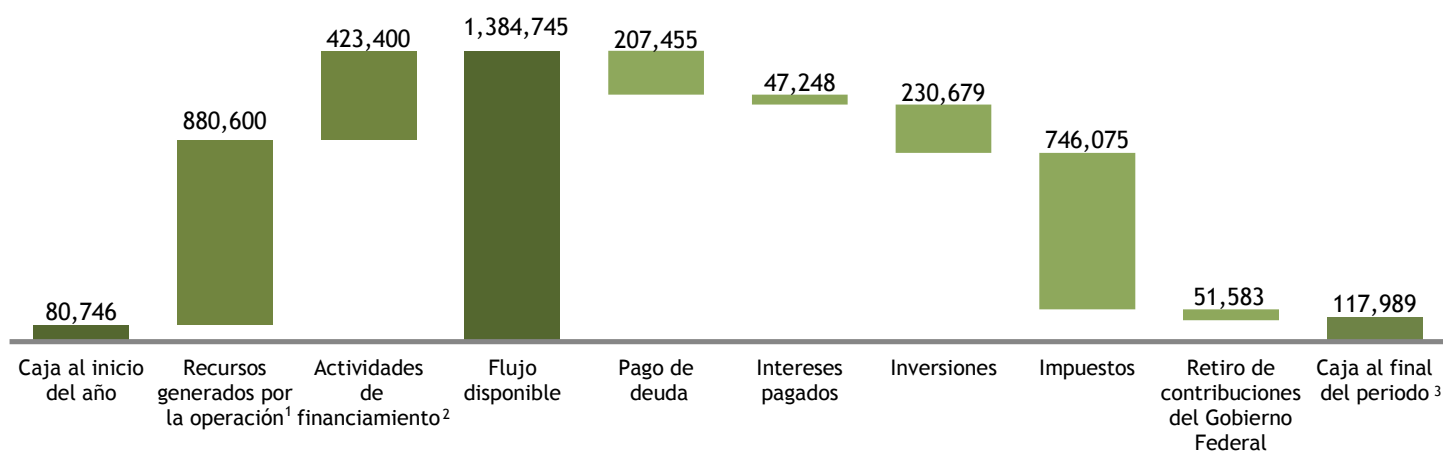


## Reporte de resultados de PEMEX<sup>1</sup> al 31 de diciembre de 2014<sup>2</sup>

Del 1 de octubre al 31 de diciembre	2013 (MXN miles de millones)	2014 (MXN miles de millones)	Variación	2014 (USD miles de millones)	Aspectos relevantes
Ventas totales	409.5	364.2	-11.1%	24.8	→ La producción total de hidrocarburos alcanzó 3.5 MMbpced, la producción de petróleo crudo disminuyó 6.5%.
Rendimiento de operación	136.5	93.1	-31.8	6.3	→ El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación disminuyó 27.9%, pasó de USD 92.05 a USD 66.33.
Rendimiento (pérdida) neta	(77.5)	(117.6)	-51.8%	(8.0)	→ El EBITDA se ubicó en MXN 155.8 mil millones (USD 10.6 mil millones).

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 diciembre de 2014  
(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 8,059 millones por gastos de exploración, inversión en acciones, dividendos cobrados e instrumentos financieros disponibles para la venta; y (ii) un efecto por MXN 8,225 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 dictaminados y operativos preliminares de 2014 y del cuarto trimestre dictaminados de 2014. PEMEX exhorta al lector a analizar este reporte acompañado de la información incluida en los anexos. Los anexos y documentos relevantes pueden descargarse en [www.pemex.com/rj](http://www.pemex.com/rj).

## 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			
	2013	2014	Variación		2013	2014	Variación	
<b>Explotación</b>								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,668	3,499	-4.6%	(169)	3,653	3,538	-3.1%	(115)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,566	2,404	-6.3%	(163)	2,564	2,473	-3.6%	(91)
Crudo (Mbd)	2,523	2,360	-6.5%	(164)	2,522	2,429	-3.7%	(93)
Condensados (Mbd)	43	44	2.4%	1	42	44	5.3%	2
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,416	6,568	2.4%	153	6,370	6,532	2.5%	162
<b>Transformación industrial</b>								
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,660	3,658	-0.1%	(2)	3,693	3,640	-1.4%	(53)
Líquidos del gas natural (Mbd)	364	356	-2.2%	(8)	362	364	0.6%	2
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,337	1,226	-8.3%	(112)	1,386	1,321	-4.7%	(65)
Petroquímicos (Mt)	1,291	1,200	-7.0%	(91)	5,456	5,251	-3.7%	(205)

(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.

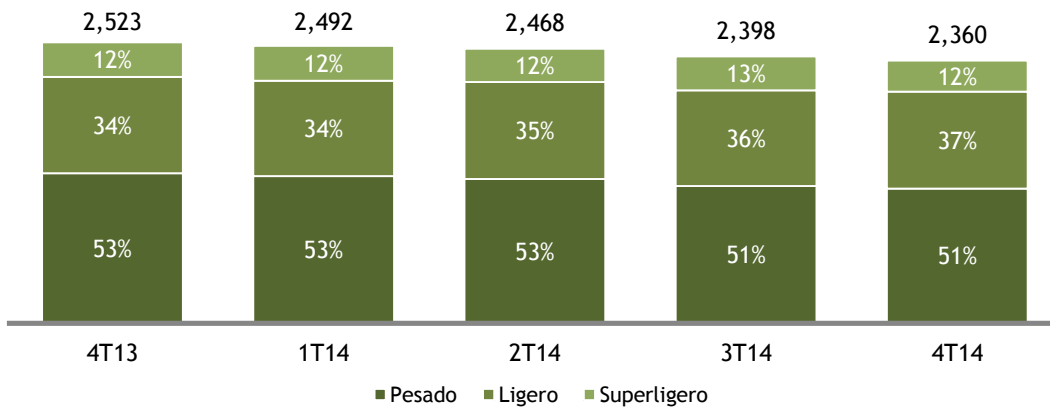
## Exploración y producción 4T14

**Producción de crudo** La producción de petróleo crudo promedió 2,360 Mbd, 6.5% inferior al promedio del cuarto trimestre de 2013. La diferencia fue resultado de:

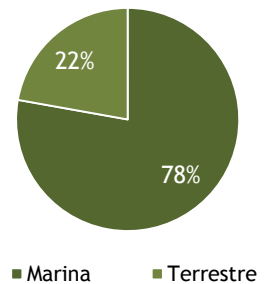
- una disminución de 10.2% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del activo Cantarell, de la Región Marina Noreste; y
- una disminución de 10.8%, o 34 Mbd en la producción de crudo 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 que el campo Xux, de la Región Marina Suroeste que comenzó a producir en junio 2014, al mes de diciembre aportó una producción promedio de 35.3 Mbd.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 0.9%, o 8 Mbd, en la producción de crudo ligero resultado, principalmente, del desarrollo de los campos Tsimin, Onel y Xanab de la Región Marina Suroeste y Kambesah de la Región Marina Noreste. Estos campos aportaron en conjunto un promedio de 186 Mbd durante el cuarto trimestre de 2014.

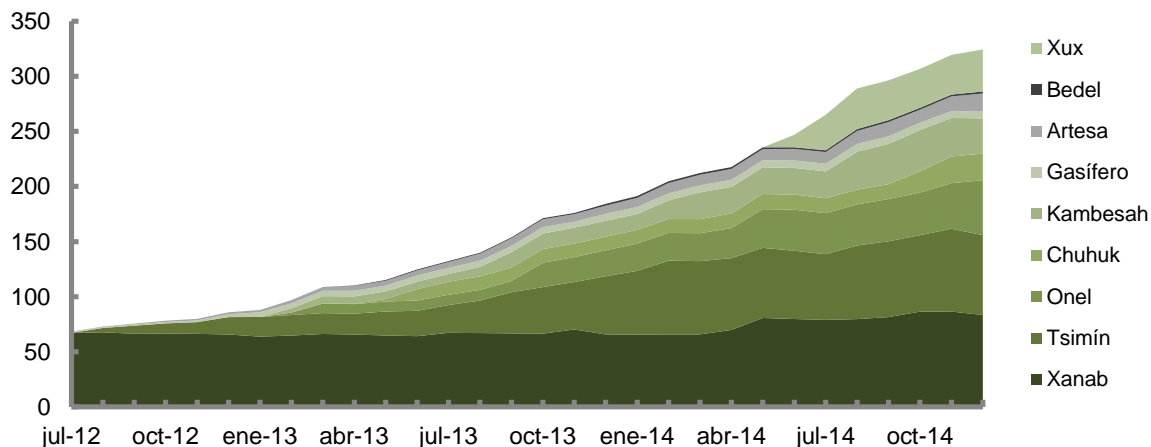
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 4T14



Producción de crudo por campo seleccionado (Mbd)



**Producción de gas natural**

La producción de gas natural durante el cuarto trimestre de 2014 incrementó 0.1%<sup>3</sup>, o 7 MMpcd, respecto al mismo periodo del 2013. Esto se debió a mayor producción de gas no asociado, en 10.1%, principalmente en el activo Burgos de la región Norte.

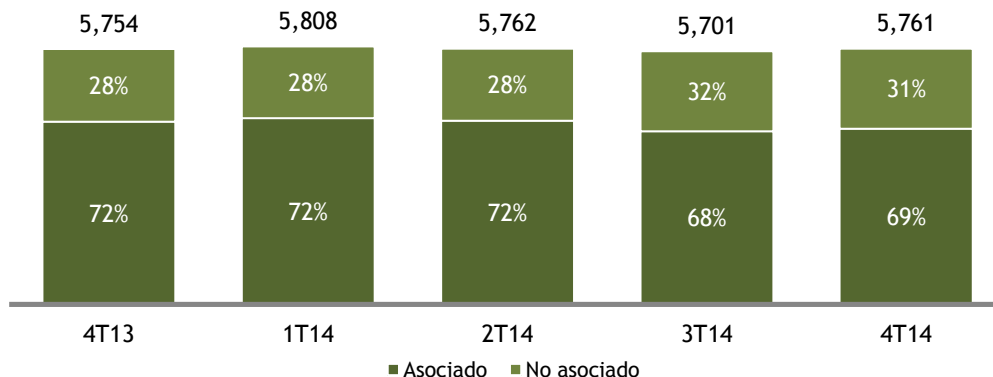
Por otra parte, la producción de gas asociado disminuyó 3.9% debido a:

- El avance del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados de los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna de la Región Sur.
- La declinación natural de campos del activo Abkatún-Pol Chuc de la Región Marina Suroeste.

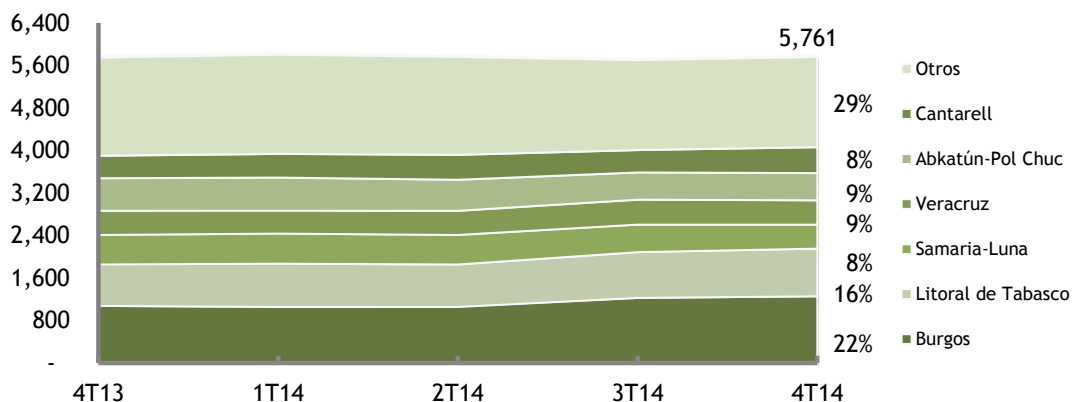
Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en la producción de gas asociado de 186 MMpcd en el activo Cantarell de la Región Marina Noreste.

<sup>3</sup> No incluye nitrógeno.

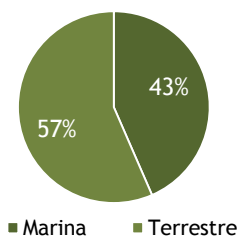
### Producción de gas natural (MMpcd)



### Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



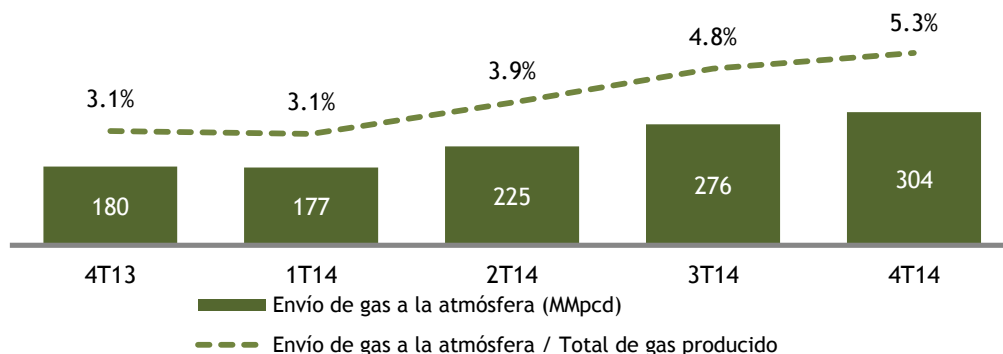
### Producción de gas natural por tipo de campo 4T14



### Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera aumentó 124 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, falta de equipos de relevo para turbocompresores de bombeo neumático y fallas en equipos de compresión en la Regiones Marinas.

