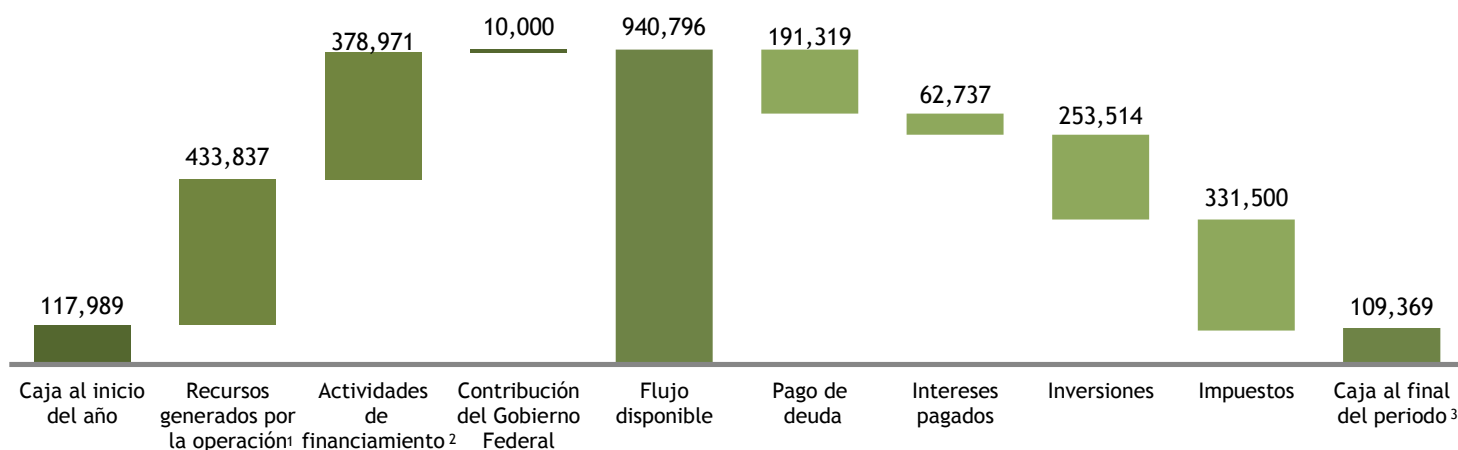


Reporte de resultados de PEMEX¹ al 31 de diciembre de 2015²

Del 1 de octubre al 31 de diciembre (cifras netas de IEPS)	2014 (MXN miles de millones)	2015 (MXN miles de millones)	Variación	2015 (USD miles de millones)	Aspectos relevantes
Ventas totales	366.6	264.3	-27.9%	15.4	→ La producción total de hidrocarburos alcanzó 3.3 MMbpced, la producción de petróleo crudo disminuyó 3.5%.
Rendimiento de operación	93.1	(299.6)	-421.7%	(17.4)	→ El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación disminuyó 46.6%, pasó de USD 64.05 a USD 34.20 por barril.
Rendimiento (pérdida) neta	(117.6)	(359.8)	-206.0%	(20.9)	→ El EBITDA se ubicó en MXN (416.6) mil millones o USD (24.2) 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 2015 (MXN millones)



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

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye: (i) un efecto de MXN (5,735) millones por gastos de exploración, inversión en acciones, dividendos cobrados e instrumentos financieros disponibles para la venta; y (ii) un efecto por MXN 8,960 millones por cambios en el valor del efectivo.

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

² PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos dictaminados del cuarto trimestre y cierre de 2015. PEMEX exhorta al lector analizar este reporte acompañado de la información incluida en los anexos. Los anexos y documentos relevantes pueden descargarse en 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			
	2014	2015	Variación		2014	2015	Variación	
Explotación								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,462	3,327	-3.9%	(135)	3,538	3,321	-6.1%	(217)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,404	2,319	-3.5%	(85)	2,473	2,308	-6.7%	(165)
Crudo (Mbd)	2,360	2,277	-3.5%	(83)	2,429	2,267	-6.7%	(162)
Condensados (Mbd)	44	42	-5.1%	(2)	44	41	-6.7%	(3)
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,568	6,316	-3.8%	(252)	6,532	6,401	-2.0%	(131)
Transformación industrial								
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,658	3,364	-8.0%	(294)	3,640	3,398	-6.7%	(242)
Líquidos del gas natural (Mbd)	357	311	-12.7%	(45)	364	328	-9.8%	(36)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,226	1,178	-3.9%	(48)	1,321	1,205	-8.8%	(116)
Petroquímicos (Mt)	1,244	849	-31.8%	(396)	5,251	4,505	-14.2%	(746)

(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 4T15

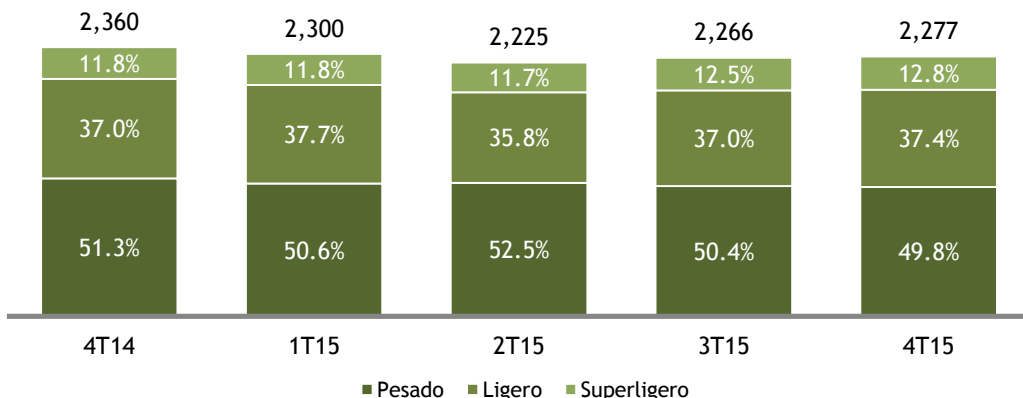
Producción de crudo

La producción de petróleo crudo promedió 2,277 Mbd, 3.5% inferior al promedio del cuarto trimestre de 2014. Esto como resultado de:

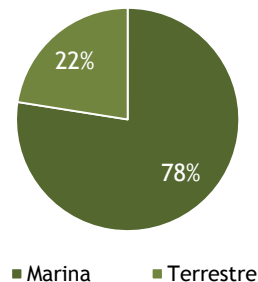
- una reducción de 6.3% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del Activo Cantarell; y
- un descenso de 2.3% en la producción de crudo ligero, principalmente por la declinación natural en campos del Activo Cantarell y Litoral de Tabasco, así como al incremento del flujo fraccional de agua en el campo Samaria del Activo Samaria-Luna, y Kuil del Activo Abkatún-Pol-Chuc.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 4.8% en la producción de crudo superligero, principalmente por un incremento de 77.1% en la producción del campo Xux, de la Región Marina Suroeste que comenzó a producir en junio de 2014, y que al cuarto trimestre de 2015 alcanzó una producción promedio de 62 Mbd.

Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 4T15

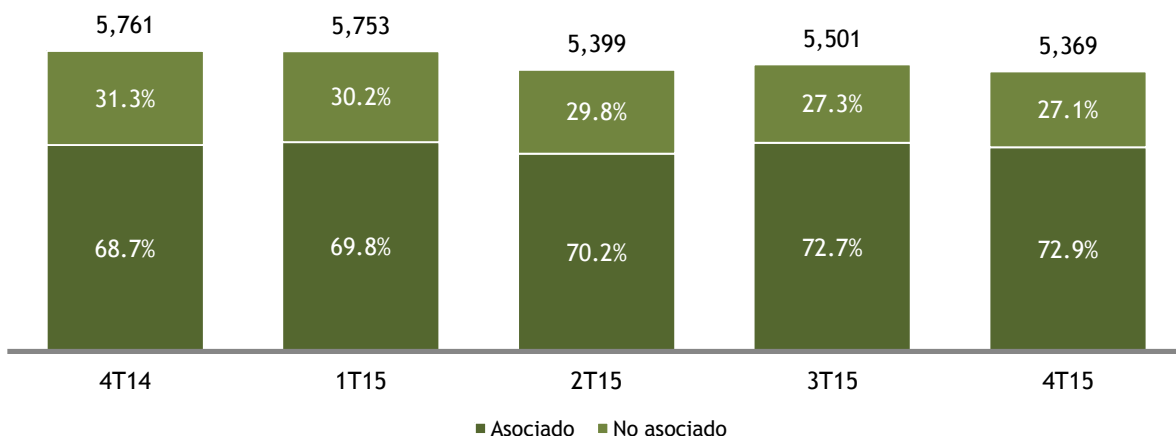


Producción de gas natural

La producción de gas natural durante el cuarto trimestre de 2015 disminuyó 6.8%³ alcanzando 5,369 MMpcd, como resultado de:

