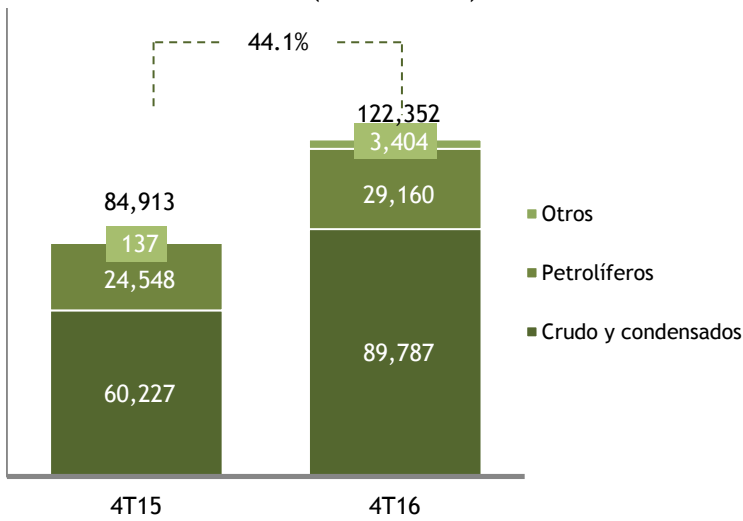
- un incremento de 49.1% en las exportaciones de crudo, explicado principalmente por la recuperación del precio del crudo de USD 33.53 por barril en el cuarto trimestre de 2015 a USD 40.95 por barril en el cuarto trimestre de 2016 y un ligero aumento en el volumen exportado;
- un crecimiento de 33.2% en las exportaciones de petrolíferos. El efecto precio de este crecimiento fue de MXN 11.8 mil millones y el efecto volumen fue de MXN (3.7) mil millones;
- un incremento de 11.8% en los ingresos por ventas en México, principalmente de gasolinas y diésel, ocasionado principalmente por la recuperación de los precios, además de un ligero aumento de 3.7% en el volumen. El efecto precio de este incremento fue de MXN 15.4 mil millones, mientras que el efecto volumen fue de MXN 4.5 mil millones;
- lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una reducción de 44.5% o MXN 9.1 mil millones en las ventas en México de gas licuado de petróleo (GLP), como consecuencia de la pérdida de mercado derivada de la competencia por apertura en las importaciones en 2016. No obstante, se estima mantener el 70% de la cartera de clientes.

Adicionalmente, las ventas se vieron afectadas negativamente por un cambio en la mecánica de cálculo de los precios de referencia para efectos del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), que para el periodo considero cinco meses de cotizaciones de dichos precios.

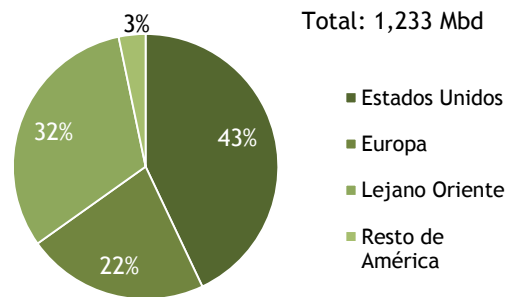
Evolución de las ventas  
(MXN millones)



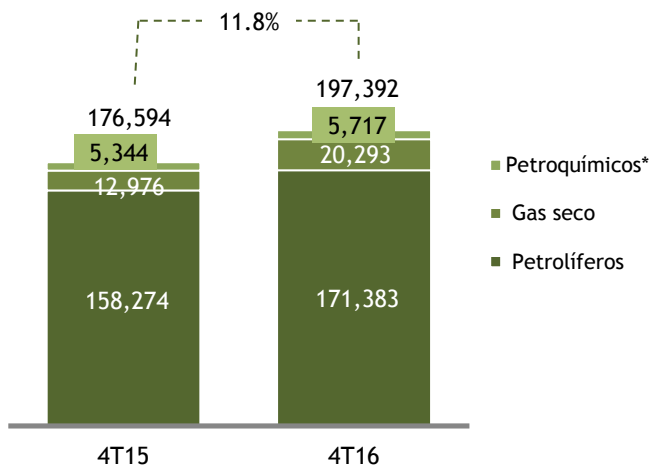
Exportaciones (MXN millones)



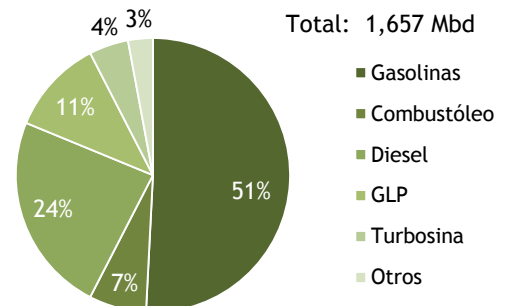
Exportaciones de crudo por destino geográfico 4T16



Ventas en México (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México 4T16



\* Incluye los productos de las empresas Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno

**Rendimiento bruto y de operación**

El costo de ventas disminuyó 92.0%, impactado principalmente por:

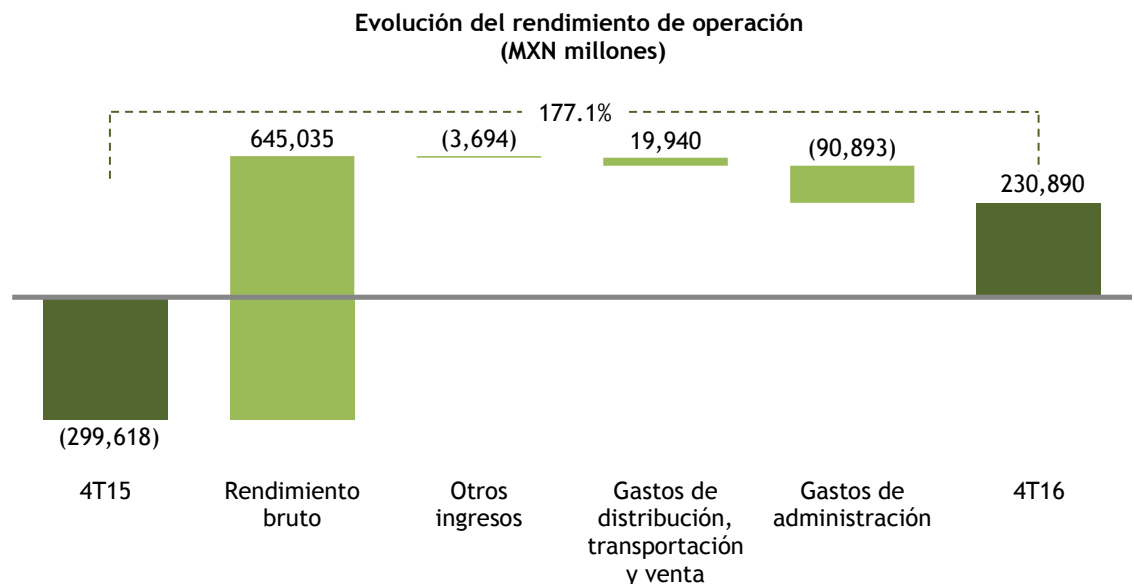
- una reversión parcial del deterioro de los activos, registrada en el concepto “otros” por MXN 232.3 mil millones, derivada mayormente de (i) eficiencias en extracción y costos de producción; (ii) apreciación del dólar frente al peso; (iii) el cambio en el periodo utilizado para estimar el valor de recuperación de los activos fijos de 20 a 25 años de acuerdo con la modificación al procedimiento de cuantificación y certificación de reservas; y (iv) la recuperación en el precio de la mezcla. Adicionalmente, en el cálculo final de cifras dictaminadas se incluyeron los flujos de efectivo esperados para las asignaciones a resguardo en base a la totalidad de su vida económica, lo que originó que el monto de reversión de deterioro se incrementara;
- una reducción de 16.0% en los gastos de operación, originada principalmente por las eficiencias obtenidas con la implementación de medidas de austeridad y mayor disciplina en el gasto; y
- lo anterior fue parcialmente contrarrestado por un incremento de MXN 48.3 mil millones en la compra de productos para reventa. Este concepto corresponde principalmente a la importación de petrolíferos para su venta en México, que además del impacto por la recuperación de precios y la apreciación del dólar frente al peso, presentó un aumento de 18.7% en volumen.