### Envío de gas a la atmósfera

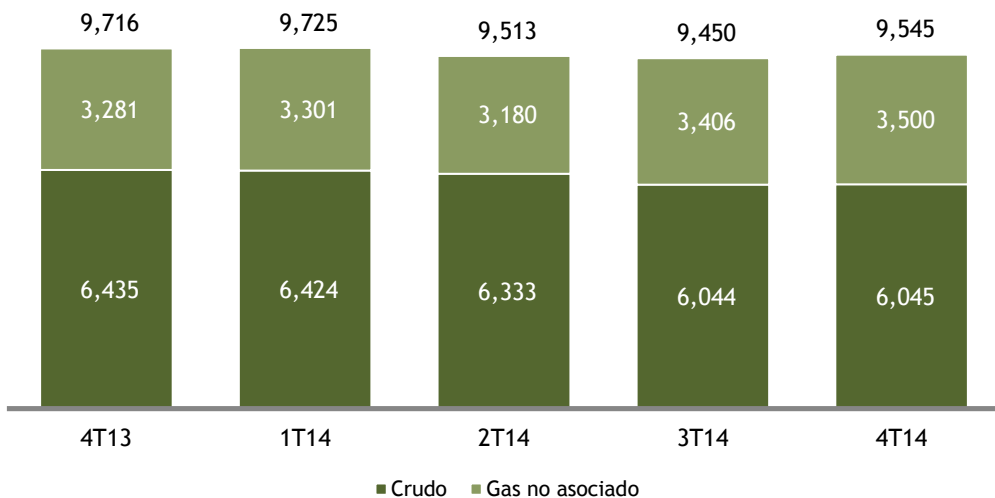


**Pozos en operación y terminación de pozos**

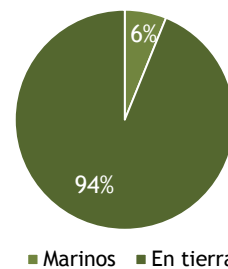
Durante el cuarto trimestre de 2014 el promedio de pozos en operación fue de 9,545, 1.8% inferior al del mismo periodo de 2013.

El número total de pozos terminados disminuyó 35.8%, de 187 a 120 pozos, debido a una menor terminación de pozos de desarrollo y de exploración. La disminución en pozos de desarrollo fue resultado de menor actividad programada en los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira de la Región Norte, así como en los activos Cinco Presidentes, Bellota-Jujo y Samaria-Luna de la Región Sur. Por otra parte, la disminución en pozos de exploración se debió a menor actividad en los activos Burgos de la Región Norte y Cuencas del Sureste Terrestre de la Región Sur.

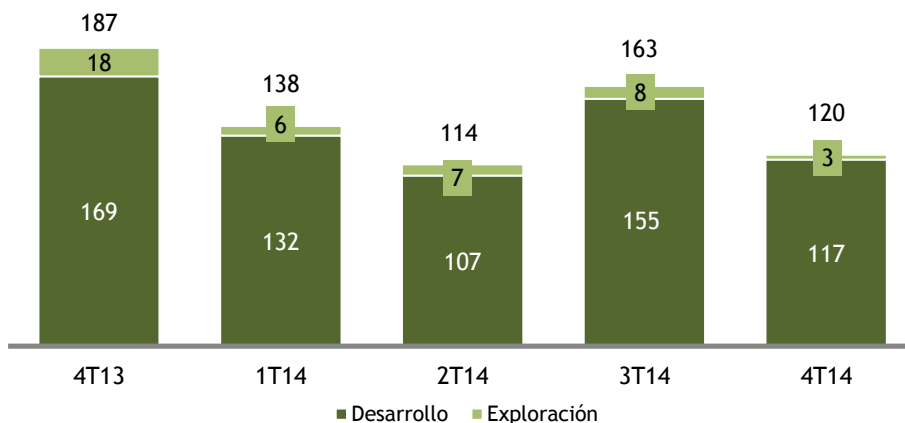
**Pozos promedio en operación**



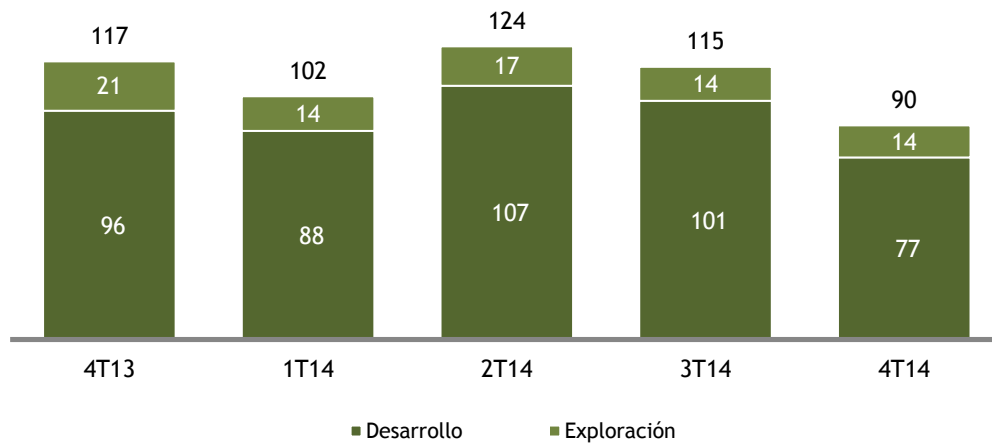
**Pozos promedio en operación por tipo de campo 4T14**



**Pozos terminados**



Equipos de perforación



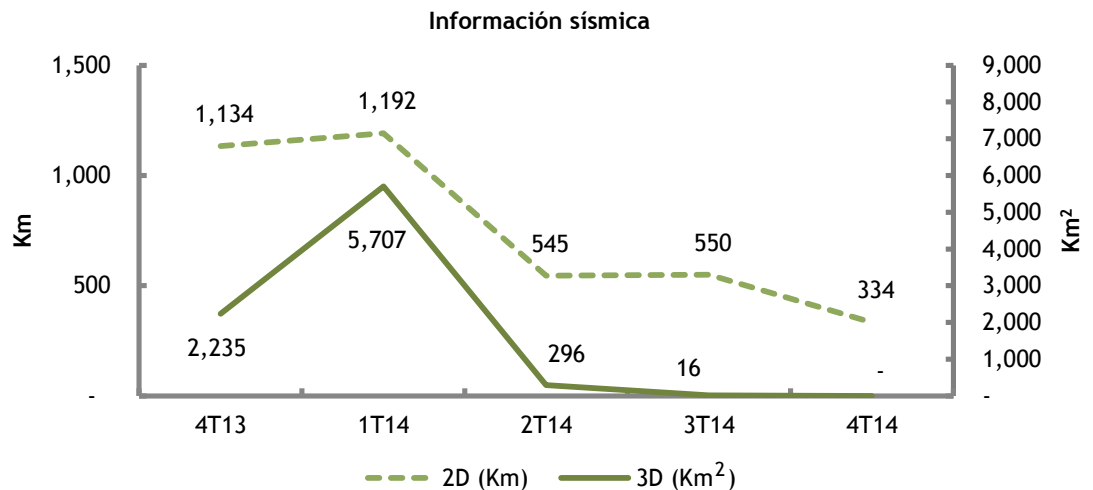
Equipos de perforación promedio por tipo 4T14



Información sísmica

Durante el cuarto trimestre de 2014, la obtención de información sísmica 2D fue de 334 km, la cual se enfocó en los estudios Sur de Burgos 2D y Marland 2D.

Durante el cuarto trimestre de 2014 no se obtuvo información sísmica 3D.



Descubrimientos

Durante el cuarto trimestre de 2014, el pozo Nat-1 aportó un mayor entendimiento sobre el

potencial productivo de las regiones gasíferas del Golfo de México profundo.

Por otro lado, el pozo Céfiro-1 corroboró la presencia de gas seco en lutitas, con lo que se amplió la certidumbre del potencial que existe en México en dichas formaciones.

PEMEX						
Principales descubrimientos						
2014						
Activo	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tirante de agua Metros	Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Burgos	Céfiro-1 (*)	Jurásico Superior Pimienta	0	12.0		Gas seco
	Santa Anita-501	Eoceno Medio Queen City	32	5.4		Gas húmedo
	Santa Anita-601	Eoceno Medio Queen City	48	5.3		Gas húmedo
	Tangram-1 (*)	Jurásico Superior Pimienta	0	10.9		Gas seco
Poza Rica-Altamira	Exploratus-1 (**)	Eoceno Inferior	0	0	2,558	Aceite ligero
Litoral de Tabasco	Tlacame-1	Mioceno Superior	4,004	2	23	Aceite pesado
	Nat-1 (**)	Mioceno Medio y Superior	480	12.4	2,633	Gas húmedo
	Hem-1 (**)	Mioceno Superior	0	0.0	2,600	Gas húmedo
Bellota Jujo	Santuario-401	Mioceno Medio e Inferior	576	0.4		Aceite ligero
	Arroyo Zanapa-201	Cretácico Medio y Superior	345	2.7		Aceite ligero
<b>Total</b>			<b>5,485</b>	<b>51.1</b>		

(\*) aceite-gas lutitas.

(\*\*) aguas profundas.

## Exploración y producción 2014

### Producción de crudo

En 2014, la producción de crudo se ubicó en 2,429 Mbd, 3.7% inferior ó 93 Mbd por debajo del promedio de 2013 debido a:

- menor producción de crudo pesado en 7.3%, 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; y
- menor producción de crudo superligero en 3.5%, derivada, principalmente, del incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijije y Sen del activo Samaria-Luna de la Región Sur, así como a la declinación natural de campos del proyecto Crudo Ligero Marino de la Región Marina Suroeste. Cabe destacar que el campo Xux, de la Región Marina Suroeste, que comenzó a producir en junio 2014, aportó al mes de diciembre una producción promedio de 35.3 Mbd.

Las diferencias anteriores fueron parcialmente compensadas por un incremento en la producción de crudo ligero de 2.0%, derivado de mayor producción en los campos Onel, y Chuhuk del activo Abkatún-Pol Chuc, Tsimin y Xanab del activo Litoral de Tabasco, Kambesah del activo Cantarell, así como Gasífero y Bedel del activo Veracruz. En conjunto, estos campos registraron un incremento en producción de aproximadamente 140 Mbd del 31 de diciembre de 2013 al 31 de diciembre de 2014.

Con el proyecto Tsimin-Xux se logró reducir los tiempos descubrimiento-entrada a producción de siete a tres y medio años. Este proyecto alcanzó su meta de producción de 100 Mbd de petróleo crudo cinco meses antes de la fecha programada.

<b>Gas natural</b>	<p>La producción de gas natural incrementó 1.4% alcanzando 5,758 MMpcd, lo cual se debió, principalmente, a mayor producción de gas asociado en 3.3% en los activos Ku-Maloob-Zaap y Cantarell de la Región Marina Noreste y Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste. En tanto que la producción de gas no asociado disminuyó 2.9% derivado de la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz de la Región Norte.</p>
<b>Aprovechamiento de gas</b>	<p>El envío de gas a la atmósfera incrementó en 122 MMpcd debido a:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• operaciones de mantenimiento y paros no programados en equipos de compresión en regiones marinas;</li><li>• presencia de adversidades climatológicas que ocasionaron el retraso en la ejecución de mantenimientos en los tiempos establecidos; y</li><li>• limitaciones en la capacidad para el manejo y transporte de gas.</li></ul> <p>En este contexto, el aprovechamiento de gas en 2014 fue de 95.7%.</p>
<b>Pozos en operación y terminación de pozos</b>	<p>En 2014 el promedio de pozos en operación fue de 9,558, 2.8% inferior al promedio de 2013.</p> <p>El número total de pozos terminados disminuyó 35.0%, de 823 a 535 pozos, debido a una menor terminación de pozos de desarrollo y de exploración. La disminución en pozos de desarrollo fue resultado de menor actividad programada en los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira de la Región Norte, así como en los activos Cinco Presidentes, Bellota-Jujo y Samaria-Luna de la Región Sur. Por otra parte, la disminución en pozos de exploración se debió, principalmente, a menor actividad en los activos Burgos de la Región Norte y Cuencas del Sureste Terrestre de la Región Sur.</p>
<b>Información sísmica</b>	<p>La obtención de información sísmica 2D se enfocó en los estudios Zapatero-Pénjamo (crudo, gas y condensados en la Plataforma de Yucatán), Sur de Burgos (formaciones no convencionales), Loma Bonita (crudo en la cuenca de Veracruz) y Salsomera (formaciones subsalinas en la cuenca de Veracruz). Asimismo, se adquirió información sísmica de desarrollo, del estudio Marland 2D, correspondiente al proyecto Reingeniería de Recuperación Secundaria Tamaulipas-Constitución.</p> <p>La información sísmica 3D en 2014, se enfocó en los estudios Jaltepec (crudo en la cuenca de Veracruz), Anhelido (formaciones no convencionales), y Centauro 3D WAZ (Cinturón Subsalino), en áreas con presencia de sal y alta complejidad, al sur del Cinturón Subsalino. Asimismo, se adquirió información sísmica de desarrollo del estudio Ku-Maloob-Zaap 3D-3C.</p>
<b>Descubrimientos</b>	<p>En el transcurso de 2014 Pemex continuó enfocando esfuerzos exploratorios en:</p> <ol style="list-style-type: none"><li><b>Cuencas del Sureste:</b><ul style="list-style-type: none"><li>– Con la finalidad de obtener un mayor entendimiento del potencial petrolero en las Cuencas del Sureste, se perforaron los pozos Tlacame-1 (crudo pesado), Santuario-401 (crudo ligero) y Arroyo Zanapa-201 (crudo ligero).</li></ul></li><li><b>Aguas profundas</b><ul style="list-style-type: none"><li>– En aguas profundas, en el Cinturón Plegado Perdido, se perforó el pozo Exploratus-1 cuyos registros fueron favorables, corroborando el potencial petrolero en dicha región. Asimismo, con los pozos Nat-1 y Hem-1 se continúa cuantificando el potencial de la provincia gasífera en el Cinturón Plegado Catemaco.</li></ul></li><li><b>Recursos en lutitas</b><ul style="list-style-type: none"><li>– En la Cuenca de Burgos, se perforó en formaciones convencionales los pozos</li></ul></li></ol>



Santa Anita 501 y 601 los cuales obtuvieron producciones iniciales de más de 5 MMpcd de gas húmedo cada uno. Por otra parte, los pozos Céfiro-1 y Tangram-1 ayudaron a ampliar el entendimiento de formaciones no convencionales el noreste del país, específicamente Eagle Ford, y su potencial petrolero.