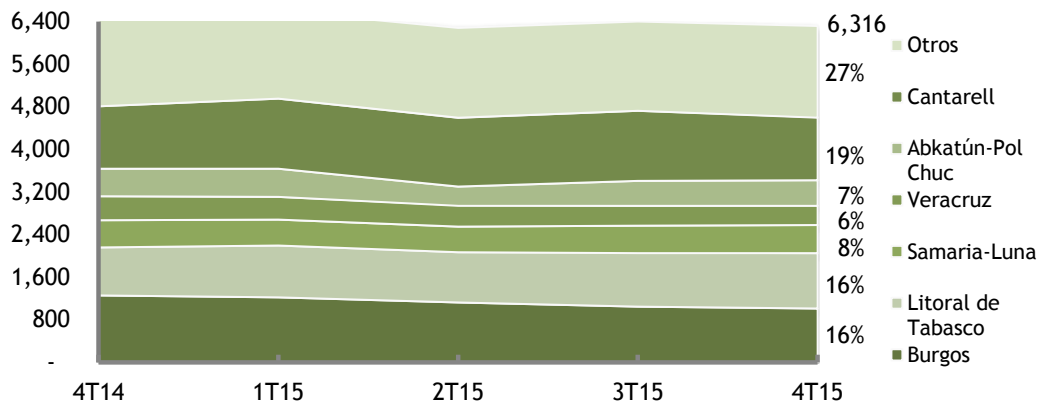
- una disminución en la producción de gas asociado de 1.1%, debido a la declinación natural en la producción de crudo y la administración de pozos con alta relación gas-aceite del campo Akal del activo Cantarell; y
- una disminución en la producción de gas no asociado de 19.3%, debido a una reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Veracruz y Burgos, de la Región Norte.

Producción de gas natural (MMpcd)

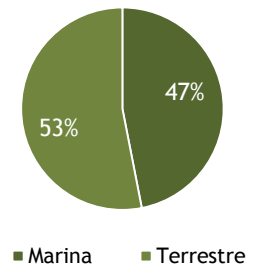


³ No incluye nitrógeno.

Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 4T15

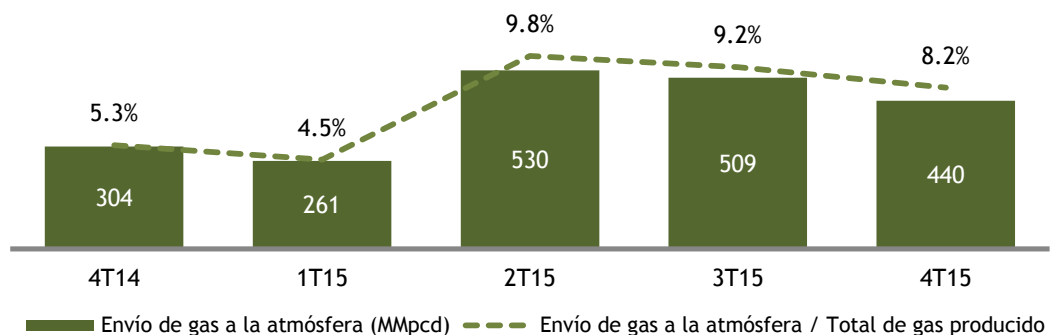


Envío de gas a la atmósfera

Durante el cuarto trimestre de 2015, el envío de gas a la atmósfera aumentó 137 MMpcd, principalmente debido al incidente ocurrido en la plataforma Abkatún-A Permanente, así como a retrasos en obras destinadas al aprovechamiento de gas en las regiones marinas.

En este contexto, el aprovechamiento de gas durante el periodo fue de 91.8%.

Envío de gas a la atmósfera

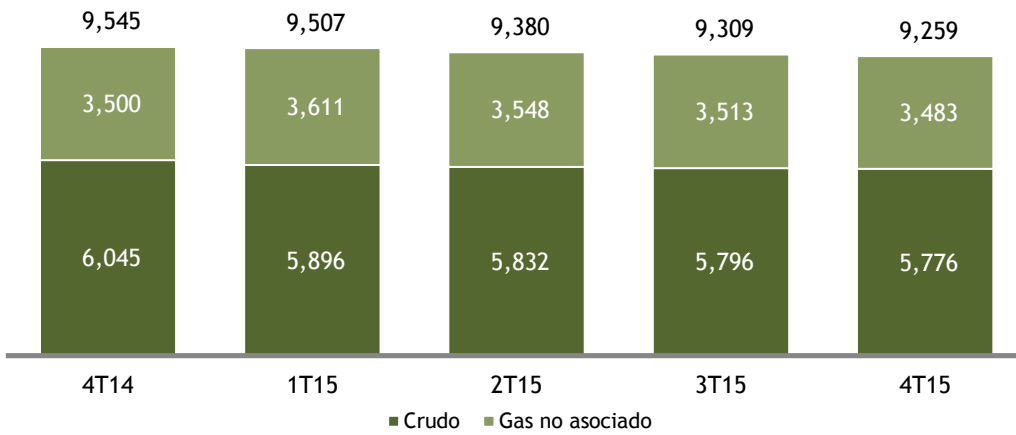


Pozos en operación y terminación de pozos

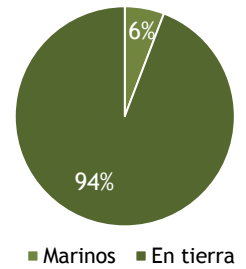
Durante el cuarto trimestre de 2015, el promedio de pozos en operación fue de 9,259, 3.0% inferior al del mismo periodo de 2014.

El número total de pozos terminados disminuyó 43.3%, equivalente a una reducción de 52 pozos, debido a una menor terminación de pozos de desarrollo. Lo anterior fue resultado de menor actividad programada en los activos Burgos, Aceite Terciario del Golfo (ATG) y Macuspana-Muspac, como resultado de los ajustes presupuestales aprobados por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos a principios de año. Por otra parte, el aumento de cinco pozos de exploración fue resultado de mayor actividad programada en los activos Cuencas del Sureste Marino y Aguas Profundas Norte.

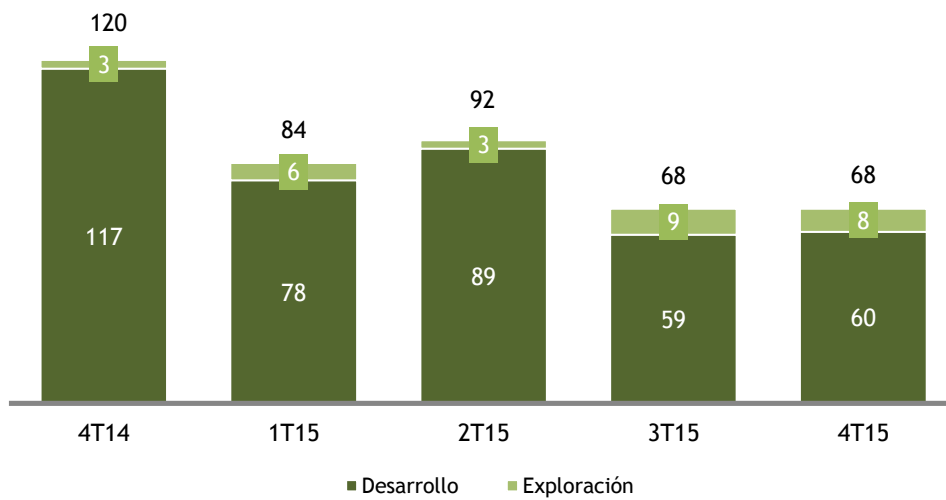
Pozos promedio en operación



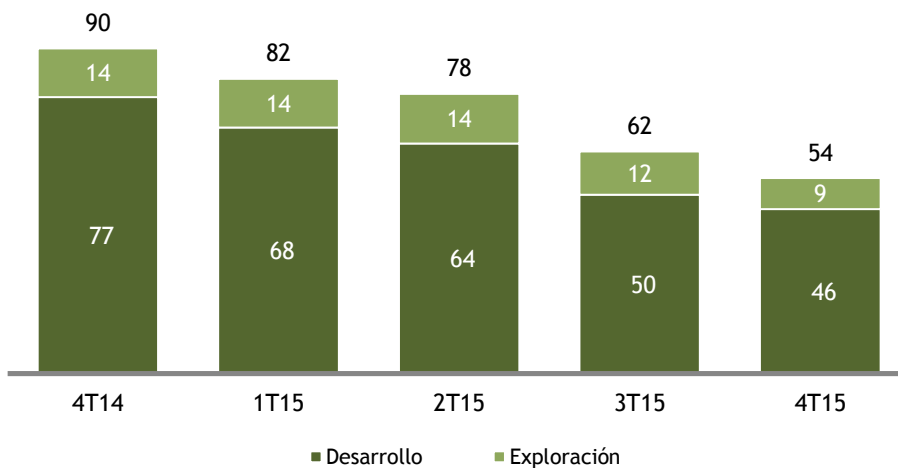
Pozos promedio en operación por tipo de campo 4T15