En consecuencia, el rendimiento bruto aumentó 173.4%, sumando MXN 220.7 mil millones.

Durante el trimestre la cuenta de otros ingresos (gastos), se vio afectada por una pérdida ocasionada por la cesión de activos a CENAGAS, parcialmente contrarrestada por la acreditación de impuestos de ejercicios anteriores.

Los gastos de operación totales (gastos de distribución, transportación y venta y gastos de administración) aumentaron MXN 110.8 mil millones, debido principalmente a que en 2015 se contabilizó el ahorro por modificaciones en el plan de pensiones y jubilaciones.

Como resultado de lo anterior, la pérdida de operación logró revertirse de manera material mostrando una mejora de 177.1% para ubicarse en MXN 231 mil millones.



**Impuestos**

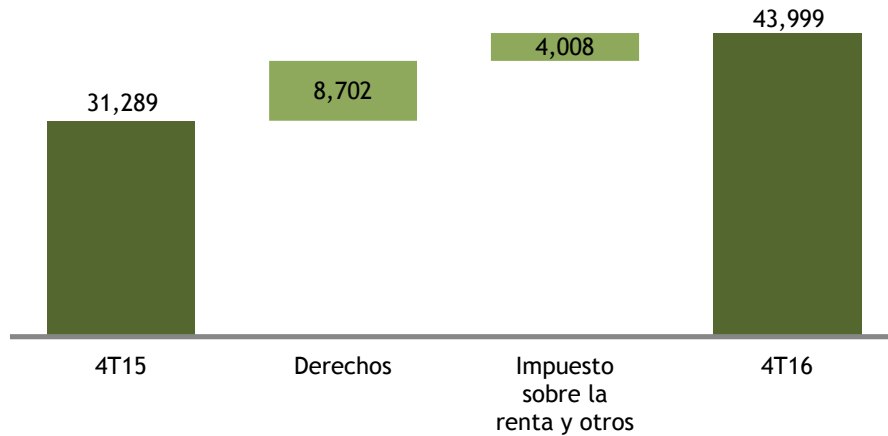
A partir del 2015, el régimen fiscal de PEMEX está más alineado con el resto de la industria, sin embargo, la empresa aún no puede deducir la totalidad de sus costos y gastos de operación en el cálculo de impuestos y derechos.

Para reducir el impacto de este régimen fiscal y el efecto negativo ocasionado por la baja en los precios del crudo, a partir de 2016, el Gobierno Federal otorga algunos beneficios fiscales a operadores de asignaciones, permitiendo a los operadores elegir entre dos esquemas para calcular el límite de deducibilidad de costos aplicable al Derecho por la Utilidad Compartida:

- (i) el esquema propuesto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), basado en un porcentaje del valor de los hidrocarburos; o
- (ii) el esquema propuesto por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el decreto anunciado en abril, basado en tarifas fijas establecidas.

Derecho por la Utilidad Compartida: límite de deducibilidad de costos		
Tipo de campo	LISH	Decreto 2016
Terrestre	2016 - 11.075%	8.30 USD/b
Aguas someras	2017 - 11.550%	
	2018 - 12.025%	
	2019+ - 12.500%	

Evolución de los impuestos y derechos (MXN millones)



Nota: A partir de 2015, los Derechos se refieren solamente al Derecho a la Utilidad Compartida, y los impuestos y derechos a la exploración y extracción de hidrocarburos están considerados dentro del costo de ventas.

El rubro de Impuesto Sobre la Renta se vio afectado por el reconocimiento de impuestos diferidos activos. Lo anterior resultó en un ingreso de MXN 50.1 mil millones registrado en el cuarto trimestre de 2016.

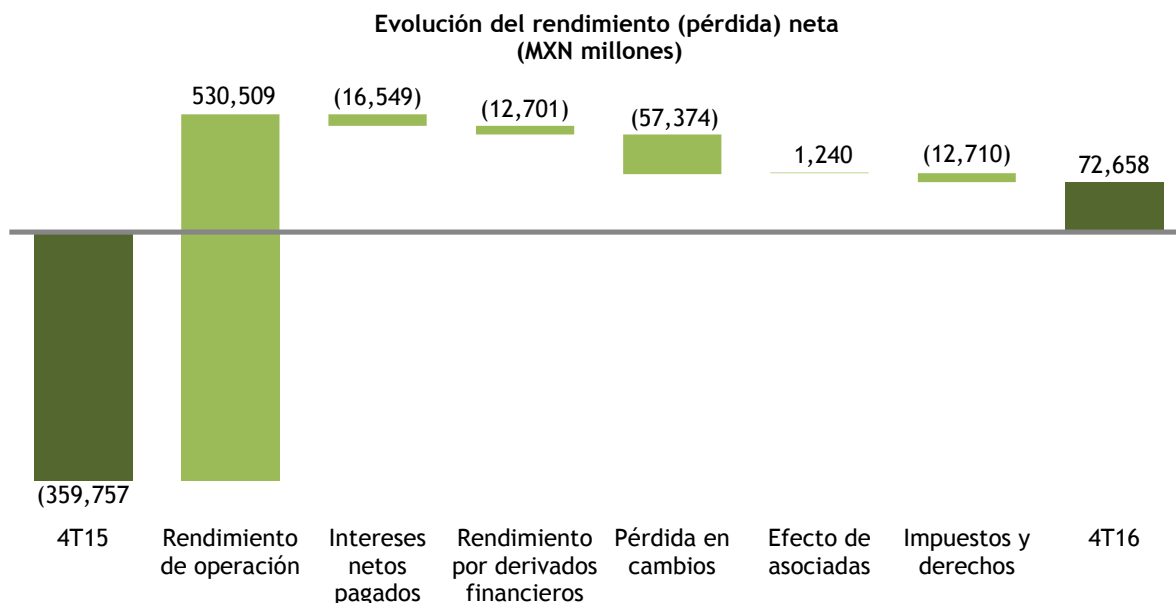
**Evolución del rendimiento (pérdida) neta**