### Proyectos de Exploración y Producción

**Plataforma de compresión en Tsimin-Xux** El 25 de noviembre de 2014 Petróleos Mexicanos instaló la plataforma de compresión CA-Litoral-A en el proyecto de desarrollo Tsimin-Xux; será la primera plataforma en el Golfo de México colocada con el método *float over*.

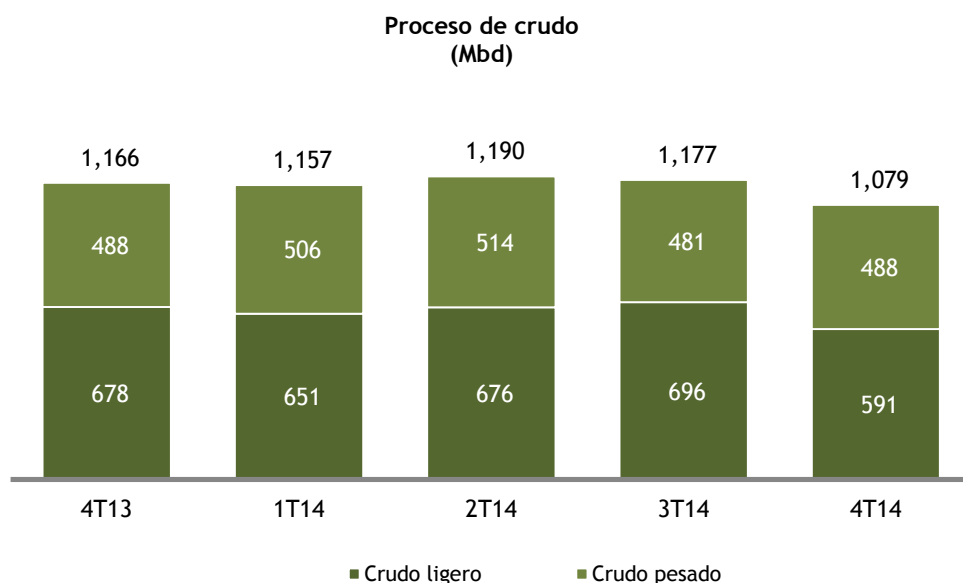
La plataforma de compresión CA-Litoral A tiene una capacidad de separación de 200 Mbd de crudo y 600 MMpcd de gas; fue construida por Dragados Offshore de México en patios mexicanos; tiene una altura de 53 m y pesa más de 14 Mt; es de tipo octápodo. Esta plataforma está conformada por tres módulos turbocompresores de alta presión, dos plantas de deshidratación de gas de alta presión, tres turbogeneradores, dos plantas de endulzamiento de gas amargo, un quemador de gas elevado de alta presión, un motogenerador de emergencia, e instalaciones de servicios auxiliares.

### Transformación industrial 4T14

**Proceso de crudo** Durante el cuarto trimestre de 2014, el proceso total de petróleo crudo disminuyó 7.4% 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.

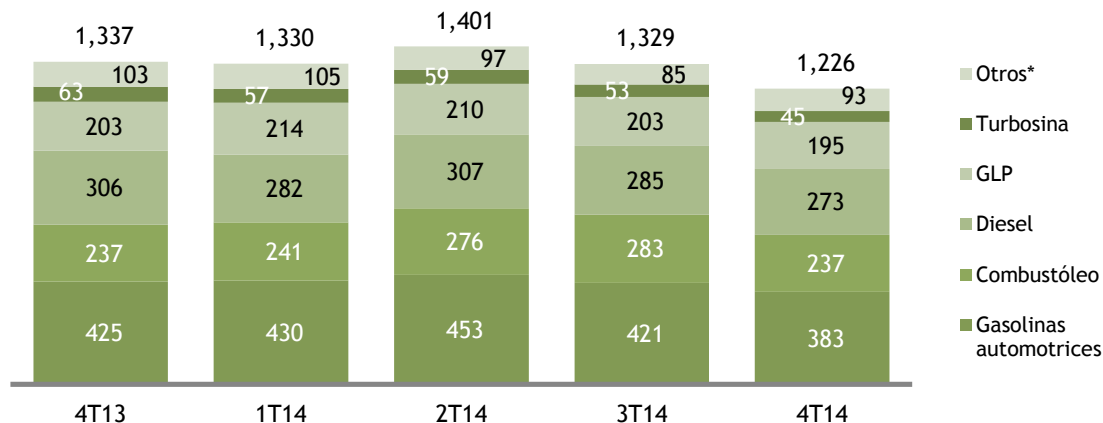
La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) aumentó 3.3 puntos porcentuales, en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de gasolinas y diésel.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 7 puntos porcentuales debido a los mantenimientos, rehabilitaciones y situaciones operativas antes mencionadas.



**Producción de petrolíferos** La producción total de petrolíferos disminuyó 8.3%, derivado de la disminución en el proceso de crudo.

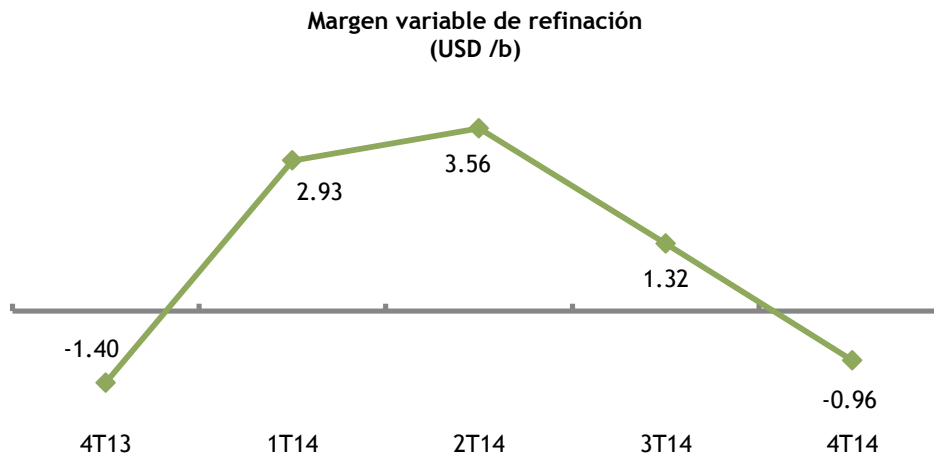
**Producción de petrolíferos (Mbd)**



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

**Margen variable de refinación**

El margen variable de refinación incrementó USD 0.44 por barril, a un margen de USD (0.96) por barril, debido a mejores condiciones de mercado y rendimientos de destilados obtenidos en el SNR, a pesar de una disminución en el valor de inventarios como consecuencia de menores precios del crudo.

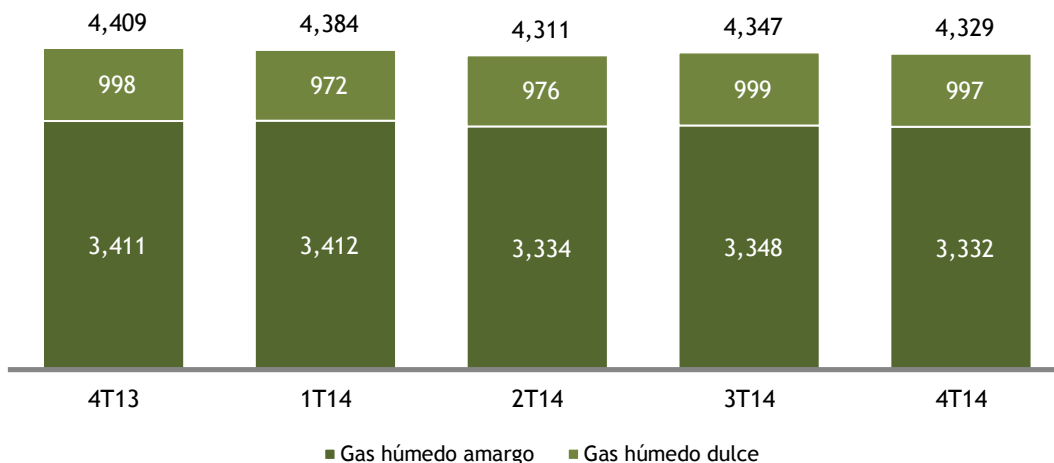


**Proceso y producción de gas**

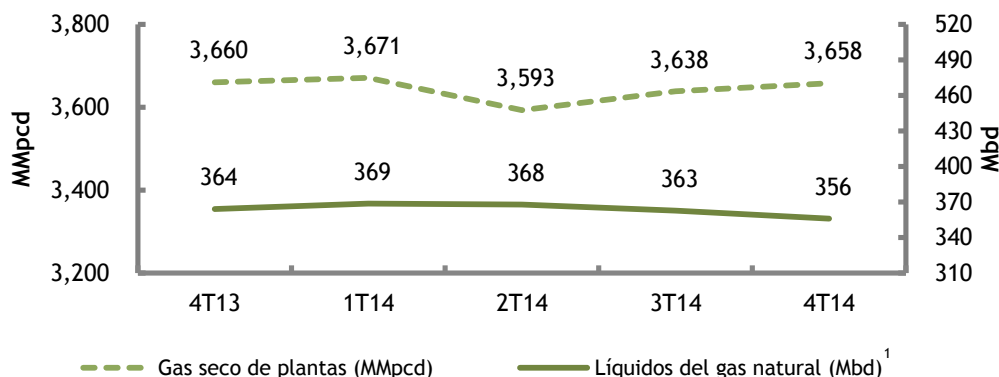
El proceso de gas natural fue 1.8% inferior al del mismo periodo de 2013, derivado de menor oferta de gas húmedo amargo, tanto de regiones marinas como de regiones terrestres. Derivado de lo anterior, la producción de gas seco y la de líquidos del gas natural fue inferior en 0.1% y 2.2%, respectivamente, en comparación con el mismo trimestre de 2013.

El proceso de condensados fue 2.3% superior al del mismo trimestre de 2013 debido a mayor entrega de condensados en la Región Norte.

**Proceso de gas (MMpcd)**



Producción de gas y líquidos del gas



(1) Incluye el proceso de condensados.

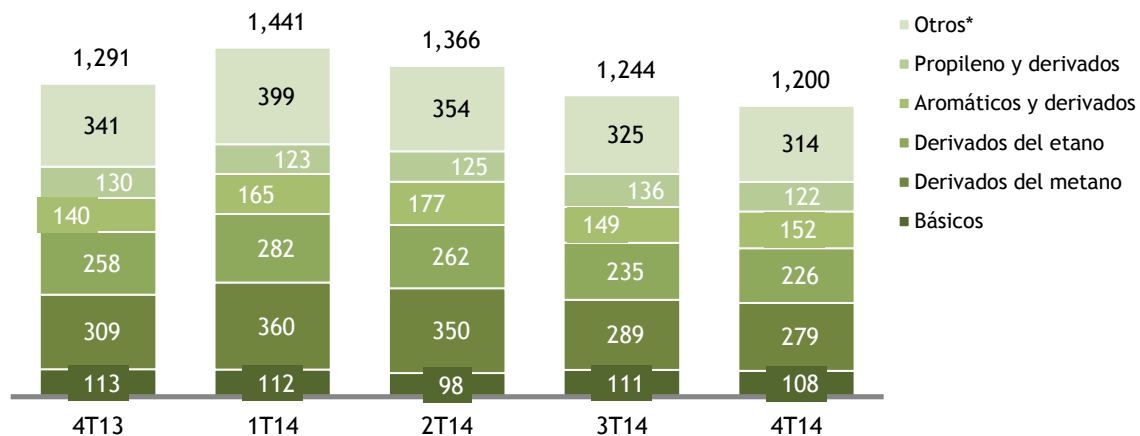
**Producción de petroquímicos**

La elaboración de petroquímicos disminuyó 7.0%, o 91 Mt, respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a:

- una disminución de 32 Mt en la cadena de derivados del etano, debido a mantenimientos programados que se llevaron a cabo en 2014, lo cual derivó en menor producción de polietilenos y óxido de etileno;
- una reducción de 29 Mt en la cadena de derivados del metano, resultado de menor producción de anhídrido carbónico, por una reducción en la demanda de urea, así como por mantenimientos programados en la planta de metanol; y
- una disminución de 28 Mt en otros petroquímicos debido a menor producción de gasolina amorfa, nafta pesada y azufre, como consecuencia de mantenimientos preventivos de la planta CCR (de Regeneración Catalítica Continua, o *Continuous Catalytic Regeneration*).

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la cadena de aromáticos y derivados de 11 Mt debido, principalmente, a mayor producción de xilenos y estireno.

**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.

**Transformación industrial 2014**

**Proceso de crudo**

En 2014, el proceso total de petróleo crudo fue de 1,155 Mbd, 5.6% inferior al proceso registrado en 2013. Lo anterior fue resultado de 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 total de crudo del Sistema Nacional de Refinación fue 43.2%, en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de gasolina y diésel.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró una disminución de 4.0 puntos porcentuales, respecto al 2013, ubicándose en 69.1%, debido a los mantenimientos y rehabilitaciones antes mencionados.

**Producción de petrolíferos**

En 2014, derivado del menor proceso de crudo, la producción total de petrolíferos disminuyó 4.7%.

**Margen variable de refinación**

Al cierre de 2014, el margen variable de refinación aumentó a USD 1.76 por barril, de USD (1.84) por barril al cierre de 2013, lo que se debió, esencialmente, a mejores condiciones de precios internacionales de crudo y productos refinados, así como al mayor rendimiento de gasolinas y al procesamiento de una dieta de crudo más pesada.