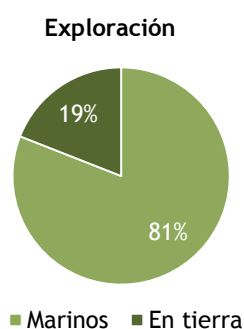
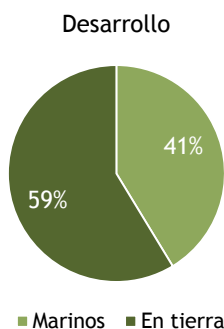
Pozos terminados



Equipos de perforación

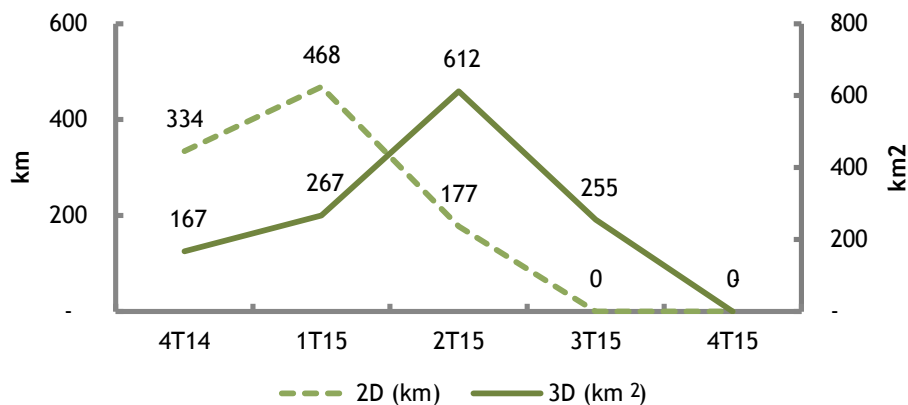


Equipos de perforación promedio por tipo 4T15



Información sísmica Durante el cuarto trimestre de 2015 no se obtuvo información sísmica 2D ni 3D.

Información sísmica



Descubrimientos Como resultado de las actividades de exploración ejecutadas durante el cuarto trimestre de 2015, el pozo delimitador Nat-1DL ubicado en el Activo Litoral de Tabasco, aportó un mayor entendimiento sobre la estructura del yacimiento ubicado en las regiones gasíferas del Golfo de México profundo, lo cual permite iniciar a definir la estrategia de explotación. Por su parte, el pozo delimitador Tsimin-3DL contribuyó a extender el área de explotación de crudo ligero del campo Tsimin.

Adicionalmente, los pozos descubridores Tecoalli-1001 y Jaatsul-1 ubicados también en el Activo Litoral de Tabasco, ampliaron el potencial productivo de crudo ligero en las cuencas del sureste. Cabe destacar que estos descubrimientos se encuentran en aguas someras, con tirantes de agua entre 30 y 40 metros (m) cerca de complejos existentes.

Finalmente, en el proyecto Área Perdido, el pozo descubridor Cratos-1A confirmó la presencia de gas y condensados y evidencia el continuo desarrollo de capacidades de la empresa en nuevas regiones productoras con alta complejidad.

**Principales descubrimientos
al 31 de diciembre de 2015**

<u>Activo</u>	<u>Pozo</u>	<u>Era geológica</u>	<u>Producción inicial</u>		<u>Tirante de agua</u> Metros	<u>Tipo de hidrocarburo</u>
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Litoral de Tabasco	Batsil	Cretácico Superior	1,198	0.48	82	Aceite negro
Litoral de Tabasco	Hem-1	Mioceno Medio-Superior	439	29.29	2,601	Gas húmedo
Litoral de Tabasco	Xikin-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	4,483	5.094	32	Aceite superligero
Litoral de Tabasco	Tecoalli-1001	Plioceno Inferior	3,965	3.3	33	Aceite ligero
Litoral de Tabasco	Nat-1DL	Mioceno Medio	412	10.01	2,675	Gas húmedo
Litoral de Tabasco	Jaatsul-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	1,664	2.4	42	Aceite ligero
Litoral de Tabasco	Tsimin-3DL	Cretácico Superior-Medio	3,636	19.384	20	Aceite ligero
Abkatún-Pol-Chuc	Cheek	Brecha-Cretácico	2,148	1.575	28	Aceite ligero
Abkatún-Pol-Chuc	Esah-1	Cretácico y Jurásico	12,331	3.256	68	Aceite negro
Cinco Presidentes	Licanto-1	Mioceno Superior	666	0.319		Aceite superligero
Cinco Presidentes	Licayote-1	Mioceno Superior	82	5.192		Gas y condensado
Poza Rica-Altamira	Maximino 1DL	Eoceno inferior, Paleoceno superior	4,547	7.35	3,014	Aceite superligero
Poza Rica-Altamira	Cratos 1A	Eoceno inferior	5,552	46	2,809	Gas y condensado
Total			41,123	133.7		

Exploración y producción 2015

Producción de crudo

En 2015, la producción de crudo se ubicó en 2,267 Mbd, 6.7% inferior ó 162 Mbd por debajo del promedio de 2014 debido a:

- menor producción de crudo pesado en 8.9%, 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;
- una disminución de 3.0% en la producción de crudo ligero, principalmente por la declinación natural en campos del activo Cantarell, Litoral de Tabasco y Bellota-Jujo, el incremento del flujo fraccional de agua en campos de los activos Samaria-Luna y Abkatún-Pol-Chuc, así como al diferimiento de producción en campos del activo Abkatún-Pol-Chuc como consecuencia del incidente en la plataforma Abkatún-A Permanente en abril. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 36.6% en la producción de los campos Tsimin, Xux, Onel, Xanab, Chuhuk

- y Homol de la Región Marina Suroeste y Kambesah de la Región Marina Noreste. En conjunto, estos campos aportaron un promedio de 303.9 Mbd durante 2015 ; y
- menor producción de crudo superligero en 7.5%, derivada, principalmente, del incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijije, Sen y Terra del activo Samaria-Luna de la Región Sur, la declinación natural de campos de los proyectos Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac también de la Región Sur, así como al incremento del flujo fraccional de agua con alta concentración de sales en campos del activo Macuspana-Muspac. Cabe destacar que el campo Xux, de la Región Marina Suroeste, que comenzó a producir en junio 2014, aportó al cierre de 2015 una producción promedio de 49.3 Mbd.

Por otro lado, durante la segunda mitad del año se recuperó enteramente el volumen diferido de producción de campos del activo Abkatún-Pol-Chuc, como consecuencia del incidente en la plataforma Abkatún-A Permanente.

Gas natural

La producción de gas natural disminuyó 4.4% alcanzando 5,504 MMpcd, lo cual se debió, principalmente, a menor producción de gas asociado en 2.9%, principalmente debido al incremento del flujo fraccional de agua en campos de los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna de la Región Sur, así como por el incidente en la plataforma Abkatún-A Permanente, el cual obligó al diferimiento de producción en campos del activo Abkatún-Pol-Chuc. En tanto que la producción de gas no asociado disminuyó 8.0% derivado de la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Veracruz y Burgos de la Región Norte y la declinación natural de campos en el activo Mascuspana-Muspac de la Región Sur.

Aprovechamiento de gas

El envío de gas a la atmósfera incrementó en 190 MMpcd debido principalmente al incidente ocurrido en la plataforma Abkatún-A Permanente, así como a retrasos en obras destinadas al aprovechamiento de gas en las regiones marinas.

En este contexto, el aprovechamiento de gas en 2015 fue de 92.1%.

Pozos en operación y terminación de pozos

En 2015 el promedio de pozos en operación fue de 9,365, 2.0% inferior al promedio de 2014.

El número total de pozos terminados disminuyó 41.7%, de 535 a 312 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 Poza Rica-Altamira, Veracruz y Burgos de la Región Norte, así como en campos del activo Cantarell, de la Región Marina Noreste. Por otra parte, el aumento en pozos de exploración se debió, principalmente, a mayor actividad en el activo Cuencas del Sureste Marino.

Información sísmica

Durante 2015, la reducción en la obtención de información sísmica 2D obedece principalmente a que algunas áreas estudiadas quedaron fuera en la Ronda Cero, por lo que los esfuerzos se enfocaron en el estudio Sur de Burgos 2D por un total de 645 kilómetros.

La información sísmica 3D en 2015, se enfocó en los estudios Salsomera NE 3D y Ku-Maloob-Zaap 3D-3C por un total de 485 km². Durante el año se registró una disminución en la obtención de información sísmica 3D, como resultado de ajustes presupuestales y de la Ronda Cero.