La disminución en la pérdida neta se explica principalmente por la mejora de 177.1% en el rendimiento de operación.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por:

- un incremento de MXN 16.6 mil millones en intereses a cargo netos;
- un incremento de MXN 12.7 mil millones en el costo por derivados financieros, debido principalmente a la apreciación del dólar de E.U.A con respecto a las monedas que Petróleos Mexicanos tiene cubiertas; y
- una pérdida en cambios de MXN 77.0 mil millones durante el periodo, que en su mayoría no representó salidas de flujo. Esta pérdida es el resultado de la depreciación del peso mexicano frente al dólar de E.U.A., que pasó de MXN 17.2065 por dólar en el cuarto trimestre de 2015 a MXN 20.6640 por dólar al cuarto trimestre de 2016.

Derivado de lo anterior, el rendimiento neto se ubicó en MXN 72.6 mil millones, revirtiendo la pérdida neta registrada en el cuarto trimestre de 2015 de MXN 359.7 mil millones.

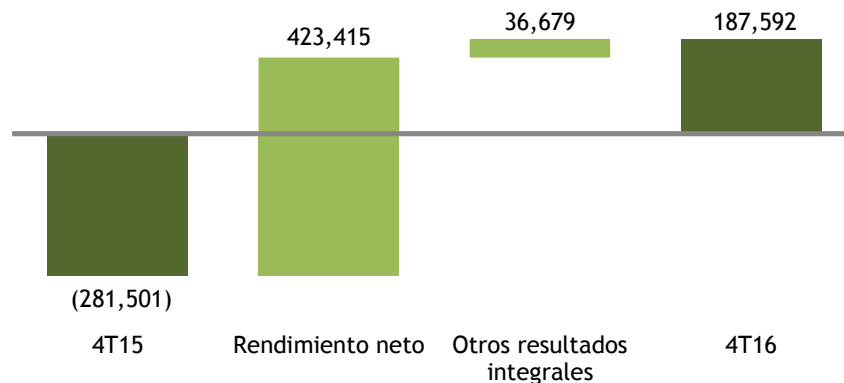


**Utilidad (pérdida) integral**

Otros resultados integrales se incrementaron en 46.9%, como resultado principalmente del reconocimiento de las ganancias actuariales por beneficios a los empleados. Estas ganancias se originaron por la actualización de las tasas utilizadas para el cálculo de los beneficios a empleados.

Derivado de lo anterior, se logró revertir la pérdida integral en el cuarto trimestre de 2016, ubicándose en MXN 187.6 mil millones.

**Evolución del rendimiento (pérdida integral) (MXN millones)**



## Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016

Durante 2016, Petróleos Mexicanos se ha enfocado en devolver la estabilidad financiera de la empresa, dar pasos firmes en la explotación de las oportunidades que ofrece la Reforma Energética, así como profundizar y robustecer la relación con los mercados financieros y distintos jugadores del sector energético.

A pesar de que 2016 fue un año muy complicado para el sector energético se logró:

- (i) el cumplimiento el Plan de Ajuste;
- (ii) la materialización de los apoyos del Gobierno Federal;
- (iii) la regularización del pago a proveedores y contratistas;
- (iv) la reversión de la pérdida operativa;
- (v) la mejora en el balance financiero;
- (vi) la implementación del Plan de Negocios;
- (vii) aprovechar las oportunidades otorgadas por la Reforma Energética; y
- (viii) mantener el acceso continuo a los mercados de deuda.

Los resultados de la empresa se vieron impactados positivamente por la estabilidad de las ventas, gracias al sostenimiento de la plataforma producción, y por la reversión parcial del deterioro, principalmente como resultado de mayores eficiencias en la operación. Por otro lado, los resultados se ven afectados negativamente por variables ajenas a la operación de la empresa, como fue la depreciación del peso mexicano respecto al dólar de E.U.A., la cual tiene un efecto muy importante en los estados de resultados por la actualización del valor de la deuda financiera.

### Ventas

Las ventas totales de 2016 se mantuvieron relativamente estables, mostrando una disminución de 7.4% en comparación con las registradas en 2015, principalmente como consecuencia de una disminución de 10.2% en las ventas nacionales, y en menor medida, una disminución de 3.0% en las ventas de exportación. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 11.7% en los ingresos por servicios.

La disminución en las ventas nacionales obedece principalmente a los siguientes factores:

- un decremento de 34.9% en las ventas de gas licuado de petróleo (GLP) debido a la pérdida de mercado derivada de la competencia por apertura en las importaciones en 2016;
- una disminución de 15.9% en las ventas de diésel, ocasionado principalmente por la baja en los precios;
- una reducción de 5.5% en las ventas de gasolinas, originada también por un efecto precio, a pesar de que el volumen incrementó en 3.8%; y
- un decremento de 36.5% en las ventas de combustóleo, derivado principalmente de la menor demanda por parte de la Comisión Federal de Electricidad de este producto.

Por su parte, la disminución en las ventas de exportación se explica principalmente por:

- una reducción de 12.6% en el valor de las exportaciones de petrolíferos, cuyo

volumen disminuyó en 7.4%; y

- un incremento marginal en los ingresos por exportación de crudo, explicado por la disminución de 17.4% en el precio de referencia del crudo, el precio promedio se redujo a USD 35.63 en 2016 desde USD 43.12 USD en 2015.

Los ingresos por servicios se incrementaron en MXN 1.5 mil millones, debido principalmente a los ingresos obtenidos por Pemex Logística derivados del servicio de transporte que proporciona al Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) y, en menor proporción, al servicio de fletes que presta Pemex Transformación Industrial.

#### Rendimiento bruto y de operación

El costo de ventas disminuyó 58.1%, impactado principalmente por:

- una reversión del deterioro de los activos, registrada en el concepto “otros” por MXN 331.3 mil millones, derivada mayormente de (i) eficiencias en extracción y costos de producción; (ii) apreciación del dólar frente al peso; (iii) el cambio en el periodo utilizado para estimar el valor de recuperación de los activos fijos de 20 a 25 años de acuerdo con la modificación al procedimiento de cuantificación y certificación de reservas; y (iv) la recuperación en el precio de la mezcla. Adicionalmente, en el cálculo final con cifras dictaminadas se incluyeron los flujos de efectivo esperados para las asignaciones a resguardo en base a la totalidad de su vida económica, lo que originó que el monto de reversión de deterioro se incrementara;
- una reducción de 13.5% en los gastos de operación, originada principalmente por las eficiencias obtenidas con la implementación de medidas de austeridad y mayor disciplina en el gasto; y
- lo anterior fue parcialmente contrarrestado por un incremento de MXN 46.9 mil millones en la compra de productos para reventa. Este concepto corresponde principalmente a la importación de petrolíferos para su venta en México. El aumento se explica por la recuperación de precios, la apreciación del dólar frente al peso y por el incremento en el volumen demandado.