**Proceso de gas natural y producción de gas seco y líquidos del gas**

En 2014, el proceso de gas natural fue 1.4% menor respecto al 2013, como resultado de una menor oferta de gas húmedo dulce proveniente del activo Burgos.

Por otra parte, el proceso de condensados fue mayor en 5% debido a la mayor oferta de condensados dulces de la Región Norte.

Como consecuencia de lo anterior, la producción de gas seco disminuyó 1.4%, o 53 MMpcd, en tanto que la producción de líquidos del gas natural aumentó en 0.6% debido a mayor oferta de gas húmedo amargo de las regiones marinas.

**Producción de**

La elaboración total de petroquímicos, disminuyó 3.7% respecto al 2013, ubicándose en 5,251 Mt.

**petroquímicos**

Esto se debió a:

- un descenso de 143 Mt en la cadena de derivados del etano, debido a que a partir del 12 de septiembre de 2013 la producción del Complejo Petroquímico Pajaritos se transfirió a la Coinversión entre Pemex-Petroquímica y la Compañía “Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.”, por lo que la producción de cloruro de vinilo y ácido muriático dejaron de ser parte del registro. Por otra parte, se redujo la producción de polietilenos de alta y baja densidad, debido a paros operativos no programados;
- un descenso de 71 Mt en la cadena de derivados del metano, debido, principalmente, a menor producción de amoníaco como resultado de problemas operativos, reparaciones y obsolescencia de plantas, así como a menor producción de anhídrido carbónico por menor demanda de urea; y
- un descenso de 100 Mt en la producción de otros petroquímicos, debido a menor producción de azufre y gasolina amorfa.

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- un aumento de 99 Mt en la cadena de aromáticos debido al proceso de estabilización de la unidad CCR (de Regeneración Catalítica Continua, o Continuous Catalytic Regeneration) y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el complejo La Cangrejera; y
- un incremento de 61 Mt en la cadena de propileno y derivados debido a mayor disponibilidad de propileno así como a la estabilización de la planta productiva de acrilonitrilo.

**Proyectos de Transformación industrial****Los Ramones**

El 2 de diciembre de 2014 inició la fase I del proyecto de transporte de gas natural Los Ramones, el cual permitirá importar hasta 2.1 MMMpcd de gas natural. La fase I va de Agua Dulce, Texas, en la frontera con Tamaulipas, hasta Los Ramones, Nuevo León.

El proyecto Los Ramones, en sus dos fases, comprende una inversión estimada de USD 2.5 mil millones y una longitud de 1,021 km desde Agua Dulce, Texas, hasta Apaseo el Alto, Guanajuato.

**Corredor Interoceánico**

El 2 de enero de 2015 se puso en marcha la primera etapa de un sistema de transporte, denominado “Corredor Interoceánico”, que permite que el tiempo de transporte entre el Golfo de México y el Pacífico se reduzca de 16 a 7 días. El sistema, con una inversión total estimada de USD 1.4 mil millones, contempla tanto la rehabilitación de infraestructura existente como la construcción de nueva infraestructura. A continuación se describen las principales características del proyecto:

- Ductos de gas natural y GLP entre la terminal marítima de Pajaritos, en Coatzacoalcos, Veracruz, y la refinería de Salina Cruz, Oaxaca.
  - Actualmente se cuenta con tres estaciones de compresión y un gasoducto de 12” con capacidad de 90 MMpcd de gas natural.
  - La disponibilidad de gas natural en la refinería de Salina Cruz permitirá reemplazar el uso de 4.38 MMb anuales de combustóleo por gas natural, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono en 450 Mt anuales y las de óxidos de azufre en 50 Mt anuales.
- Modernización de la terminal marítima de Salina Cruz.
  - La modernización de la terminal marítima Salina Cruz permitió reanudar las exportaciones de petróleo crudo a Asia, Norte y Sudamérica sin la necesidad de cruzar el Canal de Panamá.

**GNL en la costa del**

El 5 de noviembre de 2014 Petróleos Mexicanos presentó el proyecto de desarrollo de

**Pacífico** instalaciones de licuefacción de gas natural en la costa del Pacífico, las cuales requerirán una inversión aproximada de USD 6.0 mil millones. Para su realización se establecerán alianzas con socios que aporten excelencia operativa y capital financiero.

Este proyecto constituye la segunda fase del Corredor Interoceánico. El objetivo es transportar, a través del Istmo de Tehuantepec, el gas natural que se produce en el Golfo de México para su procesamiento y exportación a Asia y Oceanía.

El inicio de operación se estima para 2020. A partir de noviembre de 2014 se han realizado estudios técnicos, económicos y de infraestructura para determinar la ubicación idónea.

**Franquicias** El número de estaciones de servicio registradas al 31 de diciembre de 2014 fue de 10,830; 414 más de las existentes al 31 de diciembre de 2013.

**Intercambio de crudo** El 8 de enero de 2015 PEMEX anunció que en 2014 presentó una propuesta de intercambio de petróleo a la Oficina de Industria y Seguridad del Departamento de Comercio de los Estados Unidos. Mediante esta propuesta de intercambio PEMEX importaría hasta 100 Mbd de crudo ligero y condensados para mezclarlos con producción nacional, y así mejorar el proceso de refinación de las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz. Por otro lado, PEMEX exportaría crudo pesado que puede ser refinado en las refinerías estadounidenses que cuentan con plantas de coquización. Las negociaciones relacionadas con esta propuesta de intercambio aún continúan.

La exportación de crudo involucrada en el intercambio no representa un compromiso adicional a lo que ya se exporta a los Estados Unidos.

La mejora del proceso de refinación de PEMEX se reflejará en:

- i. mayor producción de gasolina y diésel; y menor producción de combustóleo y de petrolíferos con alto contenido de azufre; y
- ii. mejor utilización de la capacidad instalada.

**Reconfiguración de Tula y construcción TAR**

El 3 de diciembre de 2014 se anunció:

- el arranque de la reconfiguración de la refinería de Tula, la cual tendrá una inversión estimada de USD 4.6 mil millones; al concluir la reconfiguración se estima producir 173 Mbd de gasolinas de ultra bajo azufre (UBA), 104 Mbd de diésel UBA y 21 Mbd de turbosina; y
- la construcción de una nueva terminal de almacenamiento y reparto (TAR), la cual tendrá una inversión estimada de USD 1.2 mil millones; la TAR está ubicada en un terreno de 113 hectáreas contiguo a la refinería.

Como se describirá más adelante, estos proyectos han sido diferidos de acuerdo al ajuste presupuestal del 2015.

**Cogeneración en Tula y Cadereyta**

El 27 de octubre de 2014 PEMEX firmó memorándum de entendimiento para constituir sociedades destinadas a la ejecución conjunta proyectos de cogeneración. A continuación se describen las principales características de estos proyectos:

Contraparte	Refinería	Capacidad de generación de:		Inicio estimado de operación comercial	Inversión estimada (USD millones)
		Energía eléctrica	Vapor		
Consorcio Hermes-Atco Mitsui	Tula	638 MW	1,247 Th	Segundo semestre de 2017	820
	Cadereyta	380 MW	760 Th		590

Th = Toneladas hora, MW = Mega Watt

**Almacenamiento subterráneo de GLP**

El 15 de diciembre de 2014 Cydsa y Petróleos Mexicanos firmaron un contrato para almacenamiento subterráneo de GLP en Coatzacoalcos, Veracruz. El almacenamiento se

realizará en una caverna salina con capacidad de 1.8 MMb.

El proyecto, primero en su tipo en América Latina, incluye además la construcción de infraestructura superficial para manejo y transporte con capacidad de 120 Mbd. La inversión total estimada es de USD 130 millones y se espera que inicie operación comercial en 2016.

#### Camargo

El 9 de diciembre de 2014 inició la rehabilitación de la planta de amoniaco de la Unidad Petroquímica Camargo, en Chihuahua, la cual ha estado inactiva por 12 años. Se estima que, con una inversión de USD 35.0 millones, reinicie operaciones en el primer semestre de 2016 y produzca 132 Mt anuales de amoniaco.

Adicionalmente se invertirán USD 60.0 millones para la instalación de una nueva estación de compresión de gas natural.

#### Fertilizantes

El 9 de diciembre de 2014 PEMEX dio a conocer las siguientes iniciativas en relación con la cadena amoniaco-fertilizantes:

- recuperar la capacidad de producción de 2 MMT de amoniaco en 2016 mediante cinco plantas;
- integrar la cadena gas-amoniaco-fertilizantes; y
- crear una empresa productiva subsidiaria, la cual podrá ser posteriormente convertida en empresa filial, para producir y comercializar fertilizantes.

#### Seguridad Industrial

##### Índice de frecuencia<sup>4</sup>

Del 1° de octubre al 31 de diciembre de 2014, el índice de frecuencia acumulado para el personal de PEMEX, se ubicó en 0.34 accidentes con lesiones incapacitantes por millones de hora - hombre (MMhh). Esta cifra disminuyó un 12.5% respecto al mismo periodo del 2013 y es 15% menor 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 cuarto trimestre del 2014, el índice de gravedad acumulado de lesiones se ubicó en 30 días perdidos por MMhh, cifra 7.0% menor a la registrada en el mismo periodo de 2013.

Las causas de este comportamiento, obedecen a la disminución de accidentes en los Organismos Subsidiarios, con una contribución del 50% en Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 38% en Pemex-Refinación, 31% en Pemex-Exploración y Producción y 27% en Pemex-Petroquímica.

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

##### Coalición de Clima y Aire Limpio

El 10 de noviembre de 2014, Pemex se incorporó a la Alianza de Petróleo y Gas de la Coalición de Clima y Aire Limpio (CCAC, por sus siglas en inglés), del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Dicha alianza busca fortalecer medidas para reducir emisiones de metano y la quema de gas mediante la aplicación de tecnologías más eficientes y mejores prácticas operativas.

<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.

**NAMA Sector de Petróleo y Gas de México**

En noviembre de 2014 la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) incorporó en el Registro Nacional Voluntario del Desarrollo del programa de Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMA por sus siglas en inglés) el programa NAMA-Sector de Petróleo y Gas de México, elaborado conjuntamente por Pemex y la entidad del gobierno canadiense Environment Canada. El potencial estimado de mitigación de este programa es de aproximadamente 13 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año.

**Emisiones de óxidos de azufre**

Durante el cuarto trimestre del 2014, las emisiones de óxidos de azufre aumentaron 13.1% con respecto al mismo periodo del 2013, debido a las emisiones que se presentaron en Pemex-Exploración y Producción derivadas de la declinación de pozos que utilizan nitrógeno para mejorar su producción. Esto, por la generación de altos volúmenes de gas amargo que se envían a quema en la RMNO; así como en el Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8 de la Subdirección de Distribución y Comercialización-RMNE, en particular, el Quemador CB-7753A. Adicionalmente, la salida por mantenimiento de una planta de recuperación de azufre en PGPB, en noviembre de 2014, incrementó dichas emisiones.

**Reuso de agua**

El reuso de agua disminuyó 13.1% con respecto al cuarto trimestre de 2013 debido, principalmente, al menor porcentaje de utilización de las plantas de tratamiento de aguas residuales y de aguas negras del Sistema Nacional de Refinación.

**Acciones para combatir el mercado ilícito de combustibles**

**Estrategia de transporte por ductos**

Con el propósito de combatir el mercado ilícito de combustibles, PEMEX transportará por ductos exclusivamente gasolinas y diésel aún no terminados, y no aptos para uso en vehículos y plantas industriales. La mezcla o proceso final de gasolinas y diésel se realizará en las terminales de almacenamiento y reparto de PEMEX en el país, previo a su entrega.



## Resultados financieros

Durante el 2014, especialmente en el cuarto trimestre, los resultados de PEMEX se vieron afectados de manera significativa por variables ajenas a la operación de la empresa: la depreciación del peso mexicano respecto al dólar de E.E.U.U. y la disminución en las tasas de interés de los bonos emitidos por el Gobierno Federal Mexicano, los llamados bonos M. La primera tiene un efecto muy importante en los estados de resultados por la actualización del valor de la deuda financiera. La segunda afecta directamente la tasa de descuento de la Reserva para beneficios a empleados y, por lo tanto, el costo neto asociado a ésta en el estado de resultados.