Descubrimientos

En el transcurso de 2015 PEMEX enfocó sus esfuerzos exploratorios en dos prospectos productores:

- i) Cuencas del Sureste:
 - Se perforaron pozos como el Batsil-1 y Esah-1 (crudo pesado), Xikin-1 y Licanto-1 (crudo superligero), Tecoalli-1, Jaatsul-1, Tsimin-3DL, Cheek-1 (crudo ligero) y Licayote-1 (gas y condensados). Con estos descubrimientos

se continuó ampliando y confirmando el patrimonio petrolero en las Cuencas del Sureste y, en su caso, se extiende el área de explotación de sus respectivos campos.

ii) Aguas Profundas

- En aguas profundas, en el Cinturón Plegado Perdido, se perforó el pozo Cratos-1A cuyos registros fueron favorables, corroborando el potencial petrolero en dicha región, y el pozo delimitador Maximino-1DL aportó un mejor entendimiento de la estructura del campo, lo cual permite iniciar a definir la estrategia de explotación. Cabe mencionar que dicho pozo es el de mayor tirante de agua en México, con más de 3,000 m, lo que evidencia el desarrollo de capacidades de la empresa en nuevas regiones productoras con alta complejidad.

Asimismo, con los pozos Nat-1DL y Hem-1 se continúa cuantificando el potencial de la provincia gasífera en el Cinturón Plegado Catemaco.

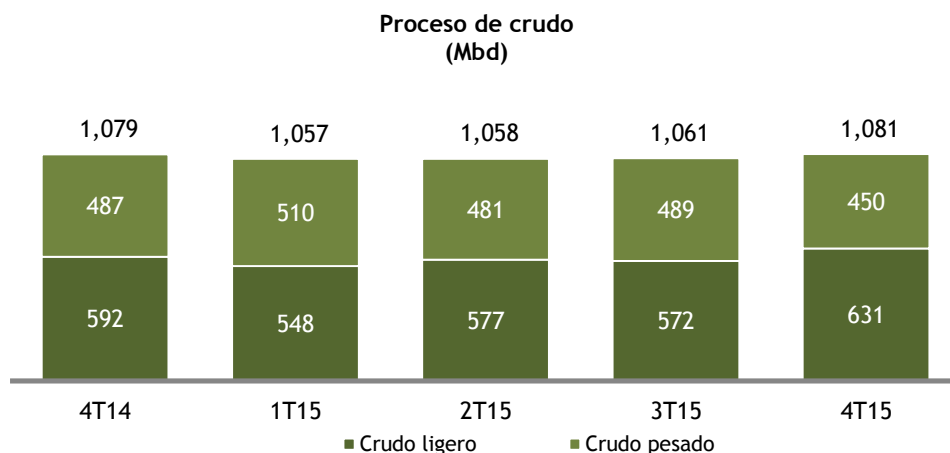
Información adicional relacionada con actividades de Exploración y Producción

Incidente en Abkatún - A El 7 de febrero de 2016, se suscitó un incendio en el área de compresión de la plataforma Abkatún - A, en la Sonda de Campeche. Como resultado, tres personas fallecieron y seis resultaron heridas. PEMEX lamenta profundamente los fallecimientos y las lesiones sufridas por los trabajadores, derivados del incidente.

Transformación Industrial 4T15

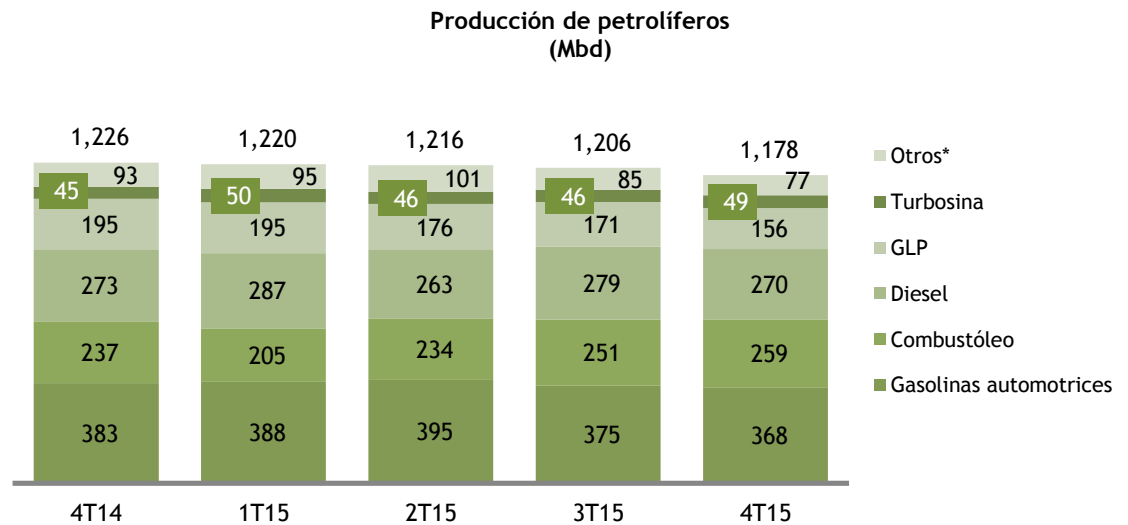
Proceso de crudo Durante el cuarto trimestre de 2015, el proceso total de petróleo crudo aumentó 0.2% debido, principalmente, a la ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos, así como a problemas operativos relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas a finales de 2014. Como resultado de lo anterior, la capacidad utilizada de destilación primaria aumentó 1.4 puntos porcentuales.

La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) disminuyó 3.5 puntos porcentuales, derivado de la optimización de la dieta de crudo procesada para maximizar los márgenes de refinación.



Producción de petrolíferos

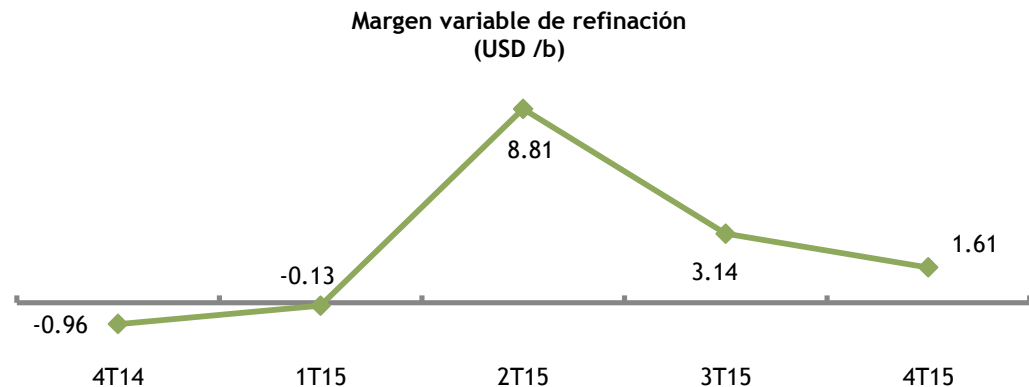
Durante el cuarto trimestre de 2015, la producción total de petrolíferos disminuyó 3.9%, como resultado de trabajos de mantenimiento programados y rehabilitaciones no previstas en plantas, como consecuencia de la calidad del crudo recibido desde finales de 2014, y de una menor entrega por parte del complejo petroquímico Cangrejera a Minatitlán de insumos para producción de gasolina, como consecuencia de mantenimientos preventivos de la planta CCR (de Regeneración Catalítica Continua, o Continuous Catalytic Regeneration).