En consecuencia, el rendimiento bruto aumentó MXN 657.7 mil millones ubicándose en MXN 543.2 mil millones.

Durante el año la cuenta de otros ingresos (gastos), se vio afectada por la utilidad generada por la primera desinversión ejecutada por PEMEX en Gasoductos de Chihuahua, la acreditación de impuestos de ejercicios anteriores y una pérdida ocasionada por la cesión de activos a CENAGAS.

Los gastos de operación totales (gastos de distribución, transportación y venta y gastos de administración), aumentaron MXN 100.3 mil millones, debido principalmente a que en 2015 se contabilizó el ahorro por modificaciones en el plan de pensiones y jubilaciones.

Como resultado de lo anterior, la pérdida de operación se revirtió en 174.9%, ubicándose en MXN 424.3 mil millones

#### Rendimiento (pérdida) neta

En 2016 la pérdida neta fue de MXN 191.1 mil millones; 73.2% menor que en 2015. Esta pérdida está compuesta por:

- rendimiento de operación de MXN 424.3 mil millones;
- intereses a cargo netos de MXN 85.1 mil millones;
- costo por derivados financieros de MXN 14.0 mil millones;
- pérdida cambiaria de MXN 254.0 mil millones; e
- impuestos y derechos de MXN 264.5 mil millones.

Dentro de los impuestos y derechos, la disminución más representativa correspondió al Derecho por la Utilidad Compartida, que se redujo en 19.2%, debido principalmente a una menor base de cálculo y en menor medida, a la actualización del límite de deducibilidad

anunciado por el Gobierno Federal en abril de 2016.

Durante 2016 los impuestos y derechos representaron el 62.3% del rendimiento de operación, y el 24.5% de las ventas. Esta última cifra fue exactamente igual para 2015.



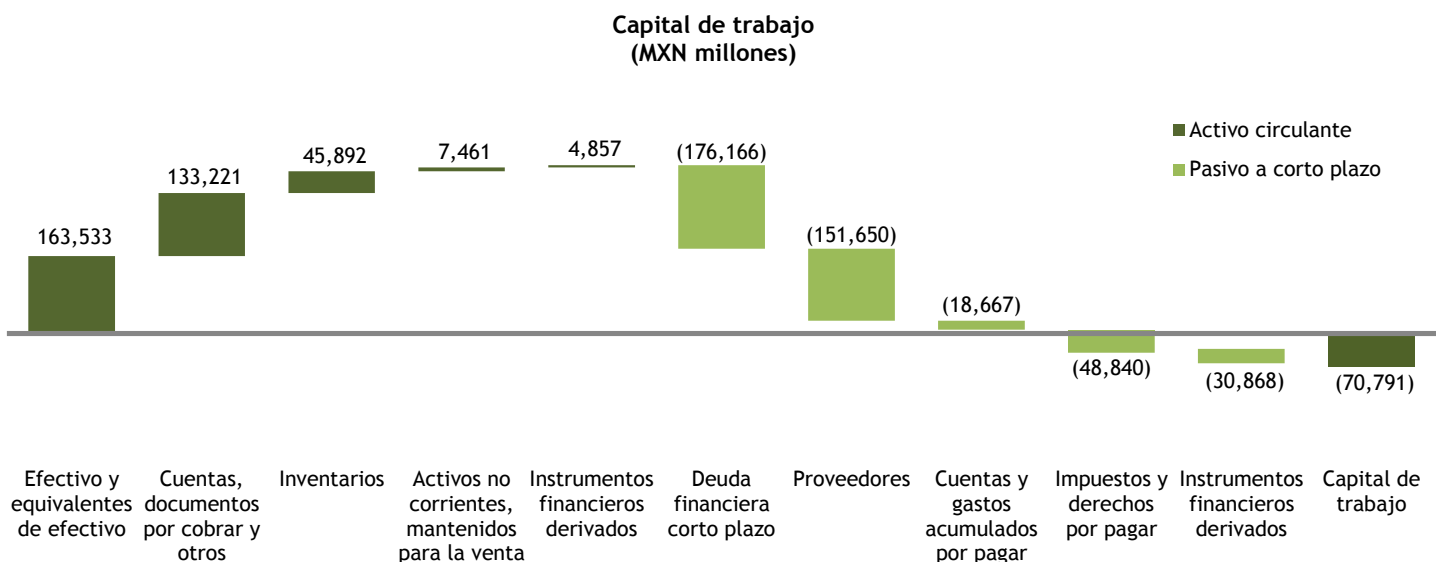
## Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2016

PEMEX					
Balance general consolidado					
	Al 31 de diciembre de	Al 31 de diciembre de			2016
	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>Variación</u>		
	(MXN millones)			(USD millones)	
<b>Total activo</b>	<b>1,775,654</b>	<b>2,329,886</b>	<b>31.2%</b>	<b>554,232</b>	<b>112,751</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>267,200</b>	<b>355,399</b>	<b>33.0%</b>	<b>88,198</b>	<b>17,199</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	109,369	163,533	49.5%	54,164	7,914
Cuentas por cobrar - Neto	79,246	133,221	68.1%	53,975	6,447
Inventarios	43,771	45,892	4.8%	2,121	2,221
Activos no financieros mantenidos para la venta	33,214	7,461	-77.5%	(25,753)	361
Activos financieros disponibles para la venta	-	436			
Instrumentos financieros derivados	1,601	4,857	203.4%	3,256	235
<b>Inversiones permanentes en acciones de cías. Asociadas y otras</b>	<b>24,166</b>	<b>23,155</b>	<b>-4.2%</b>	<b>(1,011)</b>	<b>1,121</b>
<b>Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo - Neto</b>	<b>1,344,484</b>	<b>1,667,742</b>	<b>24.0%</b>	<b>323,259</b>	<b>80,708</b>
<b>Impuestos diferidos</b>	<b>54,900</b>	<b>100,325</b>	<b>82.7%</b>	<b>45,424</b>	<b>4,855</b>
<b>Efectivo restringido</b>	<b>9,247</b>	<b>10,479</b>	<b>13.3%</b>	<b>1,232</b>	<b>507</b>
<b>Otros activos</b>	<b>71,713</b>	<b>166,759</b>	<b>132.5%</b>	<b>95,047</b>	<b>8,070</b>
<b>Activos financieros disponibles para la venta</b>	<b>3,945</b>	<b>6,028</b>	<b>52.8%</b>	<b>2,083</b>	<b>292</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>3,107,330</b>	<b>3,562,894</b>	<b>14.7%</b>	<b>455,564</b>	<b>172,420</b>
<b>Pasivo a corto plazo</b>	<b>443,408</b>	<b>426,190</b>	<b>-3.9%</b>	<b>(17,218)</b>	<b>20,625</b>
Deuda financiera de corto plazo	192,509	176,166	-8.5%	(16,342)	8,525
Proveedores	167,314	151,650	-9.4%	(15,665)	7,339
Cuentas y gastos acumulados por pagar	13,237	18,667	41.0%	5,429	903
Instrumentos financieros derivados	27,301	30,868	13.1%	3,567	1,494
Impuestos y derechos por pagar	43,047	48,840	13.5%	5,793	2,364
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>2,663,922</b>	<b>3,136,704</b>	<b>17.7%</b>	<b>472,782</b>	<b>151,796</b>
Deuda financiera de largo plazo	1,300,873	1,807,005	38.9%	506,131	87,447
Reserva de beneficios a los empleados	1,279,385	1,220,409	-4.6%	(58,976)	59,060
Provisión para créditos diversos	73,192	88,318	20.7%	15,126	4,274
Otros pasivos	8,288	16,838	103.2%	8,550	815
Impuestos diferidos	2,184	4,135	89.3%	1,951	200
<b>Total patrimonio</b>	<b>(1,331,676)</b>	<b>(1,233,008)</b>	<b>-7.4%</b>	<b>98,668</b>	<b>(59,669)</b>
<b>Controladora</b>	<b>(1,331,929)</b>	<b>(1,233,985)</b>	<b>-7.4%</b>	<b>97,944</b>	<b>(59,717)</b>
Certificados de aportación "A"	194,605	356,544	83.2%	161,940	17,254
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,116
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	48
Resultados acumulados integrales	(306,023)	(163,399)	46.6%	142,624	(7,907)
Déficit acumulado:	(1,265,244)	(1,471,863)	16.3%	(206,619)	(71,228)
Déficit de ejercicios anteriores	(552,809)	(1,280,217)	-131.6%	(727,408)	(61,954)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(712,435)	(191,646)	73.1%	520,789	(9,274)
<b>Participación no controladora</b>	<b>253</b>	<b>977</b>	<b>285.6%</b>	<b>723</b>	<b>47</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>1,775,654</b>	<b>2,329,886</b>	<b>31.2%</b>	<b>554,232</b>	<b>112,751</b>