PEMEX  
Estado de resultados consolidado

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de				Del 1 de enero al 31 de diciembre de					
	2013	2014	Variación	2014	2013	2014	Variación	2014		
	(MXN millones)				(USD millones)	(MXN millones)				
Ventas totales	409,494	364,190	-11.1%	(45,304)	24,745	1,608,205	1,586,728	-1.3%	(21,477)	107,809
En México	231,610	229,288	-1.0%	(2,322)	15,579	910,188	944,998	3.8%	34,810	64,207
De exportación	174,959	130,046	-25.7%	(44,913)	8,836	687,678	630,291	-8.3%	(57,386)	42,825
Ingresos por servicios	2,925	4,856	66.0%	1,931	330	10,339	11,439	10.6%	1,099	777
Costo de ventas	249,223	241,933	-2.9%	(7,290)	16,438	839,615	865,280	3.1%	25,665	58,791
Rendimiento bruto	160,271	122,257	-23.7%	(38,014)	8,307	768,589	721,447	-6.1%	(47,142)	49,018
Otros ingresos (gastos)	9,475	11,819	24.7%	2,344	803	90,136	37,552	-58.3%	(52,583)	2,551
IEPS devengado	15,142	2,415	-84.0%	(12,726)	164	94,466	43,109	-54.4%	(51,357)	2,929
Otros	(5,667)	9,403	265.9%	15,070	639	(4,330)	(5,556)	-28.3%	(1,226)	(378)
Gastos de distribución, transportación y venta	8,717	9,028	3.6%	310	613	32,448	32,183	-0.8%	(266)	2,187
Gastos de administración	24,548	31,913	30.0%	7,365	2,168	98,654	111,337	12.9%	12,683	7,565
Rendimiento de operación	136,481	93,135	-31.8%	(43,346)	6,328	727,622	615,480	-15.4%	(112,142)	41,818
Intereses a cargo	(11,357)	(17,792)	-56.7%	(6,436)	(1,209)	(39,586)	(51,559)	-30.2%	(11,973)	(3,503)
Intereses a favor	6,982	1,242	-82.2%	(5,741)	84	8,736	3,014	-65.5%	(5,722)	205
Rendimiento (costo) por derivados financieros	135	(3,794)	-2904.7%	(3,930)	(258)	1,311	(9,439)	-820.0%	(10,750)	(641)
Utilidad (pérdida) en cambios	(4,254)	(67,494)	-1486.5%	(63,240)	(4,586)	(3,951)	(76,999)	-1848.6%	(73,048)	(5,232)
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	861	(1,871)	-317.2%	(2,732)	(127)	707	34	-95.1%	(672)	2
Rendimiento antes de impuestos y derechos	128,848	3,426	-97.3%	(125,423)	233	694,838	480,532	-30.8%	(214,306)	32,649
Impuestos y derechos	206,323	121,002	-41.4%	(85,320)	8,221	864,896	746,075	-13.7%	(118,821)	50,691
Derechos sobre extracción de petróleo	204,815	140,526	-31.4%	(64,289)	9,548	856,979	760,628	-11.2%	(96,351)	51,680
Impuesto a los rendimientos petroleros	1,731	2,159	24.8%	428	147	3,604	5,087	41.1%	1,483	346
Impuesto sobre la renta y otros	(223)	(21,683)	-9619.3%	(21,460)	(1,473)	4,313	(19,640)	-555.3%	(23,953)	(1,334)
Rendimiento (pérdida) neto	(77,474)	(117,577)	-51.8%	(40,102)	(7,989)	(170,058)	(265,543)	-56.1%	(95,485)	(18,042)
Otros resultados integrales	251,113	(268,030)	-206.7%	(519,143)	(18,211)	254,270	(265,348)	-204.4%	(519,618)	(18,029)
Inversiones disponibles para la venta	1,116	(1,550)	-238.9%	(2,667)	(105)	4,453	(765)	-117.2%	(5,219)	(52)
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios	247,376	(275,964)	-211.6%	(523,340)	(18,750)	247,376	(275,946)	-211.5%	(523,322)	(18,749)
Efecto por conversión	2,621	9,485	261.9%	6,864	644	2,441	11,364	365.6%	8,923	772
Utilidad (pérdida) integral	173,639	(385,606)	-322.1%	(559,245)	(26,200)	84,212	(530,891)	-730.4%	(615,103)	(36,071)

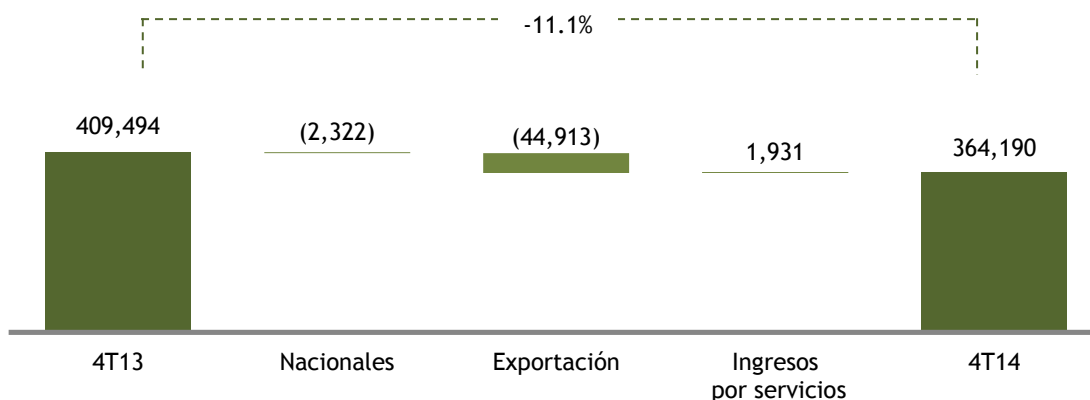
Estado de resultados del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2014

Ventas

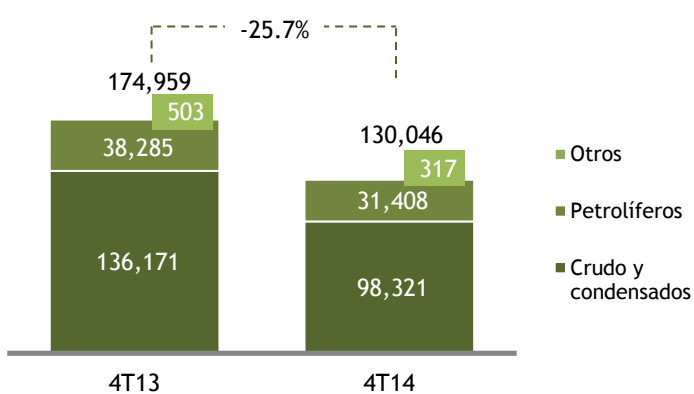
Las ventas totales durante el cuarto trimestre de 2014 disminuyeron 11.1%, o MXN 45.3 mil millones, en comparación con las registradas en el mismo trimestre del 2013. Esto se debió principalmente a:

- una reducción de 25.7%, o MXN 45.0 mil millones en las exportaciones, principalmente debido a una disminución de 27.8%, o MXN 37.9 mil millones, en las exportaciones de crudo y condensados. El precio del crudo disminuyó 27.9%, al pasar de un promedio de USD 92.05 por barril en el cuarto trimestre de 2013 a USD 66.33 por barril en el mismo periodo de 2014. Asimismo, el volumen exportado disminuyó 2.7%, al pasar de 1,234 Mbd a 1,201 Mbd; y
- una reducción de 6.9%, o MXN 12.2 mil millones en las ventas de gasolinas y diésel en México netas de IEPS<sup>6</sup>. El efecto precio de esta reducción fue de MXN (12.7) mil millones y el efecto volumen fue de MXN 0.5 mil millones.

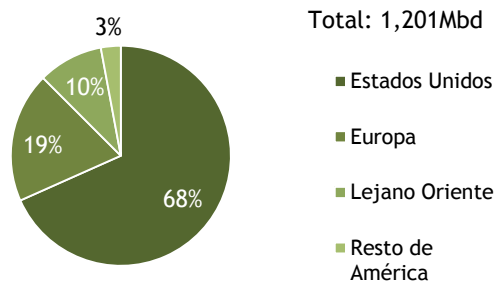
Evolución de las ventas (MXN millones)



Exportaciones (MXN millones)

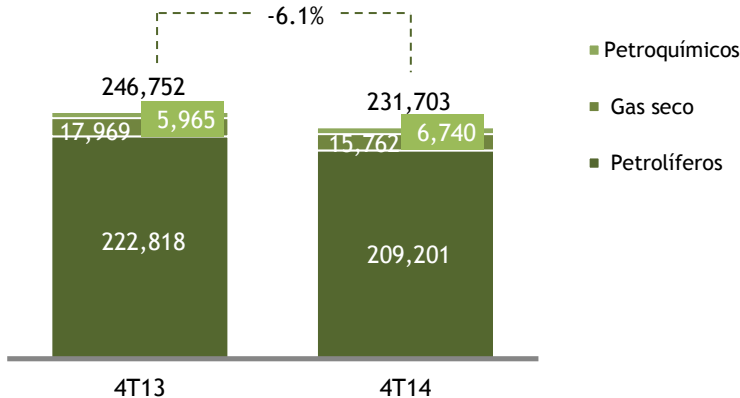


Exportaciones de crudo por destino geográfico 4T14

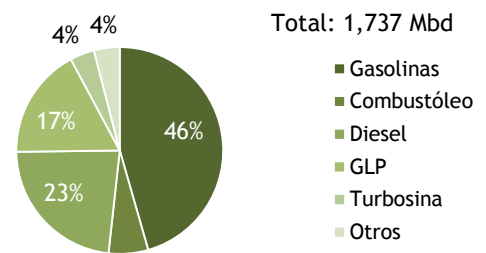


<sup>6</sup> IEPS se refiere al Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.

Ventas en México netas de IEPS (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México 4T14



**Rendimiento bruto y de operación**

El rendimiento bruto disminuyó 23.7%, o MXN 38.0 mil millones, debido principalmente a:

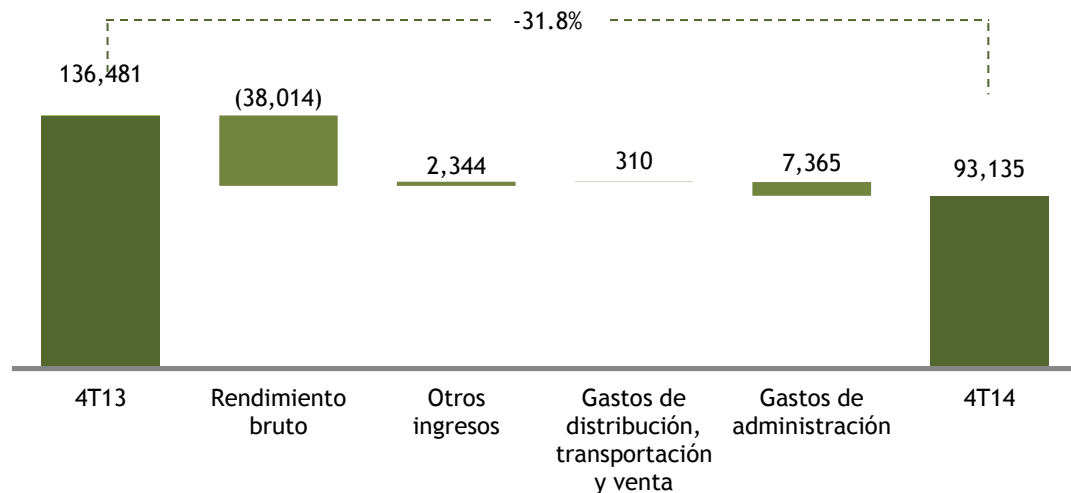
- una reducción de MXN 45.3 mil millones en las ventas totales; y
- una reducción de MXN 7.3 mil millones en el costo de ventas, generado tanto por la entrada en operación de la refinería de Deer Park como por un incremento de 19.6% en el volumen de compra de productos para reventa.

Adicionalmente el rendimiento de operación disminuyó 31.8%, o MXN 43.3 mil millones, ubicándose en MXN 93.1 mil millones debido principalmente a un mayor costo neto del periodo de beneficios a empleados, el cual se observó en mayor medida en los gastos de administración por reclasificaciones, así como a la actualización de la tasa de descuento, la cual pasó de 8.45% en 2013 a 6.98% en 2014.

Considerando los costos y gastos de operación totales (costo de ventas, gastos de distribución, transportación y venta y gastos de administración) el costo neto del periodo de beneficios a empleados aumentó 42.0%, o MXN 9.8 mil millones, debido a la actualización de la tasa de descuento arriba mencionada. Excluyendo el efecto del costo neto del periodo de beneficios a empleados, los costos y gastos de operación disminuyeron MXN 9.4 mil millones, o 3.6%.

Por otro lado, la depreciación y amortización disminuyó 13.9%, o MXN 5.1 mil millones, debido principalmente al impacto en la depreciación por los deterioros registrados en periodos previos.

Evolución del rendimiento de operación  
(MXN millones)



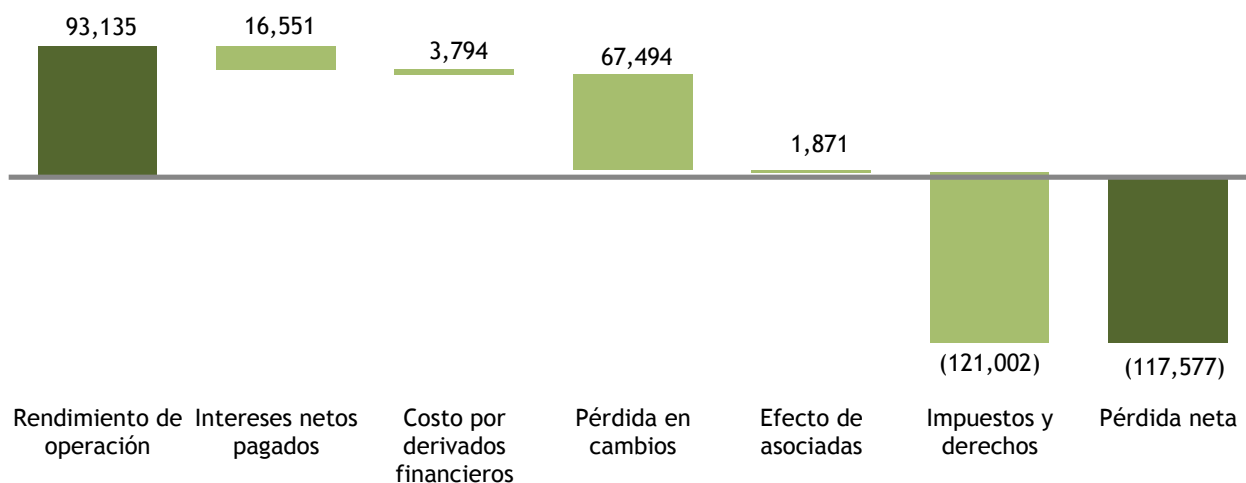
Composición del rendimiento (pérdida) neta

En el cuarto trimestre de 2014 la pérdida neta fue de MXN 117.6 mil millones, compuesta principalmente por:

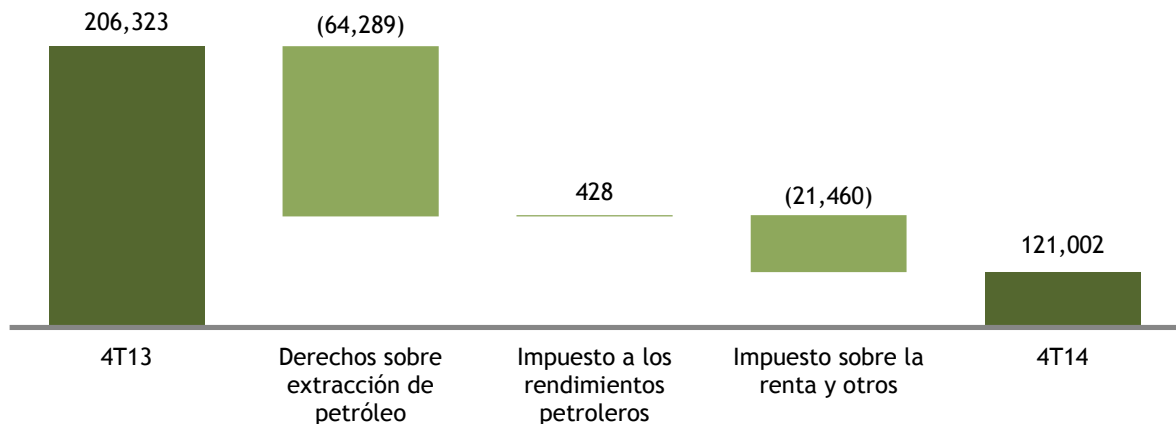
- el rendimiento de operación de MXN 93.1 mil millones;
- intereses netos pagados de MXN 16.6 mil millones;
- una pérdida cambiaria de MXN 67.5 mil millones;
- impuestos y derechos de MXN 121.0 mil millones.