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

Margen variable de refinación

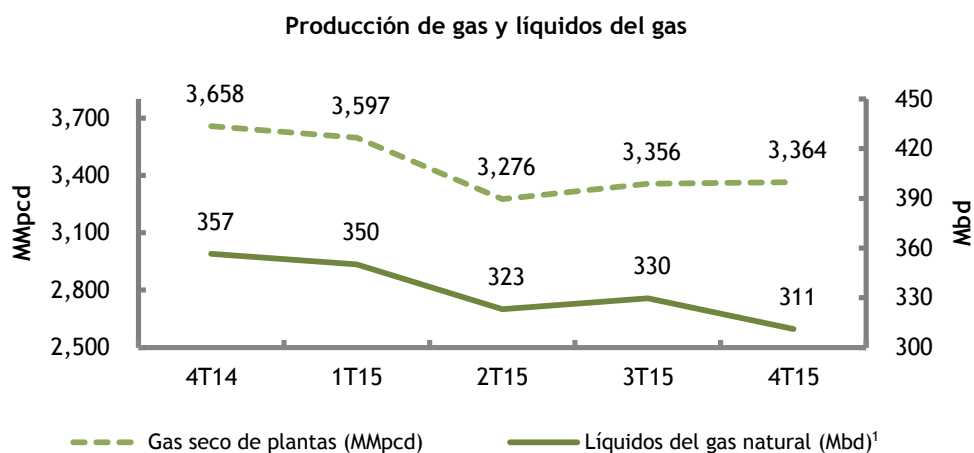
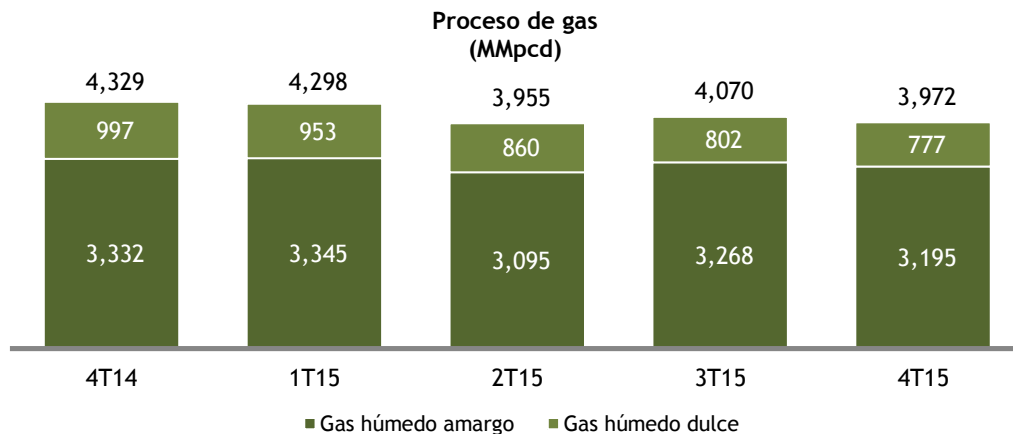
El margen variable de refinación incrementó USD 2.57 por barril, a un margen de USD 1.61 por barril, debido principalmente a un mayor aprovechamiento de las corrientes intermedias y rendimientos en turbosina y combustóleo, así como a un menor impacto por el efecto desfavorable en precios en la variación de los inventarios de crudo y de productos.



Proceso y producción de gas

El proceso de gas natural fue 8.3% inferior al del mismo periodo de 2014, derivado de menor oferta de gas húmedo dulce y amargo, proveniente de las regiones marinas y la región Sur. Como resultado de lo anterior, la producción de gas seco y de líquidos del gas natural fue inferior en 8.0% y 12.6%, respectivamente, en comparación con el mismo periodo de 2014.

Por su parte, el proceso de condensados fue 4.7% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a una menor entrega de condensados dulces de Burgos.



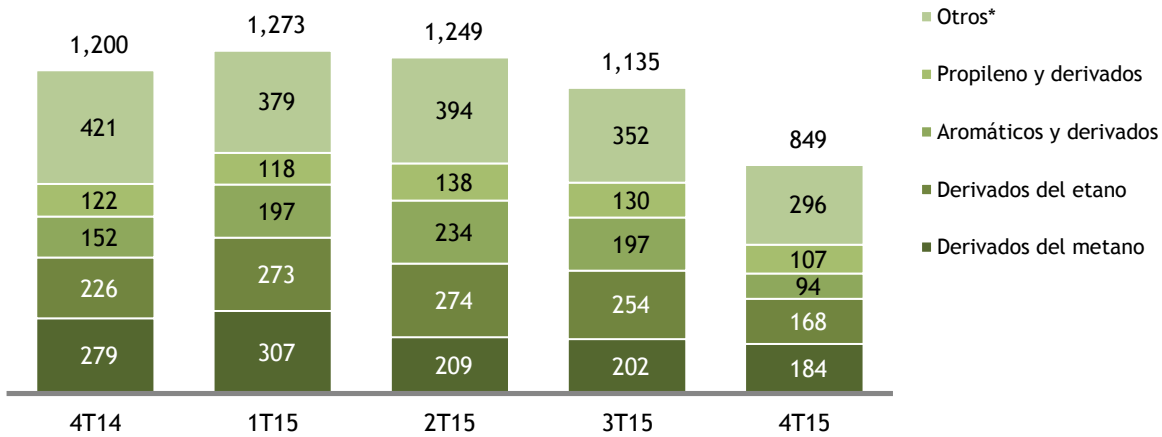
(1) Incluye el proceso de condensados.

Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos disminuyó 29.3%, o 352 Mt, respecto al cuarto trimestre del año anterior, como resultado de:

- una reducción de 95 Mt en la cadena de derivados del metano, resultado de menor producción de amoníaco y anhídrido carbónico, principalmente, por una menor disponibilidad de gas natural;
- una disminución de 59 Mt en la cadena de derivados del etano, debido a mantenimiento programado en la planta de etileno del Complejo Morelos;
- una reducción de 15 Mt en la cadena de propileno y derivados, como resultado de menor producción de propileno;
- un descenso de 58 Mt en la cadena de aromáticos y derivados, debido principalmente al ciclo anual de mantenimiento programado; y
- una disminución de 125 Mt en otros petroquímicos, debido a menor producción de hidrógeno, licuables de BTX, pentanos y butanos, como consecuencia de mantenimiento programado.

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.

Franquicias El número de estaciones de servicio registradas al 31 de diciembre de 2015 fue de 11,210, es decir 3.5% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

Transformación Industrial 2015

Proceso de crudo En 2015, el proceso total de petróleo crudo fue de 1,065 Mbd, 7.8% inferior al proceso registrado en 2014. Lo anterior fue resultado de mantenimientos programados de plantas, la ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos, relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas a finales de 2014, así como al menor proceso programado derivado de la optimización del SNR.

La proporción de crudo pesado en el proceso total de crudo del SNR aumentó 2.2 puntos porcentuales, en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de destilados intermedios.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró una disminución de 5.0 puntos porcentuales, respecto al 2014, ubicándose en 64.1%, debido a los mantenimientos y rehabilitaciones antes mencionados.

Producción de petrolíferos En 2015, derivado del menor proceso de crudo, problemas operativos en plantas por la calidad del crudo recibido de las áreas productivas a finales del 2014 y de una menor entrega por parte del complejo petroquímico Cangrejera a Minatitlán de insumos para producción de gasolina, como consecuencia de mantenimientos preventivos de la planta CCR, la producción total de petrolíferos disminuyó 8.8%.

Vale la pena destacar el arranque de operaciones de las plantas de diésel y gasolinas ultra-bajo azufre (UBA) en las refinerías de Cadereyta y Madero, respectivamente.

Producción de petrolíferos En 2015, derivado del menor proceso de crudo, problemas operativos en plantas por la calidad del crudo recibido de las áreas productivas a finales del 2014 y de una menor entrega por parte del complejo petroquímico Cangrejera a Minatitlán de insumos para producción de gasolina, como consecuencia de mantenimientos preventivos de la planta CCR, la producción total de petrolíferos disminuyó 8.8%.

Vale la pena destacar el arranque de operaciones de las plantas de diésel y gasolinas ultra-bajo azufre (UBA) en las refinerías de Cadereyta y Madero, respectivamente.

Margen variable de refinación

Al cierre de 2015, el margen variable de refinación aumentó a USD 3.35 por barril, de USD 1.76 por barril al cierre de 2014, lo que se debió, esencialmente, a un mayor aprovechamiento de corrientes intermedias, al procesamiento de una dieta de crudo más pesada, así como al mayor rendimiento en destilados intermedios.

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

En 2015, el proceso de gas natural fue 6.2% menor respecto al 2014, como resultado de una menor oferta de gas húmedo amargo y dulce, proveniente de las regiones marinas y la Región Sur, debido principalmente al incidente registrado en Abkatún en el mes de abril, así como a la declinación natural de los campos. Como consecuencia de lo anterior, la producción de gas seco disminuyó 6.7%, o 242 MMpcd. De igual manera, la producción de líquidos del gas natural disminuyó 9.8%.

Por su parte, el proceso de condensados fue 7.1% inferior debido a la menor oferta de condensados dulces de Burgos y condensados amargos de la Región Sur.

Producción de petroquímicos

La elaboración total de petroquímicos, disminuyó 14.2% respecto al 2014, ubicándose en 4,505 Mt. Esto se debió a:

- un descenso de 375 Mt en la cadena de derivados del metano, debido, principalmente, a menor producción de amoniaco y anhídrido carbónico, como resultado de problemas operativos, así como por una menor disponibilidad de gas natural;
- una reducción de 37 Mt en la cadena de derivados del etano, como resultado de mantenimientos y libranzas. Por otra parte, se redujo la producción de polietilenos de alta y baja densidad, debido a paros operativos no programados; y
- una disminución de 13 Mt en la cadena de propileno y derivados, debido a menor disponibilidad de propileno, como resultado de trabajos de mantenimiento programados en la planta de etileno de Morelos; y
- una disminución de 399 Mt en la producción de otros petroquímicos, debido a menor producción de azufre, gasolina base octano, materia prima para negro de humo, así como por la cancelación de la producción de heptano y enfocándola hacia la producción de hexano.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 79 Mt en la cadena de aromáticos y derivados, debido a la priorización en la producción de hidrocarburo de alto octano.

Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial

Transferencia de activos al CENAGAS

El 29 de octubre de 2015, PEMEX y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) firmaron un convenio marco y el contrato para la transferencia de los activos del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema Naco - Hermosillo, en cumplimiento de lo estipulado en la Legislación Secundaria de la Reforma Energética.

Con esto, PEMEX transferirá alrededor de 9.0 mil km de ductos, con una capacidad de más de cinco mil millones de pies cúbicos diarios (MMMpcd) de gas natural al CENAGAS, cuya misión es garantizar el abasto confiable, eficiente y seguro de gas natural en el territorio nacional.

Proyecto Golfo - Centro

El 30 de octubre de 2015, PEMEX anunció el inicio de la primera fase del Proyecto Golfo - Centro, que permitirá el suministro de gasolinas y diésel desde el puerto de Tuxpan, Veracruz, a la zona centro del país, con una inversión estimada de USD 700.0 millones en conjunto con BlackRock, como resultado del memorándum de entendimiento firmado en mayo 2015.

Esta fase comprende la construcción de una central de almacenamiento y bombeo con capacidad de 750 Mbd y la construcción de dos posiciones de descarga en el puerto de Tuxpan, Veracruz, que se conectarán a través de un sistema de poliductos con la Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) Región Centro.

ICA Flour y Odebrecht

El 16 de noviembre de 2015, PEMEX firmó contratos con ICA Flour y Odebrecht para el desarrollo de proyectos de tratamiento de residuales en la refinería Miguel Hidalgo, en Tula, con una inversión estimada de USD 1.2 mil millones.

Los contratos comprenden la realización de la ingeniería complementaria, procura y construcción del primer paquete de obras de integración y servicios auxiliares para incrementar la producción de destilados (gasolinas y diésel) y disminuir el uso de combustóleo a través de la construcción de una planta coquizadora, así como la construcción de accesos y obras externas para dicho proyecto de aprovechamiento de residuales.

Estaciones de servicio en E.U.A.

El 3 de diciembre de 2015, PEMEX anunció la apertura de cinco estaciones de servicio bajo el formato Franquicia PEMEX en Houston, Texas, E.U.A.

Este esquema de franquicias cuenta con inversión de terceros, quienes son los propietarios de dichas estaciones de servicio y determinarán los precios de venta al público de los combustibles, de acuerdo con las condiciones de mercado en Houston, y forma parte de la estrategia de PEMEX para expandirse en E.U.A., de acuerdo con su mandato de enfocarse en actividades que le generen valor económico en el entorno de competencia derivado de la Reforma Energética.

Autorización de operación de infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos

El 18 de diciembre de 2015, derivado de la Legislación Secundaria de la Reforma Energética, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó diversos permisos a PEMEX para la operación de infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, entre los cuales se encuentran:

- 6 sistemas de ductos de petrolíferos con extensión de 8.6 km;
- 1 sistema de ductos de hidrocarburos de 5.2 km;
- 1 sistema de ductos de petroquímicos de 282.0 km;
- 5 permisos para flota mayor (16 buque-tanques) y flota menor (6 embarcaciones);
- 4 sistemas de transporte de auto-tanques, que representan 1,456 unidades que realizan entregas diarias a estaciones de servicio;
- 73 terminales de almacenamiento con una capacidad de 17 MMB;
- 7 permisos de terminales marítimas; y
- 3 permisos de almacenamiento de gas LP.

Lo anterior, complementa los permisos existentes para 1.6 km del sistema de ductos de gas L.P. y para 2 sistemas de almacenamiento de gas L.P., que previamente habían sido autorizados por la CRE.

Combustibles limpios

El 10 de enero de 2016, PEMEX realizó el anuncio de la Fase II del proyecto de combustibles limpios correspondientes a diésel Ultra Bajo Azufre (UBA) para las refinerías de Madero, Tamaulipas; Salamanca, Guanajuato; Minatitlán, Veracruz; Tula, Hidalgo, y Salina Cruz, Oaxaca, por una inversión de casi USD 4.0 mil millones, de los cuales el 58% provendrá de inversionistas privados. Estas inversiones forman parte de los USD 23.0 mil millones anunciados por PEMEX y el Presidente Peña en diciembre de 2015.

El proyecto comprende la construcción de 12 nuevas plantas y la modernización 14 plantas ya existentes, además de la instalación de sistemas complementarios y servicios auxiliares integrados a dichas refinerías.

Combustibles limpios diésel UBA		
Refinería	Monto estimado de inversión	Desarrollo e implementación
Ciudad Madero, Tamaulipas	USD 1.0 mil millones	• ICA Flour Daniel
Salamanca, Guanajuato	USD 500.0 millones	• Samsung Engineering
Minatitlán, Veracruz	USD 700.0 millones	• Treunidas México Ingeniería y Construcción
Tula, Hidalgo	USD 600.0 millones	• Avanzia Instalaciones
Salina Cruz, Oaxaca	USD 1.0 mil millones	• Foster Wheeler - Arrendal

Adquisición de Fertinal

El 29 de enero de 2016, PEMEX, a través de Pemex Fertilizantes, llevó a cabo la adquisición de Grupo Fertinal, S.A. De C.V. (Fertinal).

El proyecto considera una inversión de hasta USD 255.0 millones por el capital de Fertinal, incluyendo los activos existentes tanto en la Unidad de Lázaro Cárdenas, Michoacán, como en la mina de roca fosfórica ubicada en San Juan de la Costa, Baja California Sur, incrementando así la capacidad de Pemex Fertilizantes en 1.2 millones de toneladas de fertilizantes sólidos.

Seguridad Industrial

Índice de frecuencia⁴

Durante 2015, el índice de frecuencia acumulado para el personal de PEMEX, se ubicó en 0.47 accidentes con lesiones incapacitantes por millones de hora - hombre (MMhh). Esta cifra aumentó un 25.0% con respecto al 2014.

Índice de gravedad⁵

Al cierre de 2015 el índice de gravedad acumulado de lesiones, se ubicó en 31, cifra 27.5% mayor a la registrada durante 2014.

Para revertir la tendencia en cuanto a los accidentes graves, se implementó el Nuevo Mandato de la Función de SSPA, para reforzar las acciones realizadas por todo el personal de las áreas de seguridad y de esta manera fortalecer la coordinación para el cumplimiento de las 13 directrices de SSPA. Así mismo, se implementó un programa para realizar actividades de auditoría y de asesoramiento técnico en centros de trabajo críticos de PEP, especialmente de las regiones marinas, y de TRI.

Con respecto a los accidentes moderados y menores, se definió la estrategia a seguir para incrementar la cultura de seguridad y abatir la accidentalidad a través de campañas de concientización.

Protección Ambiental

Emisiones de óxidos de azufre

Durante 2015, las emisiones de óxidos de azufre aumentaron 20.7% con respecto al 2014. Lo anterior, principalmente como resultado de las emisiones ocasionadas por 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 Región Marina Noroeste (RMNO); así

⁴ 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.

⁵ 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.

como a la quema de gas en el Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8. Adicionalmente, se realizaron trabajos de mantenimiento en las plantas de azufre de CPG Cactus, Nuevo Pemex y Cd. Pemex.

Reuso de agua

La relación reuso de agua contra uso de agua durante 2015 disminuyó 2.7%, con relación al 2014, debido principalmente al menor porcentaje de utilización de las plantas de tratamiento de aguas residuales y de aguas negras del Sistema Nacional de Refinación (SNR), por el traspaso de plantas de tratamiento de aguas residuales operadas por terceros.

Global Water Development Partners

El 30 de noviembre de 2015 y derivado del memorándum de entendimiento firmado el 12 de mayo de 2015, PEMEX y Global Water Development Partners acordaron la creación de una sociedad conjunta para invertir alrededor de USD 800.0 millones en proyectos de infraestructura de agua y tratamiento de aguas residuales para las instalaciones de *upstream* y *downstream* en México.

Resultados financieros

Durante 2015, PEMEX inició sus operaciones bajo un nuevo marco fiscal y concluyó exitosamente el proceso de reestructuración de la empresa. Además, sorteó hábilmente la volatilidad presente en el mercado financiero, aprovechando los instrumentos disponibles y poniendo en práctica las nuevas herramientas otorgadas por la Reforma Energética.