**Capital de trabajo**

Al 31 de diciembre de 2016, el capital de trabajo negativo se ubicó en MXN 70.8 mil millones, esto es una mejora de 60% comparado con 2015, principalmente como resultado de las siguientes variaciones:

- un incremento de MXN 54.2 mil millones en el efectivo y equivalentes de efectivo, principalmente como resultado del efecto neto entre la cobranza y las captaciones de recursos por financiamientos, contrarrestado parcialmente con el pago de impuestos y amortizaciones de financiamientos, así como el pago de compromisos de operación e inversión;
- un incremento de MXN 54.0 mil millones en cuentas y documentos por cobrar debido principalmente a mayores saldos en las cuentas con clientes como resultado de la recuperación de precios de los hidrocarburos y de la apreciación del dólar frente al peso, así como el registro en “deudores diversos” de los intereses devengados del pagaré que recibimos del Gobierno Federal en 2015 por concepto de asunción del pasivo laboral y el incremento en derechos e impuestos por recuperar de años anteriores;
- una reducción de MXN 15.7 mil millones en el pasivo a proveedores como consecuencia del pago parcial de los compromisos existentes; y
- una disminución de MXN 16.3 mil millones en la deuda financiera a corto plazo, originada principalmente por el pago de las líneas de crédito revolvente y la ejecución de una transacción de manejo de pasivos.



**Deuda**

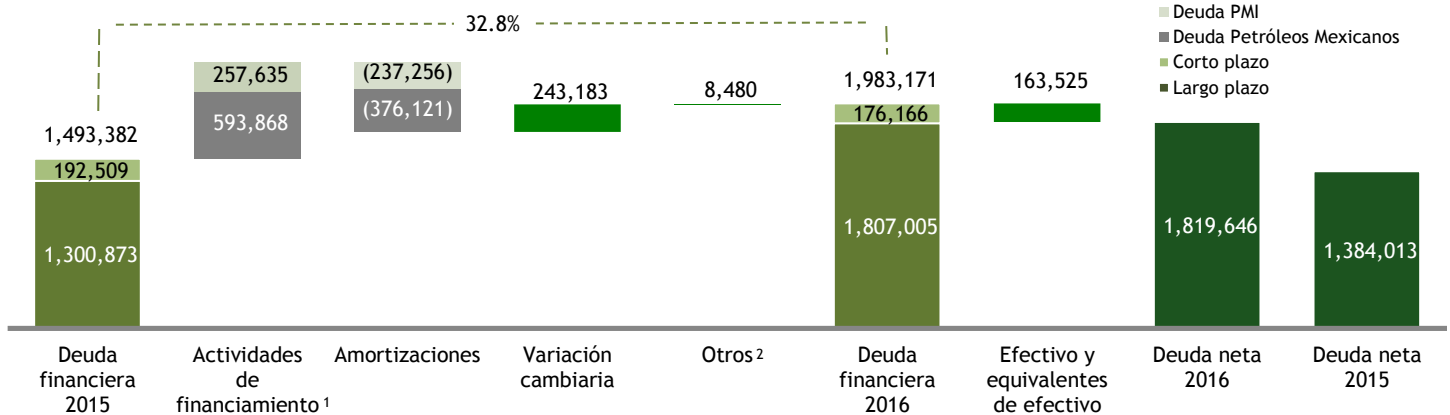
La deuda financiera total registró un aumento de 32.8%, debido principalmente al impacto de la depreciación del peso frente al dólar, con un tipo de cambio de MXN 20.6640 por dólar al cierre de 2016, comparado con MXN 17.2065 por dólar al cierre de 2015, así como a mayores actividades de financiamiento durante el periodo. La deuda financiera total se ubicó en MXN 1,983.2 mil millones, o USD 96.0 mil millones.

En 2016, Petróleos Mexicanos y PMI<sup>7</sup> realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 851.5 mil millones, o USD 41.2 mil millones. El total de amortizaciones registradas fue de MXN 613.4 mil millones, o USD 29.7 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>7</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.