En el cuarto trimestre de 2014 los impuestos y derechos representaron el 3,532.4% del rendimiento antes de impuestos y derechos; y el 129.9% del rendimiento de operación. En el cuarto trimestre de 2013 los impuestos y derechos representaron el 160.1% del rendimiento antes de impuestos y derechos; y el 151.2% del rendimiento de operación.

Composición del rendimiento neto  
(MXN millones)



Evolución de los impuestos y derechos  
(MXN millones)



Evolución del rendimiento  
(pérdida) neta

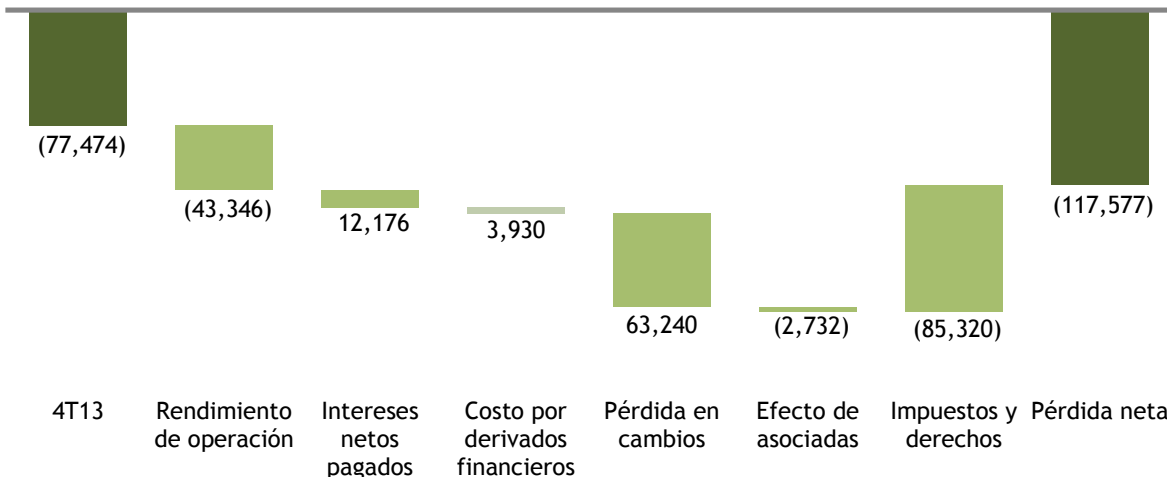
La variación de la pérdida neta se explica por:

- una disminución de 31.8%, o MXN 43.3 mil millones en el rendimiento de operación;
- un incremento de MXN 12.2 mil millones en intereses netos pagados debido a un monto mayor de deuda financiera;
- un incremento de MXN 3.9 mil millones en el costo por derivados financieros debido a la apreciación del dólar de E.E.U.U. con respecto a otras monedas diferentes al peso mexicano en las que Petróleos Mexicanos ha contratado deuda financiera;
- una pérdida en cambios de MXN 63.2 mil millones debido principalmente a que durante el cuarto trimestre de 2014 se registró una depreciación del peso mexicano respecto al dólar de E.E.U.U. de 8.6%; en tanto que en el cuarto trimestre de 2013 el peso mexicano se depreció 0.5% respecto al dólar de E.E.U.U.; y
- una disminución de impuestos y derechos de 41.3%, o MXN 85.3 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 117.6 mil millones en el cuarto trimestre de 2014, en comparación con MXN 77.5 mil millones en el cuarto trimestre de 2013.

Merece la pena recordar que la moneda funcional de PEMEX es el peso mexicano, y sus estados financieros se presentan en pesos mexicanos, aún y cuando la mayor parte de los ingresos son en dólares de E.E.U.U., o indizados a dicha moneda y, con excepción de los costos laborales, los egresos se realizan en dólares de E.E.U.U. o pesos mexicanos indizados al dólar de E.E.U.U.

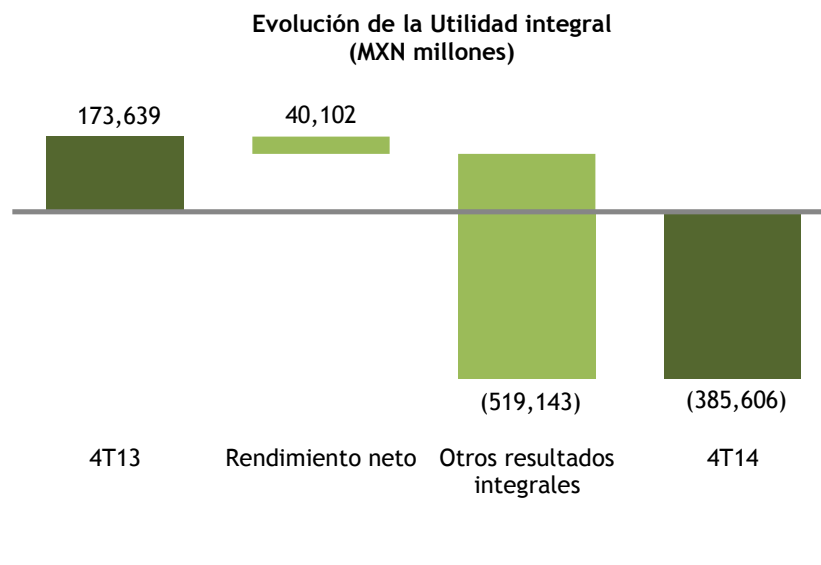
Evolución del rendimiento (pérdida) neta  
(MXN millones)



**Utilidad (pérdida) integral**

Otros resultados integrales disminuyeron 206.7%, o MXN 519.1 mil millones, debido a la actualización de la tasa de descuento de la Reserva para beneficios a empleados que pasó de 8.45% en 2013 a 6.98% en 2014.

Derivado de lo anterior, la pérdida integral en el cuarto trimestre 2014 fue de MXN 385.6 mil millones.



**Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014**

**Ventas**

Las ventas totales de 2014 disminuyeron 1.3%, o MXN 21.5 miles de millones, en comparación con las registradas en 2013, principalmente como consecuencia de una reducción de 8.3%, o MXN 57.4 mil millones en las exportaciones, principalmente debido a una disminución de MXN 72.9 mil millones en las exportaciones de crudo y condensados; de los que MXN 51.5 mil millones se debieron a la disminución en precio y MXN 21.4 mil millones a la reducción en el volumen vendido. El precio del crudo disminuyó 12.1%, al pasar de un promedio de USD 98.53 por barril en 2013 a USD 86.56 por barril en 2014. Asimismo, el volumen exportado disminuyó 3.9%, al pasar de 1,189 Mbd a 1,142 Mbd. La reducción en las exportaciones de crudo se vio parcialmente compensada por mayores exportaciones de petrolíferos por MXN 16.0 mil millones, principalmente por mayor volumen exportado de combustóleo, que registró un incremento de 49.1%

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de MXN 34.8 mil millones, o 3.8% en las ventas en México, en comparación con 2013.

**Rendimiento bruto y de operación**

El rendimiento bruto disminuyó 6.1%, o MXN 47.1 mil millones, debido principalmente a:

- una disminución de MXN 21.5 mil millones en ventas; y
- a un incremento de MXN 25.7 mil millones, o 3.1%, en costos de ventas generado principalmente por mayores compras de productos para reventa por MXN 15.4 mil millones, esencialmente gas natural, diésel y turbosina. Asimismo, se observó un incremento en los precios del gas natural y gas LP de 21.4% y 18.8%, respectivamente.

El rendimiento de operación disminuyó MXN 112.1 mil millones, o 15.4%.

Gran parte de los bienes y servicios relacionados con la operación estratégica de la empresa se pagan en dólares de E.E.U.U., o pesos mexicanos indizados al dólar de E.E.U.U. Al depreciarse el peso mexicano respecto al dólar de E.E.U.U., se encarecen los costos registrados.

Por otro lado, el robo de combustibles tiene un impacto en costos y gastos de operación; al haber un incremento en esta actividad, hay también mayor afectación a los resultados financieros.

Los costos y gastos de operación totales (costo de ventas, gastos de distribución, transportación y venta y gastos de administración) aumentaron MXN 38.1 mil millones, o 3.9%. Excluyendo el efecto del costo neto del periodo de beneficios a empleados, los costos y gastos de operación aumentaron MXN 31.7 mil millones, o 3.7%. El costo neto del periodo de beneficios a empleados aumentó 5.5% debido a la actualización de la tasa de descuento que pasó de 8.45% a 6.98% de 2013 a 2014. Por su parte, la depreciación y amortización se redujo en 3.6%.

**Composición del rendimiento (pérdida) neta**

En 2014 la pérdida neta fue de MXN 265.5 mil millones, compuesta por:

- el rendimiento de operación de MXN 615.5 mil millones;
- intereses netos pagados de MXN 48.5 mil millones;
- costo por derivados financieros de MXN 9.4 mil millones;
- una pérdida cambiaria de MXN 77.0 mil millones;
- impuestos y derechos de MXN 746.1 mil millones.

En 2014 los impuestos y derechos representaron el 155.3% del rendimiento antes de impuestos y derechos; y el 121.2% del rendimiento de operación.

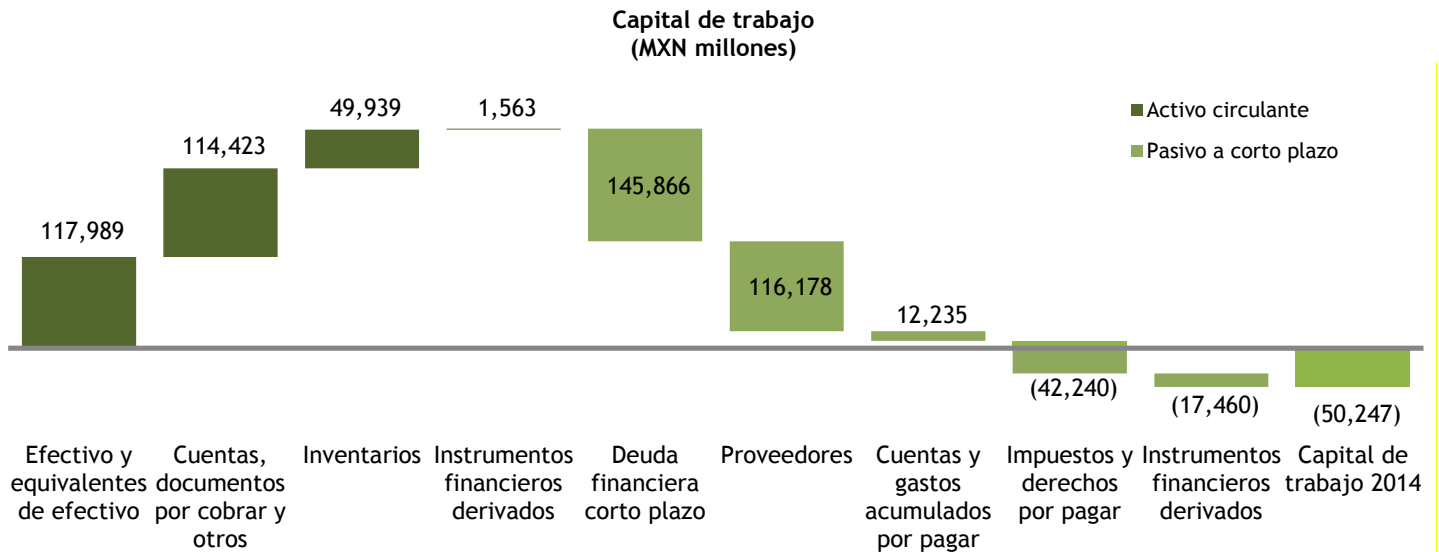
## Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2014