Entre los efectos que tuvieron un impacto significativo en los resultados de la empresa se observaron: el precio de los hidrocarburos, el tipo de cambio, la modificación del horizonte económico de las reservas a 20 años por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el cambio de las tasas de interés de los bonos gubernamentales y la revisión del régimen de pensiones de la empresa.

PEMEX											
Estado de resultados consolidado											
	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de				Del 1 de enero al 31 de diciembre de						
	2014	2015	Variación	2015	2014	2015	Variación	2015			
	(MXN millones)				(USD millones)	(MXN millones)				(USD millones)	
Ingresos totales por ventas y servicios											
Ventas totales	364,190	264,227	-27.4%	(99,963)	15,356	1,586,728	1,166,362	-26.5%	(420,365)	67,786	
En México	229,288	176,594	-23.0%	(52,694)	10,263	944,998	746,236	-21.0%	(198,762)	43,369	
De exportación	130,046	84,913	-34.7%	(45,133)	4,935	630,291	407,214	-35.4%	(223,077)	23,666	
Ingresos por servicios	4,856	2,720	-44.0%	(2,136)	158	11,439	12,912	12.9%	1,474	750	
Costo de ventas	227,046	636,184	180.2%	409,138	36,973	865,281	1,280,836	48.0%	415,555	74,439	
Rendimiento bruto	137,144	(371,957)	-371.2%	(509,102)	(21,617)	721,447	(114,473)	-115.9%	(835,921)	(6,653)	
Otros ingresos (gastos)	(3,069)	(2,845)	7.3%	224	(165)	37,552	(2,374)	-106.3%	(39,926)	(138)	
IEPS devengado	2,415	87	-96.4%	(2,328)	5	43,109	2,519	-94.2%	(40,590)	146	
Otros	(5,484)	(2,932)	46.5%	2,552	(170)	(5,556)	(4,893)	11.9%	663	(284)	
Gastos de distribución, transportación y venta	9,028	(13,914)	-254.1%	(22,941)	(809)	32,183	12,801	-60.2%	(19,381)	744	
Gastos de administración	31,913	(61,271)	-292.0%	(93,184)	(3,561)	111,337	24,739	-77.8%	(86,599)	1,438	
Rendimiento de operación	93,135	(299,618)	-421.7%	(392,753)	(17,413)	615,480	(154,387)	-125.1%	(769,867)	(8,973)	
Intereses a cargo	(17,792)	(18,946)	-6.5%	(1,154)	(1,101)	(51,559)	(67,774)	-31.4%	(16,215)	(3,939)	
Intereses a favor	1,242	12,574	912.5%	11,332	731	3,014	14,991	397.3%	11,977	871	
Rendimiento (costo) por derivados financieros	(3,794)	(4,143)	-9.2%	(349)	(241)	(9,439)	(21,450)	-127.3%	(12,011)	(1,247)	
Utilidad (pérdida) en cambios	(67,494)	(18,496)	72.6%	48,998	(1,075)	(76,999)	(154,766)	-101.0%	(77,766)	(8,995)	
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(1,871)	162	108.7%	2,033	9	34	2,318		2,284	135	
Rendimiento antes de impuestos y derechos	3,426	(328,468)		(331,894)	(19,090)	480,532	(381,067)	-179.3%	(861,599)	(22,147)	
Impuestos y derechos	121,002	31,289	-74.1%	(89,714)	1,818	746,075	331,500	-55.6%	(414,574)	19,266	
Derechos	140,811	86,294	-38.7%	(54,517)	5,015	760,912	376,683	-50.5%	(384,229)	21,892	
Impuesto a los rendimientos petroleros	(21,663)	-		21,663	-	(18,735)	-		18,735	-	
Impuesto sobre la renta y otros	1,854	(55,006)	-3066.6%	(56,860)	(3,197)	3,898	(45,182)	-1259.1%	(49,080)	(2,626)	
Rendimiento (pérdida) neto	(117,577)	(359,757)	-206.0%	(242,181)	(20,908)	(265,543)	(712,567)	-168.3%	(447,025)	(41,413)	
Otros resultados integrales	(268,030)	78,256	129.2%	346,286	4,548	(265,348)	88,612	133.4%	353,960	5,150	
Inversiones en activos disponibles para su venta	(1,550)	(302)	80.5%	1,248	(18)	(765)	(3,206)	-318.9%	(2,441)	(186)	
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	(275,980)	78,557	128.5%	354,536	4,566	(275,962)	78,557	128.5%	354,519	4,566	
Efecto por conversión	9,501	2	-100.0%	(9,499)	0	11,380	13,262	16.5%	1,882	771	
Utilidad (pérdida) integral	(385,606)	(281,501)	27.0%	104,105	(16,360)	(530,891)	(623,955)	-17.5%	(93,064)	(36,263)	

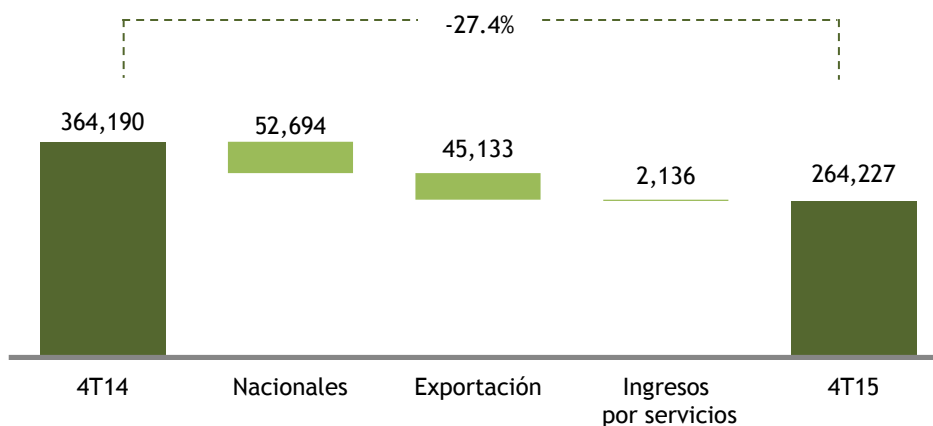
Estado de resultados del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2015

Ventas netas

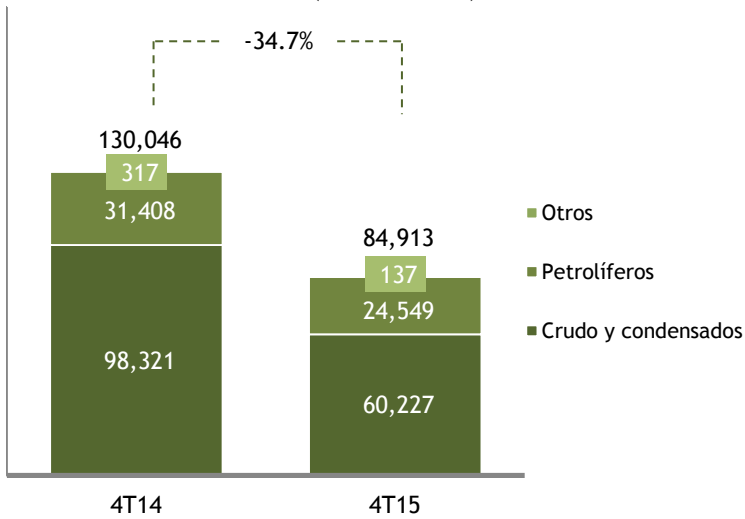
En el cuarto trimestre de 2015, las ventas totales netas de IEPS disminuyeron 27.9% en comparación con las registradas en el mismo trimestre de 2014. Esta reducción de MXN 102.3 mil millones se debió principalmente a:

- una reducción de 27.3% en las ventas en México de gasolinas y diésel netas de IEPS. El efecto precio de esta reducción fue de MXN (44.9) mil millones, mientras que el efecto volumen fue de MXN (324.1) millones;
- una reducción de 38.7% en las exportaciones de crudo y condensados, principalmente como resultado de menores precios del crudo. El efecto precio de la reducción de las exportaciones de crudo y condensados fue de MXN (34.3) mil millones y el efecto volumen fue de MXN (3.7) mil millones. El precio de la mezcla mexicana de exportación se redujo en USD 29.85 al pasar de USD 64.05 a USD 34.20 por barril;
- una reducción de 21.8% en las exportaciones de petrolíferos, motivada por menores precios. El efecto precio de esta reducción fue de MXN (3.3) mil millones, mientras que el efecto volumen fue de MXN (3.6) mil millones;
- una reducción de 28.3% en las ventas en México de combustóleo; y
- una reducción de 17.7% en las ventas en México de gas seco, ocasionada principalmente por la reducción del precio del gas, a pesar de un ligero aumento en el volumen de ventas. La referencia internacional utilizada (Henry Hub) pasó de USD 3.74 a USD 2.10 por MMBtu. El efecto precio en la reducción de ventas nacionales de gas seco fue de MXN (3.0) mil millones y el efecto volumen de MXN 261.6 millones.