Deuda financiera (MXN millones)

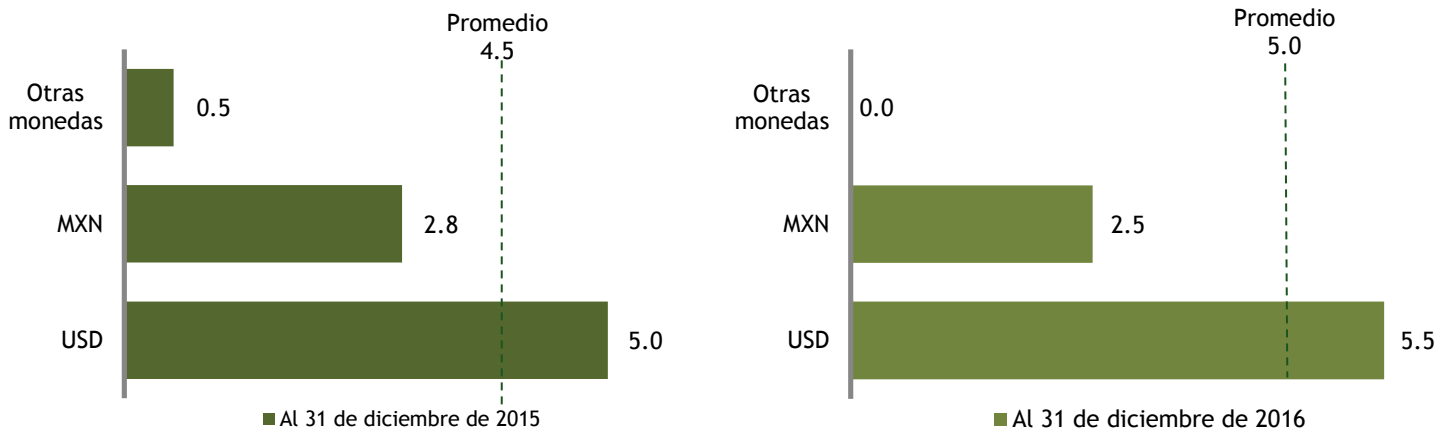


1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.  
 2) Incluye intereses devengados y costo amortizado.

Exposición de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2016



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



## Actividades de inversión

**Ejercicio 2016** Durante 2016 se ejercieron MXN 298.6 mil millones (USD 16.0 mil millones<sup>8</sup>) lo que representa el 146% de la inversión programada de MXN 204.4 mil millones para el año, como resultado de adecuaciones al presupuesto durante febrero-septiembre de 2016, derivadas de las capitalizaciones hechas a Petróleos Mexicanos, dentro de las medidas de apoyo del Gobierno Federal, así como a la contratación de arrendamientos financieros por parte de Exploración y Producción y Transformación Industrial. Con ello, el gasto de inversión estimado para 2016 se adecuó a MXN 304.4 mil millones. La distribución de la inversión ejercida durante el periodo anteriormente mencionado fue la siguiente:

- MXN 241.2 mil millones a Exploración y Producción<sup>9</sup>, de los cuales MXN 37.2 mil millones se destinaron a exploración;
- MXN 45.2 mil millones a Transformación Industrial;
- MXN 7.0 mil millones a Logística;
- MXN 3.6 mil millones a Perforación y Servicios;
- MXN 0.5 mil millones al Corporativo;
- MXN 0.7 mil millones a Etileno; y
- MXN 0.4 mil millones a Fertilizantes.

**Presupuesto 2017** Para 2017 la inversión estimada es de MXN 204.6 mil millones (U.S.\$11.0 mil millones<sup>10</sup>) distribuidos como sigue:

- MXN 168.4 mil millones a Exploración y Producción<sup>9</sup>, de los cuales MXN 14.7 mil millones se destinaron a exploración;
- MXN 21.4 mil millones a Transformación Industrial;
- MXN 4.4 mil millones a Logística;
- MXN 2.7 mil millones a Perforación y Servicios;
- MXN 5.4 mil millones al Corporativo;
- MXN 1.8 mil millones a Etileno; y
- MXN 0.4 mil millones a Fertilizantes.

## Captación de recursos financieros 2016

**Mercados financieros** El 7 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de bonos por USD 5.5 mil millones para cubrir anticipadamente las necesidades financieras netas de 2017. La colocación consistió de tres tramos:

- USD 3.0 mil millones a 6.50% y vencimiento en 2027;
- USD 1.5 mil millones a 5.375% y vencimiento en 2022; y
- USD 1.0 mil millones a USD Libor 3m más 365 pb y vencimiento en 2022.

**Créditos bancarios** Durante 2016, Petróleos Mexicanos contrató líneas de crédito con la banca de desarrollo nacional por un monto agregado de MXN 15.0 mil millones:

- El 17 de marzo de 2016, contrató una línea de crédito simple por MXN 2.0 mil millones a tasa TIIE de 28 días más 52 pb, con vencimiento en marzo de 2017.
- El 17 de marzo de 2016, contrató una línea de crédito simple por MXN 3.3 mil millones a tasa TIIE de 28 días más 52 pb, con vencimiento en marzo de 2017.
- El 28 de marzo de 2016, PEMEX una línea de crédito simple por MXN 9.7 mil millones a tasa TIIE de 28 días más 31 pb, con vencimiento en marzo de 2017.

**Manejo de pasivos** El 3 de octubre de 2016, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una operación de manejo de pasivos para promover la adecuada gestión de su estructura de financiamiento y la

<sup>8</sup> La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del cuarto trimestre de 2016 de MXN 18.6572 = USD 1.00.

<sup>9</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

<sup>10</sup> Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio del Presupuesto de Egresos de la Federación 2017 de Ps. 18.62 = U.S.\$ 1.00.

conducción prudente de sus finanzas, consistente en:

- Recompra por USD 1.5 mil millones, enfocada en los vencimientos más cercanos para incrementar el plazo promedio de la deuda en dólares.
- Intercambio de bonos con vencimientos entre 2018 y 2044 por dos nuevos bonos de referencia que, sin aumentar el nivel de endeudamiento, contribuyen a incrementar la liquidez a lo largo de toda la curva.

**Líneas de crédito  
sindicadas  
revolventes**

El 13 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolvente hasta por USD 1.5 mil millones por un plazo de 3 años, que reemplaza a la línea por USD 1.25 mil millones que venció en diciembre de 2016.

Al 31 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por USD 4.75 mil millones y MXN 23.5 mil millones, de los cuales USD 4.63 mil millones y MXN 3.5 mil millones están disponibles.

### **Captación de recursos financieros 2017**

**Mercados  
financieros**

El 14 de febrero de 2017, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de bonos por EUR 4.25 mil millones en tres tramos:

- EUR 1,750.0 millones a 2.51% y cupón de 2.50%, con vencimiento en agosto de 2021;
- EUR 1,250.0 millones a 3.84% y cupón de 3.75%, con vencimiento en febrero de 2024; y
- EUR 1,250.0 millones a 4.98% y cupón de 4.875%, con vencimiento en febrero de 2028.

**Líneas de crédito  
sindicadas  
revolventes**

Al 27 de febrero de 2017, el saldo disponible de las líneas de crédito sindicadas revolventes para manejo de liquidez de Petróleos Mexicanos es de USD 2.6 mil millones.