<b>PEMEX</b>					
<b>Balance general consolidado</b>					
	<u>Al 31 de diciembre de</u> <u>2013</u>	<u>Al 31 de diciembre de</u> <u>2014</u>	<u>Variación</u>		<u>2014</u>
	(MXN millones)				(USD millones)
<b>Total activo</b>	<b>2,047,390</b>	<b>2,125,246</b>	<b>3.8%</b>	<b>77,855</b>	<b>144,398</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>266,914</b>	<b>283,913</b>	<b>6.4%</b>	<b>16,999</b>	<b>19,290</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	80,746	117,989	46.1%	37,243	8,017
Cuentas, documentos por cobrar y otros	122,512	114,423	-6.6%	(8,089)	7,774
Inventarios	56,914	49,939	-12.3%	(6,976)	3,393
Instrumentos financieros derivados	6,742	1,563	-76.8%	(5,179)	106
<b>Inversiones disponibles para la venta</b>	<b>17,729</b>	<b>5,415</b>	<b>-69.5%</b>	<b>(12,314)</b>	<b>368</b>
<b>Inversiones permanentes en acciones de cías. asociadas</b>	<b>16,780</b>	<b>22,015</b>	<b>31.2%</b>	<b>5,235</b>	<b>1,496</b>
<b>Pozos, ductos, inmuebles planta y equipo</b>	<b>1,721,579</b>	<b>1,783,374</b>	<b>3.6%</b>	<b>61,795</b>	<b>121,170</b>
<b>Impuestos diferidos</b>	<b>2,493</b>	<b>1,020</b>	<b>-59.1%</b>	<b>(1,473)</b>	<b>69</b>
<b>Efectivo restringido</b>	<b>7,702</b>	<b>6,884</b>	<b>-10.6%</b>	<b>(818)</b>	<b>468</b>
<b>Otros activos</b>	<b>14,195</b>	<b>22,625</b>	<b>59.4%</b>	<b>8,431</b>	<b>1,537</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>2,232,637</b>	<b>2,892,966</b>	<b>29.6%</b>	<b>660,329</b>	<b>196,560</b>
<b>Pasivo a corto plazo</b>	<b>259,191</b>	<b>334,159</b>	<b>28.9%</b>	<b>74,969</b>	<b>22,704</b>
Deuda financiera de corto plazo	90,677	145,866	60.9%	55,189	9,911
Proveedores	106,745	116,178	8.8%	9,433	7,894
Cuentas y gastos acumulados por pagar	14,195	12,235	-13.8%	(1,960)	831
Instrumentos financieros derivados	6,284	17,460	177.8%	11,175	1,186
Impuestos y derechos por pagar	41,289	42,420	2.7%	1,131	2,882
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>1,973,446</b>	<b>2,558,807</b>	<b>29.7%</b>	<b>585,361</b>	<b>173,856</b>
Deuda financiera de largo plazo	750,563	997,384	32.9%	246,821	67,766
Beneficios a los empleados	1,119,208	1,474,089	31.7%	354,881	100,155
Provisión para créditos diversos	69,209	78,423	13.3%	9,214	5,328
Otros pasivos	7,406	7,718	4.2%	312	524
Impuestos diferidos	27,060	1,193	-95.6%	(25,866)	81
<b>Total patrimonio</b>	<b>(185,247)</b>	<b>(767,721)</b>	<b>314.4%</b>	<b>(582,474)</b>	<b>(52,162)</b>
<b>Controladora</b>	<b>(185,751)</b>	<b>(768,066)</b>	<b>313.5%</b>	<b>(582,315)</b>	<b>(52,185)</b>
Certificados de aportación "A"	114,605	134,605	17.5%	20,000	9,146
Aportaciones del Gobierno Federal	115,314	43,731	-62.1%	(71,583)	2,971
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	68
Resultados acumulados integrales	(129,066)	(394,594)	205.7%	(265,529)	(26,810)
Rendimientos acumulados:	(287,606)	(552,809)	92.2%	(265,203)	(37,560)
Déficit de ejercicios anteriores	(117,740)	(287,606)	144.3%	(169,866)	(19,541)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(169,866)	(265,203)	56.1%	(95,338)	(18,019)
<b>Participación no controladora</b>	<b>504</b>	<b>345</b>	<b>-31.6%</b>	<b>(159)</b>	<b>23</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>2,047,390</b>	<b>2,125,246</b>	<b>3.8%</b>	<b>77,855</b>	<b>144,398</b>



**Capital de trabajo**

Al 31 de diciembre de 2014 el capital de trabajo se ubicó en MXN (50.2) mil millones, principalmente como resultado de un aumento de la deuda financiera a corto plazo por MXN 55.2 mil millones.

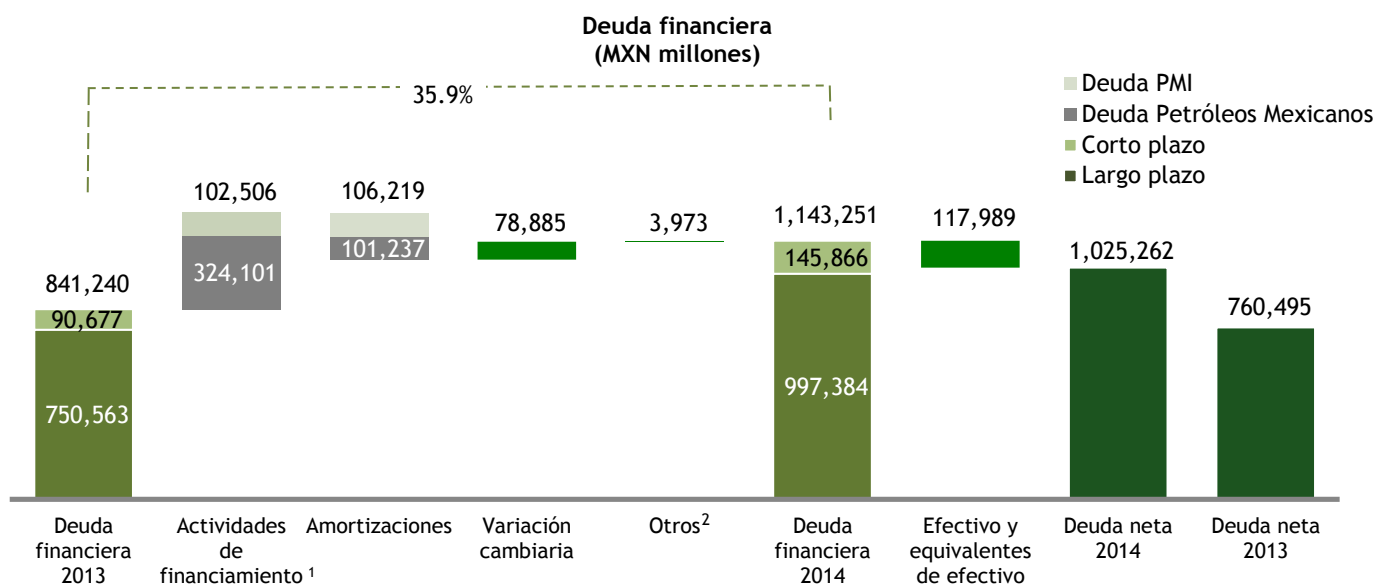


**Deuda**

La deuda financiera total registró un aumento de 35.9% principalmente debido a mayores actividades de financiamiento, ubicándose en MXN 1,143.3 mil millones, o USD 77.7 mil millones.

En el transcurso de 2014 Petróleos Mexicanos y PMI<sup>7</sup> realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 426.6 mil millones, o USD 29.0 mil millones. El total de amortizaciones registradas en el periodo fue de MXN 207.5 mil millones, o USD 14.1 mil millones.

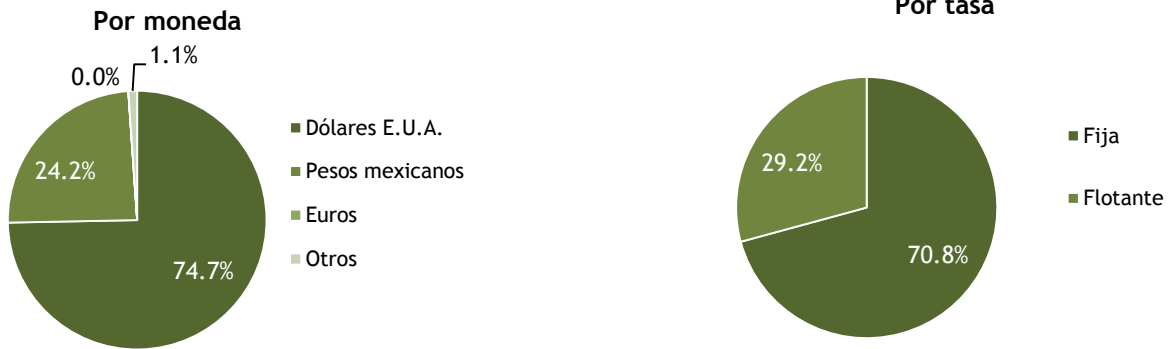
La estrategia de financiamientos de Petróleos Mexicanos se ha enfocado en los mercados de mayor profundidad, incrementando la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechando ventanas de oportunidad en mercados selectos y procurando mantener un perfil de vencimientos sin concentraciones.



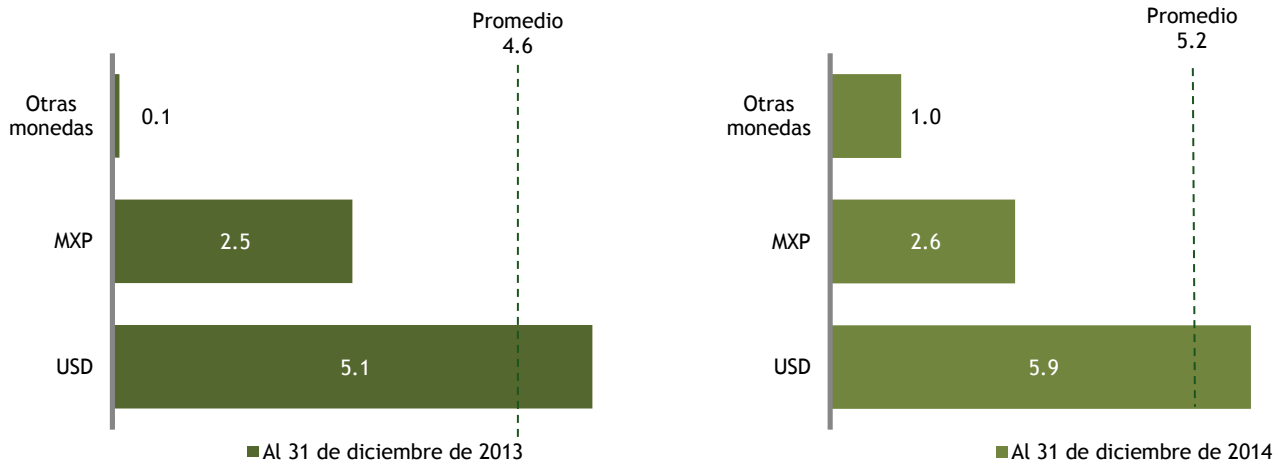
1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.  
 2) Incluye intereses devengados y costo amortizado.

<sup>7</sup> Se refiere a P.M.I. Holdings, B.V., P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. y Pemex Finance Ltd.

Exposición de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2014



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



## Actividades de inversión

**Ejercicio 2014**

Durante 2014 se ejercieron MXN 356.8 mil millones (USD 26.8 mil millones)<sup>8</sup> lo que representa 99.9% de la inversión programada de MXN 357.5 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- MXN 301.7 mil millones a Exploración y Producción<sup>9</sup>, de los cuales MXN 35.1 mil millones se destinaron a exploración;
- MXN 39.8 mil millones a Refinación;
- MXN 7.5 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 4.8 mil millones a Petroquímica; y
- MXN 3.0 mil millones al Corporativo.

**Presupuesto original 2015**

El presupuesto de inversión originalmente autorizado para 2015 fue de MXN 366.4 mil millones (USD 27.3 mil millones<sup>10</sup>):

- MXN 299.5 mil millones a Exploración y Producción<sup>11</sup>, de los cuales MXN 38.6 mil millones se destinarán a exploración;
- MXN 50.7 mil millones a Refinación;
- MXN 8.2 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 5.5 mil millones a Petroquímica; y
- MXN 2.5 mil millones al Corporativo.

**Ajuste al presupuesto 2015**

Con el objetivo de cumplir con la meta de Balance Financiero<sup>12</sup> para 2015 de PEMEX establecida por el Congreso de la Unión, MXN (155.0) mil millones, se realizó un ajuste a la baja de MXN 62.0 mil millones, u 11.5%, al presupuesto total de PEMEX. Las premisas establecidas para determinar dicho ajuste fueron:

- minimizar el efecto en la producción de crudo y gas;
- minimizar el impacto en la restitución de reservas;
- mantener la capacidad de suministro de petrolíferos al mercado doméstico;
- minimizar el impacto en la seguridad y confiabilidad de las instalaciones, en apego a las normas ambientales;
- minimizar el posible impacto en la competitividad futura ante la apertura del mercado de petrolíferos; y
- aumentar la rentabilidad.

Entre las principales acciones que se tomarán destaca un programa de austeridad y uso racional de recursos; así como diferir la ejecución de las reconfiguraciones de refinerías y los proyectos de gasolinas y diésel limpios (Ultra Bajo Azufre).

**Presupuesto 2015**

Considerando dicho ajuste, el presupuesto de inversión 2015 de PEMEX es de MXN 307.6 mil millones (USD 23.0 mil millones<sup>13</sup>) distribuidos como sigue:

- MXN 253.0 mil millones a Exploración y Producción<sup>14</sup>;
- MXN 41.9 mil millones a Refinación;
- MXN 6.8 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 4.0 mil millones a Petroquímica; y
- MXN 1.8 mil millones al Corporativo.

<sup>8</sup> La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio de 2014 de MXN 13.2973 = USD 1.00.

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

<sup>10</sup> Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de MXN a USD se han realizado al tipo de cambio del Presupuesto de Egresos de la Federación 2015 de MXN 13.40 = USD 1.00.

<sup>11</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

<sup>12</sup> Cifra elaborada bajo Normas Gubernamentales y equivalente a los siguientes conceptos en flujo de efectivo: ventas menos costos y gastos de operación, menos gasto de inversión, menos impuestos y derechos, y menos servicio de la deuda financiera.

<sup>13</sup> Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de MXN a USD se han realizado al tipo de cambio del Presupuesto de Egresos de la Federación 2015 de MXN 13.40 = USD 1.00.