PEMEX  
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		Variación	2016	
	2015	2016		(USD millones)	
	(MXN millones)				
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad (pérdida) neta	(712,567)	(191,144)	-73.2%	521,423	(9,250)
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>	<b>689,781</b>	<b>(121,779)</b>	<b>-117.7%</b>	<b>(811,560)</b>	<b>(5,893)</b>
Depreciación y amortización	167,951	150,439	-10.4%	(17,512)	7,280
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	477,945	(331,314)		(809,259)	(16,033)
Pozos no exitosos	23,214	29,106	25.4%	5,893	1,409
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	24,639	3,771	-84.7%	(20,867)	183
Pérdida por venta de activos fijos	-	27,882		27,882	1,349
Utilidad por venta de compañías asociadas	(681)	(15,211)		(14,530)	(736)
Deterioro del crédito mercantil	-	4,007		4,007	194
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(2,318)	(2,136)	-7.9%	182	(103)
Dividendos cobrados	(360)	(293)		67	(14)
Actualización valor presente provisión taponamiento	(608)	11,969	-2068.1%	12,577	579
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>	<b>218,150</b>	<b>340,417</b>	<b>56.0%</b>	<b>122,267</b>	<b>16,474</b>
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deudi:	(2,300)	(1,610)	-30.0%	689	(78)
Intereses a cargo (favor)	67,774	98,844	45.8%	31,071	4,783
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	152,676	243,183	59.3%	90,507	11,768
<b>Subtotal</b>	<b>195,364</b>	<b>27,493</b>	<b>-85.9%</b>	<b>(167,871)</b>	<b>1,330</b>
<b>Fondos utilizados en actividades de operación</b>	<b>(93,027)</b>	<b>(68,979)</b>	<b>-25.9%</b>	<b>24,048</b>	<b>(3,338)</b>
Instrumentos financieros con fines de negociación	9,802	311	-96.8%	(9,491)	15
Cuentas por cobrar a clientes	33,003	(43,045)	-230.4%	(76,048)	(2,083)
Inventarios	6,168	(1,359)	-122.0%	(7,527)	(66)
Cuentas por cobrar a largo plazo	-	(3,278)		(3,278)	(159)
Activos intangibles	-	(19,746)		(19,746)	(956)
Otros activos	(16,602)	(2,105)	-87.3%	14,497	(102)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,002	3,098	209.0%	2,095	150
Impuestos pagados	627	(6,267)	-1100.1%	(6,894)	(303)
Proveedores	51,136	(15,665)	-130.6%	(66,801)	(758)
Reserva para créditos diversos	(9,127)	15,585	-270.8%	24,712	754
Reserva para beneficios a los empleados	(116,022)	47,293	-140.8%	163,315	2,289
Impuestos diferidos	(53,014)	(43,802)	-17.4%	9,212	(2,120)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>102,337</b>	<b>(41,485)</b>	<b>-140.5%</b>	<b>(143,822)</b>	<b>(2,008)</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(253,514)	(151,408)	-40.3%	102,106	(7,327)
Gastos de exploración	(5,699)	(2,023)	-64.5%	3,676	(98)
Inversión en acciones	(36)	-		36	-
Recursos provenientes de la venta de compañías asociadas	4,417	22,685	413.6%	18,268	1,098
Recursos provenientes de la venta de activos fijos	-	561		561	27
Adquisición de negocios	-	(4,330)		(4,330)	(210)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(254,832)</b>	<b>(134,516)</b>	<b>-47.2%</b>	<b>120,316</b>	<b>(6,510)</b>
<b>Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>(152,495)</b>	<b>(176,001)</b>	<b>15.4%</b>	<b>(23,506)</b>	<b>(8,517)</b>
<b>Actividad de financiamiento</b>					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	10,000	73,500		63,500	3,557
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	378,971	841,992	122.2%	463,021	40,747
Pagos de principal de préstamos	(191,319)	(613,377)	220.6%	(422,058)	(29,683)
Intereses pagados	(62,737)	(88,754)	41.5%	(26,017)	(4,295)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>134,915</b>	<b>213,360</b>	<b>58.1%</b>	<b>78,445</b>	<b>10,325</b>
<b>Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(17,580)</b>	<b>37,359</b>	<b>312.5%</b>	<b>54,939</b>	<b>1,808</b>
<b>Efectos por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>8,960</b>	<b>16,804</b>	<b>87.5%</b>	<b>7,844</b>	<b>813</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo</b>	<b>117,989</b>	<b>109,369</b>	<b>-7.3%</b>	<b>(8,620)</b>	<b>5,293</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>109,369</b>	<b>163,533</b>	<b>49.5%</b>	<b>54,164</b>	<b>7,914</b>

## Otros eventos relevantes

<b>Plan de Negocios</b>	<p>El 3 de noviembre de 2016, Petróleos Mexicanos presentó su Plan de Negocios 2016-2021. Este Plan establece las acciones que permitirán alcanzar superávit primario en 2017 y lograr el balance financiero en 2020.</p> <p>Con el cumplimiento del ajuste presupuestal en 2016 por MXN 100 mil millones, Pemex tiene finanzas estables que respaldan los objetivos y metas planteadas para los próximos 5 años.</p> <p>Las acciones del Plan de Negocios se basan en escenarios conservadores y parámetros realistas, a la vez que impulsa la formación de alianzas a lo largo de toda la cadena de valor de Pemex como un mecanismo para incrementar sus inversiones y su eficiencia.</p> <p>La implementación de este Plan permitirá compensar la disminución de la producción, causada por la declinación natural de Cantarell, para después estabilizarla e incrementarla en el mediano plazo, así como eficientar la operación de las refinerías y eliminar paulatinamente las pérdidas en el Sistema Nacional de Refinación.</p> <p>El Plan de Negocios ya está en ejecución y ha logrado avances importantes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lanzamiento de los primeros farmouts             <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Trion en aguas profundas;</li> <li>b) Ayin-Batsil en aguas someras; y</li> <li>c) los campos terrestres de Cárdenas-Mora y Ogarrio</li> </ol> </li> <li>2. Desincorporación de gasoductos de Chihuahua</li> </ol> <p>Como parte del fortalecimiento en la difusión y ejecución de este Plan el Director General José Antonio González Anaya, acompañado del secretario de Hacienda y Crédito Público, José Antonio Meade Kuribreña, realizaron giras de trabajo en Nueva York, Londres, y Toronto. Se reunieron con inversionistas, agencias calificadoras y analistas.</p>
<b>Premios LatinFinance</b>	<p>Petróleos Mexicanos recibió dos reconocimientos por parte de LatinFinance por haber sus operaciones de financiamiento en los mercados de capitales durante el 2015. Los reconocimientos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• “Emisor Corporativo del año”, PEMEX logró atractivas condiciones de financiamiento, en términos de costo y plazo, con la participación de una amplia base de inversionistas y en diferentes mercados, a pesar del marcado incremento en la volatilidad de los mercados financieros internacionales.</li> <li>• “Colocación privada de capital del año” por la innovadora estructura de venta con arrendamiento posterior (sale and lease back)</li> </ul>
<b>Nombramientos</b>	<p>El 23 de febrero de 2017, el Senado de la República ratificó la designación de María Teresa Fernández Labardini como consejera independiente de Petróleos Mexicanos por un período de cinco años.</p>
<b>Combate a la corrupción</b>	<p>El 21 de diciembre de 2016, el Departamento de Justicia (DOJ por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos informó que suscribió un acuerdo con las empresas brasileñas Odebrecht S.A. y Braskem S.A., las cuales admitieron su responsabilidad en haber instrumentado esquemas para sobornar a funcionarios públicos alrededor del mundo, y acordaron pagar multas que en su conjunto ascienden como mínimo en un monto de USD 3.5 mil millones. Dicha información fue publicada por el DOJ en su página de internet, la cual se puede consultar en <a href="https://www.justice.gov/opa/pr/odebrecht-and-braskem-plead-guilty-and-agree-pay-least-35-billion-global-penalties-resolve">https://www.justice.gov/opa/pr/odebrecht-and-braskem-plead-guilty-and-agree-pay-least-35-billion-global-penalties-resolve</a>.</p> <p>En el caso particular de Odebrecht, el DOJ señaló que esta empresa admitió que entre 2001 y 2016 efectuó pagos ilegales por un monto aproximado de USD 788 millones a funcionarios públicos y partidos políticos en Brasil y otros países que incluyen a Angola, Argentina, Colombia, República Dominicana, Ecuador, Guatemala, México, Mozambique, Panamá, Perú y Venezuela, a efecto de obtener ventajas inapropiadas para concretar negocios.</p>