<sup>14</sup> Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

**Captación de recursos financieros 2014**

- Mercados financieros** El 27 de noviembre de 2014 Petróleos Mexicanos emitió certificados bursátiles por MXN 15.0 mil millones:
- MXN 5.0 mil millones a 6 años y cupón de TIIE+15 puntos base (PEMEX 14);
  - MXN 8.3 mil millones a 12 años y cupón de 7.47% (PEMEX 14-2); y
  - el equivalente a MXN 1.7 mil millones en Unidades de Inversión (UDIS) a 11 años y cupón de 3.94% (reapertura de PEMEX 14U).
- Créditos bancarios** El 19 de diciembre de 2014 se contrató un crédito bancario por MXN 10.0 mil millones a 10 años (un tramo por MXN 5.0 mil millones “bullet” y un tramo por MXN 5.0 mil millones amortizable trimestralmente).
- El 23 de diciembre de 2014 se contrató un crédito bancario por MXN 10.0 mil millones a 10 años y amortizable trimestralmente.
- COPFs** Durante el cuarto trimestre de 2014 no se realizaron disposiciones de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs).
- Líneas de crédito sindicadas revolventes** El 19 de noviembre de 2014 Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito sindicada revolvente por MXN 20.0 mil millones a 5 años para manejo de liquidez.
- El saldo al 31 de diciembre de 2014 de las líneas de crédito sindicadas revolventes para manejo de liquidez de Petróleos Mexicanos era de USD 2.5 mil millones de dólares y MXN 23.5 mil millones. Al cierre del año estas líneas se encontraban desembolsadas en su totalidad.

**Captación de recursos financieros 2015**

- Mercados financieros** El 23 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos emitió bonos por USD 6.0 mil millones:
- USD 1.5 mil millones a 5.5 años y cupón de 3.50%;
  - USD 1.5 mil millones a 11 años y cupón de 4.50%; y
  - USD 3.0 mil millones a 31 años y cupón de 5.625%.
- El 11 de febrero de 2015 Petróleos Mexicanos emitió certificados bursátiles por MXN 24.3 mil millones:
- MXN 4.3 mil millones a 6 años y cupón de TIIE+15 puntos base (reapertura de PEMEX 14);
  - MXN 17.0 mil millones a 12 años y cupón de 7.47% (reapertura de PEMEX 14-2), del monto total colocado, MXN 9.0 mil millones fueron distribuidos a extranjeros, esta emisión se puede liquidar a través de Euroclear; y
  - el equivalente a aproximadamente MXN 3.0 mil millones en UDIS a 11 años y cupón de 3.94% (reapertura de PEMEX 14U).
- Créditos bancarios** El 16 de enero de 2015 se contrató un crédito bancario por MXN 7.0 mil millones a un año.
- El 17 de febrero de 2015 se refinanció un crédito bancario por USD 2.0 mil millones a 5 años.
- Líneas de crédito sindicadas revolventes** El 5 de febrero de 2015 se incrementó el monto de una línea de crédito sindicada revolvente de USD 1.25 mil millones a USD 3.25 mil millones.
- Al 27 de febrero 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.

**PEMEX**  
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		<u>Variación</u>		
	<u>2013</u>	<u>2014</u>			
	(MXN millones)			(USD millones)	
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad (pérdida) neta	(170,058)	(265,543)	-56.1%	(95,485)	(18,042)
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>	<b>193,390</b>	<b>192,853</b>	<b>-0.3%</b>	<b>(537)</b>	<b>13,103</b>
Depreciación y amortización	148,492	143,075	-3.6%	(5,417)	9,721
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	25,609	22,646	-11.6%	(2,963)	1,539
Pozos no exitosos	12,498	12,148	-2.8%	(350)	825
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	14,700	6,371	-56.7%	(8,329)	433
Utilidad por venta de activos fijos	(768)	-	100.0%	768	-
Realización de ganancias y pérdidas netas por instrumentos financieros disponibles para la venta	(279)	215	177.1%	494	15
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(707)	(34)	95.1%	672	(2)
Dividendos cobrados	(914)	(737)	19.4%	178	(50)
Actualización valor presente provisión taponamiento	(5,240)	9,169	275.0%	14,410	623
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>	<b>40,722</b>	<b>130,107</b>	<b>219.5%</b>	<b>89,385</b>	<b>8,840</b>
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda	(1,891)	312	116.5%	2,203	21
Intereses a cargo (favor)	39,304	50,910	29.5%	11,606	3,459
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	3,308	78,885	2284.4%	75,576	5,360
<b>Subtotal</b>	<b>64,053</b>	<b>57,416</b>	<b>-10.4%</b>	<b>(6,637)</b>	<b>3,901</b>
<b>Fondos utilizados en actividades de operación</b>	<b>126,284</b>	<b>77,108</b>	<b>-38.9%</b>	<b>(49,175)</b>	<b>5,239</b>
Instrumentos financieros con fines de negociación	1,840	16,354	788.7%	14,514	1,111
Cuentas por cobrar a clientes	5,401	9,261	71.5%	3,860	629
Inventarios	(67)	6,976	10522.6%	7,043	474
Otros activos	(12,906)	(18,985)	-47.1%	(6,079)	(1,290)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4,879	(1,960)	-140.2%	(6,839)	(133)
Impuestos pagados	(2,691)	1,131	142.0%	3,822	77
Proveedores	45,232	9,433	-79.1%	(35,799)	641
Provisión para créditos diversos	8,188	357	-95.6%	(7,831)	24
Beneficios a los empleados	78,043	78,934	1.1%	891	5,363
Impuestos diferidos	(1,635)	(24,393)	-1391.6%	(22,758)	(1,657)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>190,337</b>	<b>134,525</b>	<b>-29.3%</b>	<b>(55,812)</b>	<b>9,140</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(245,628)	(230,679)	6.1%	14,949	(15,673)
Gastos de exploración	(1,439)	(1,594)	-10.8%	(155)	(108)
Inversión en acciones	-	(3,418)	0.0%	(3,418)	(232)
Dividendos cobrados	-	336	0.0%	336	23
Instrumentos financieros disponibles para la venta	2,870	12,735	343.8%	9,865	865
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(244,196)</b>	<b>(222,619)</b>	<b>8.8%</b>	<b>21,577</b>	<b>(15,126)</b>
<b>Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>(53,860)</b>	<b>(88,095)</b>	<b>-63.6%</b>	<b>(34,235)</b>	<b>(5,986)</b>
<b>Actividad de financiamiento</b>					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	66,583	20,000	-70.0%	(46,583)	1,359
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(65,000)	(71,583)	-10.1%	(6,583)	(4,864)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	236,955	423,399	78.7%	186,444	28,767
Pagos de principal de préstamos	(191,146)	(207,455)	-8.5%	(16,309)	(14,095)
Intereses pagados	(37,133)	(47,248)	-27.2%	(10,115)	(3,210)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>10,259</b>	<b>117,112</b>	<b>1041.6%</b>	<b>106,853</b>	<b>7,957</b>
<b>Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(43,601)</b>	<b>29,018</b>	<b>166.6%</b>	<b>72,619</b>	<b>1,972</b>
<b>Efectos por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>5,112</b>	<b>8,225</b>	<b>60.9%</b>	<b>3,113</b>	<b>559</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo</b>	<b>119,235</b>	<b>80,746</b>	<b>-32.3%</b>	<b>(38,489)</b>	<b>5,486</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>80,746</b>	<b>117,989</b>	<b>46.1%</b>	<b>37,243</b>	<b>8,017</b>

Otros eventos relevantes<sup>15</sup>**Reorganización corporativa**

El 18 de noviembre de 2014 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la reorganización corporativa de Pemex, la cual no generará crecimiento de costos de nómina, y consiste en:

- la centralización de las funciones de procura, desarrollo humano, jurídico, finanzas y planeación;
- la transformación de los cuatro organismos subsidiarios actuales en dos empresas productivas subsidiarias: (i) Exploración y Producción y (ii) Transformación Industrial; y
- la creación de cinco empresas productivas subsidiarias en funciones no centrales.

La empresa productiva subsidiaria de Exploración y Producción tendrá dos direcciones: (i) Producción y Desarrollo y (ii) Exploración.

Las cinco empresas productivas subsidiarias que se transformarán en empresas filiales son:

- (i) Perforación.- prestación de servicios de perforación.
- (ii) Logística.- transporte terrestre, marítimo y por ducto.
- (iii) Cogeneración y Servicios.- aprovechamiento del calor y vapor generado por procesos industriales.
- (iv) Fertilizantes.- integración de la cadena productiva amoniaco - fertilizantes.
- (v) Etileno.- integración de la cadena productiva etano - polímeros.

La administración de PEMEX presentaría la propuesta de nuevos estatutos orgánicos y acuerdos de creación de las nuevas empresas productivas subsidiarias a más tardar el 16 de febrero de 2015; sin embargo, el 13 de febrero de 2015 el Consejo de Administración de PEMEX aprobó una extensión hasta el 27 de marzo de 2015. Subsecuentemente, la administración de PEMEX presentará: (i) el esquema de precios, tarifas y asignaciones de costos aplicables en las transacciones comerciales entre Petróleos Mexicanos, sus empresas subsidiarias y sus filiales; y (ii) los lineamientos y estrategias para el manejo integral de las filiales de PEMEX.

**Renuncia de Consejero Independiente**

El 17 de febrero de 2015 el Ing. Jaime Lomelín Guillén presentó su renuncia como consejero independiente de Petróleos Mexicanos, la cual fue aceptada. El Ing. Lomelín fue designado el 18 de septiembre de 2014 como consejero independiente y tomó la decisión de renunciar al cargo para evitar malas interpretaciones que puedan dañar la credibilidad y transparencia de la Reforma Energética.

El mecanismo de sustitución de consejero independiente seguirá el procedimiento ordinario de nombramiento establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos; asimismo, el o la consejera que ocupe el lugar del Ing. Lomelín deberá ocupar el cargo hasta el 18 de septiembre de 2018, fecha en la que vencía el periodo del Ing. Lomelín.

**Sistema de registro y evaluación de proveedores y contratistas**

PEMEX instrumentó un nuevo sistema de registro y evaluación de proveedores y contratistas para fomentar relaciones de largo plazo que aseguren una cadena de suministro confiable, transparente y eficiente. El sistema permite:

- administrar la información comercial y financiera de los proveedores y contratistas, así como de los productos y servicios que ofrecen;
- evaluar toda la cadena de procura con aspectos cualitativos y cuantitativos para la toma de decisiones;
- cotejar información con otras dependencias (SAT, INFONAVIT, IMSS, Secretaría del

<sup>15</sup> Eventos relevantes comprendidos en el periodo del 24 de octubre de 2014 al 27 de febrero de 2015.

- Trabajo y Previsión Social y la Secretaría de la Función Pública); y
- analizar por categorías, y con acceso a comunidades internacionales, al proveedor o contratista en cuestión.

**Memorándum de entendimiento y carta de intención**

En el siguiente cuadro se describen brevemente los memorándum de entendimiento y cooperación y cartas de intención celebrados recientemente por PEMEX:

Memorándum de entendimiento y cooperación		
Contraparte	Fecha	Materia
Infraestructura Energética Nova, S.A.B de C.V. (IEnova) y Sempra LNG	Febrero 19, 2015	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollo de proyecto de GNL en Ensenada, Baja California.</li> </ul>
Reliance Industries Limited, P.M.S. Prasad	Diciembre 4, 2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de oportunidades de negocio en toda la cadena de valor de la Industria de Petróleo y Gas.</li> <li>Colaboración tecnológica.</li> <li>Intercambio de experiencias incluyendo actividades sustentables.</li> </ul>
China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)	Noviembre 13, 2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>Intercambio de experiencias incluyendo seguridad industrial.</li> <li>Intercambio de experiencias y mejores prácticas para el desarrollo de capacidades profesionales.</li> <li>Colaboración técnica.</li> <li>Análisis de oportunidades de negocio en actividades de exploración y producción de crudos pesados y campos petroleros maduros.</li> </ul>
China Development Bank (CDB)		<ul style="list-style-type: none"> <li>Facilitar acceso a financiamiento para PEMEX y empresas mexicanas que le presten servicios a PEMEX.</li> </ul>
Industrial and Commercial Bank of China Ltd. (ICBC)		<ul style="list-style-type: none"> <li>Bases para una línea de crédito de hasta USD 10.0 mil millones, para PEMEX y empresas que le presten servicios a PEMEX, principalmente en actividades de exploración y producción y en adquisición de equipos para zonas marinas.</li> </ul>
Eni S.p.A.	Octubre 30, 2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>Evaluar áreas potenciales de colaboración en actividades de exploración y explotación, gas natural, refinación y petroquímica.</li> <li>Intercambio de experiencias y mejores prácticas en actividades tecnológicas y operativas; así como en programas de capacitación.</li> <li>Impulsar marco de cooperación para la realización de acciones tendientes a la reducción de emisiones contaminantes.</li> </ul>
Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company (KUFPEC)	Octubre 29, 2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>Evaluar y desarrollar oportunidades de negocio conjunto en exploración y producción.</li> </ul>
Chevron	Octubre 26, 2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>Identificar oportunidades de cooperación en aguas profundas, crudos pesados, revitalización de campos maduros, gas natural, refinación, distribución de combustibles, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y seguridad en el trabajo.</li> </ul>

Carta de intención		
Contraparte	Fecha	Materia
Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico	Febrero 18, 2015	<ul style="list-style-type: none"> <li>Compartir experiencias de la OCDE sobre mejores prácticas en procedimientos de procura y adquisición de bienes, obras y servicios para su instrumentación en PEMEX.</li> </ul>

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor envíe un correo a [ri@pemex.com](mailto:ri@pemex.com) o consulte nuestra página [www.pemex.com/ri](http://www.pemex.com/ri). 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 diciembre de 2014, el tipo de cambio utilizado es de MXN 14.7180= 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.