En el caso de México, entre 2010 y 2014, Odebrecht aceptó haber efectuado pagos por un monto aproximado de USD 10.5 millones a funcionarios públicos para la adjudicación de contratos de obra; en particular, durante 2013 y 2014, efectuó pagos que ascendieron a USD 6 millones a un funcionario de la alta administración de una empresa de la propiedad y bajo el control del gobierno mexicano, a efecto de obtener la adjudicación de un proyecto.

Derivado de lo anterior, el 22 de diciembre de 2016, la Unidad de Responsabilidades de Pemex inició investigación de los contratos celebrados por la empresa, sus subsidiarias y filiales con Pemex. Dicha investigación tiene por objeto verificar la legalidad de los contratos, desde la forma como fueron adjudicados o licitados, hasta la administración de los mismos, los entregables y los pagos realizados. En caso de encontrar irregularidades, la investigación podría terminar, dependiendo de la irregularidad, con: a) inhabilitación de la empresa para contratar con PEMEX y en general con el Gobierno Mexicano; b) inhabilitación del o los trabajadores de PEMEX que hubieran cometido alguna irregularidad; c) sanciones económicas y d) denuncias penales en contra de dichos funcionarios.

Por su parte, mediante oficio de fecha 2 de febrero de 2017, PEMEX solicitó a la empresa su colaboración en el esclarecimiento de los hechos e hizo de su conocimiento que la relación comercial está siendo analizada, dada la gravedad de los hechos.

Además, PEMEX, por conducto de la Dirección Jurídica, presentó de manera preventiva, denuncia de hechos ante la Procuraduría General de la República, por los hechos que presuntamente pudieron haberse cometido en contra de dicha empresa productiva del estado. Si como consecuencia de la información que sea revelada por la empresa o las autoridades que llevaron el proceso de investigación y sanción se señala que el empleado que recibió el soborno hubiese sido de Pemex, la denuncia será ampliada con contra del mismo. En este caso, la sanción podría implicar el encarcelamiento del trabajador de Petróleos Mexicanos.

Este asunto, fue hecho público por PEMEX, mediante comunicado de prensa de fecha 16 de febrero de 2017, el cual puede ser consultado en [http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2017-012-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-012-nacional.aspx)

PEMEX seguirá realizando todas las acciones necesarias para el esclarecimiento de los hechos y, en caso que se llegue a acreditar que la empresa señalada en el reporte del DOJ sea PEMEX, actuará en consecuencia.



Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor regístrese en <http://www.pemex.com/ri/Paginas/Registro-a-la-lista-de-distribución-de-correo.aspx>. 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 y @PemexGlobal

Jaime del Río Castillo  
[jaimedelrio@pemex.com](mailto:jaimedelrio@pemex.com)

Ana Lourdes Benavides Escobar  
[ana.lourdes.benavides@pemex.com](mailto:ana.lourdes.benavides@pemex.com)

Lucero Angélica Medina González  
[lucero.angelica.medina@pemex.com](mailto:lucero.angelica.medina@pemex.com)

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

Cristina Arista Hernández  
[delia.cristina.arista@pemex.com](mailto:delia.cristina.arista@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 las realizadas del 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. 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 prevaleciente 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 diciembre de 2016, el tipo de cambio utilizado es de MXN 20.6640 = 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 Pemex - Exploración y Producción 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 18 de abril de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto que permite elegir entre dos esquemas para calcular el límite de deducibilidad de costos aplicable al Derecho por la Utilidad Compartida: (i) el esquema propuesto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), basado en un porcentaje del valor de los hidrocarburos; o (ii) el esquema propuesto por la SHCP, basado en tarifas fijas establecidas, USD 6.1 para campos en aguas someras y USD 8.3 para campos terrestres.

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. PEMEX actúa como intermediario entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y el consumidor final, al retener el IEPS y posteriormente transferirlo al Gobierno Federal. En 2016, la SHCP publicó un decreto a través del cual se modifica el cálculo del IEPS, al tomar en cuenta 5 meses de cotizaciones de los precios internacionales de referencia de dichos productos.

A partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2017, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establecerá mensualmente los precios máximos al público de las gasolinas y del diésel con base en lo siguiente: el precio máximo será calculado a partir de la suma del precio de referencia de calidad equivalente en la costa del golfo de los Estados Unidos de América, más un margen que contempla la comercialización, flete, merma, transporte, ajustes de calidad y costos de manejo, más el IEPS aplicable a los combustibles automotrices, más otros conceptos (IEPS a los combustibles fósiles, cuotas establecidas en Ley del IEPS y el impuesto al valor agregado).

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. La regulación sobre precios máximos de gasolinas y diésel al público hasta el 31 de diciembre de 2017, será establecida mediante acuerdo por el Gobierno Federal, y deberá considerar las diferencias relativas por costos de transporte entre regiones, la inflación y la volatilidad de los precios internacionales de estos productos, entre otras cuestiones. A partir del 1 de enero de 2018, los precios de gasolinas y diésel al público serán determinados bajo condiciones de mercado. De cualquier forma la Comisión Federal de Competencia Económica, con base en la existencia de condiciones de competencia efectiva, podrá emitir una declaratoria para que los precios empiecen a ser determinados bajo condiciones de mercado antes del 2018.

## 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. Con fecha del 13 de agosto de 2015, la CNH publicó los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

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, almacenamiento y distribución de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y otros hidrocarburos;
- actividades relacionadas con nuestras líneas de negocio, incluyendo la generación de electricidad;
- proyecciones y objetivos de inversión, ingresos y costos, compromisos; y
- liquidez y fuentes de financiamiento, incluyendo nuestra habilidad para continuar operando como negocio en marcha;
- alianzas estratégicas con otras empresas; y
- la monetización de ciertos activos.

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 dichas reservas exitosamente;
- 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;
- 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.