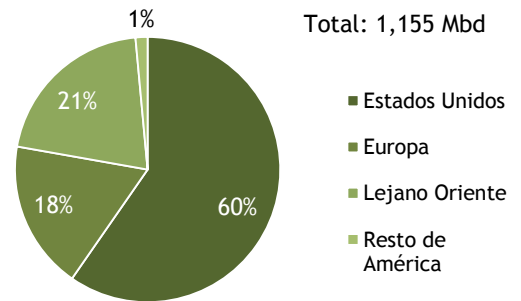
Evolución de las ventas
(MXN millones)



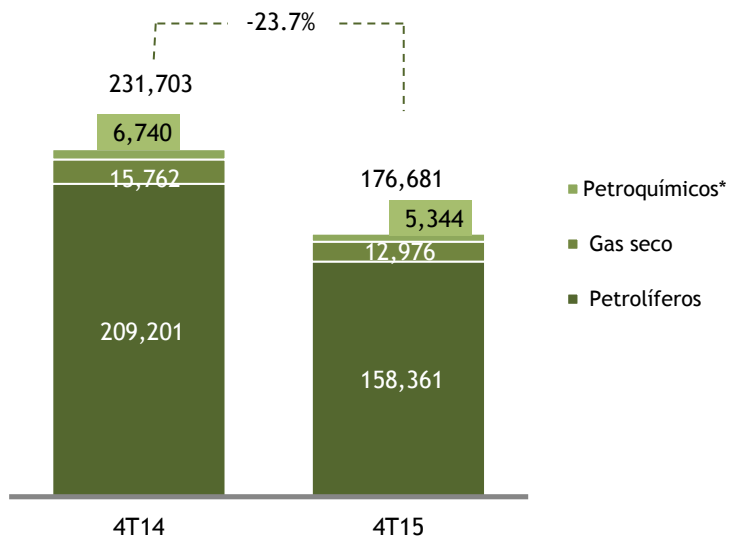
Exportaciones (MXN millones)



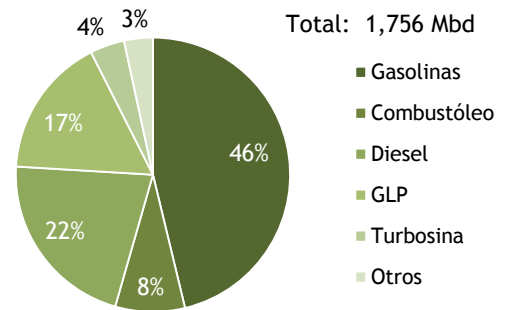
Exportaciones de crudo por destino geográfico 4T15



Ventas en México netas de IEPS (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México 4T15



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

Rendimiento bruto y de operación

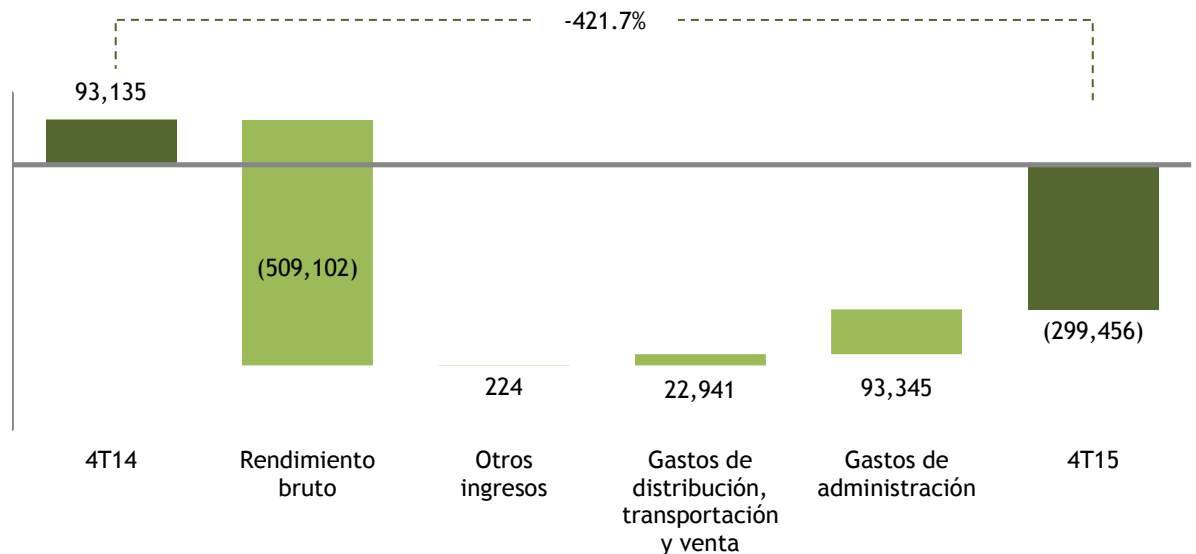
El rendimiento bruto neto de IEPS en el cuarto trimestre de 2015 disminuyó 371.2%, o MXN 509.1 mil millones. Es importante recordar que a partir del ejercicio 2015 se modificó el régimen tributario de PEMEX, mismo que está establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y considera impuestos y derechos a la exploración y extracción de hidrocarburos que se registran en el costo de ventas.

El rendimiento de operación disminuyó MXN 392.8 mil millones, principalmente debido a un aumento de MXN 409.1 mil millones en el costo de ventas, como consecuencia del deterioro en activos fijos y de los aumentos por la reclasificación del renglón de impuestos y derechos a la extracción y exploración de hidrocarburos.

El deterioro de activos obedeció fundamentalmente a la disminución en los flujos de efectivo futuros como resultado de la fuerte caída en los precios del crudo, y a la nueva regulación emitida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, aplicable a partir de 2016, en la que se modifica el horizonte económico de las reservas asignadas a PEMEX en la Ronda Cero a 20 años.

El costo de ventas también fue afectado de manera positiva por una reducción de MXN 84.5 mil millones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, debido a las modificaciones en el plan de pensiones y jubilaciones, así como por una reducción de 28.6% en la compra de productos para reventa (principalmente gasolina), como resultado de los menores precios de los hidrocarburos.

Evolución del rendimiento de operación
Cifras netas de IEPS
(MXN millones)



Composición del rendimiento (pérdida) neta

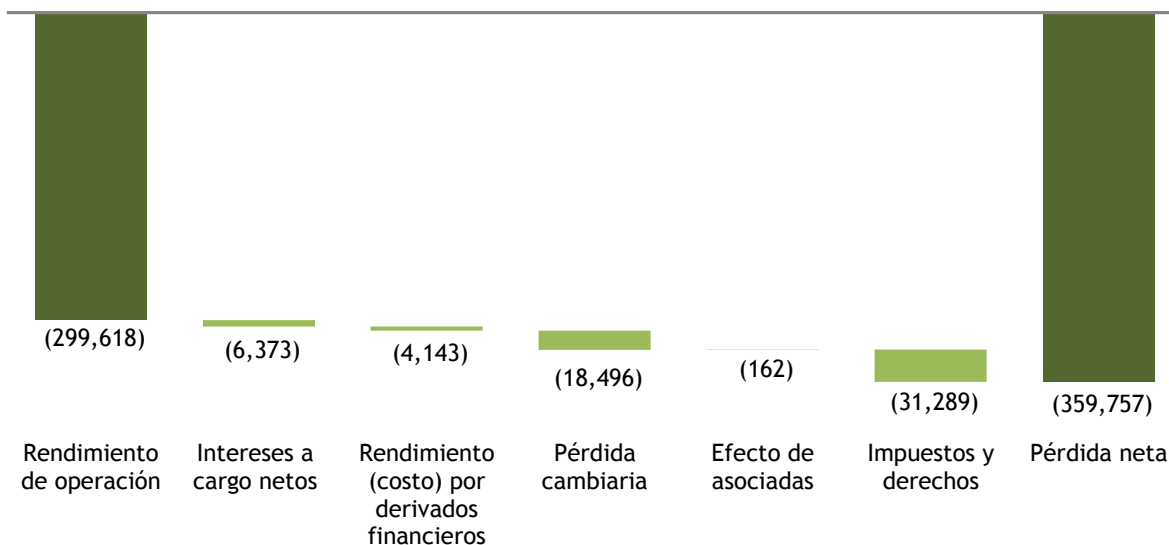
En el cuarto trimestre de 2015, la pérdida neta fue de MXN 359.8 mil millones, compuesta principalmente por:

- el rendimiento de operación de MXN (299.6) mil millones;
- intereses a cargo netos de MXN 6.4 mil millones;
- costo por derivados financieros de MXN 4.1 mil millones;
- pérdida cambiaria de MXN 18.5 mil millones;
- impuestos y derechos de MXN 31.3 mil millones.

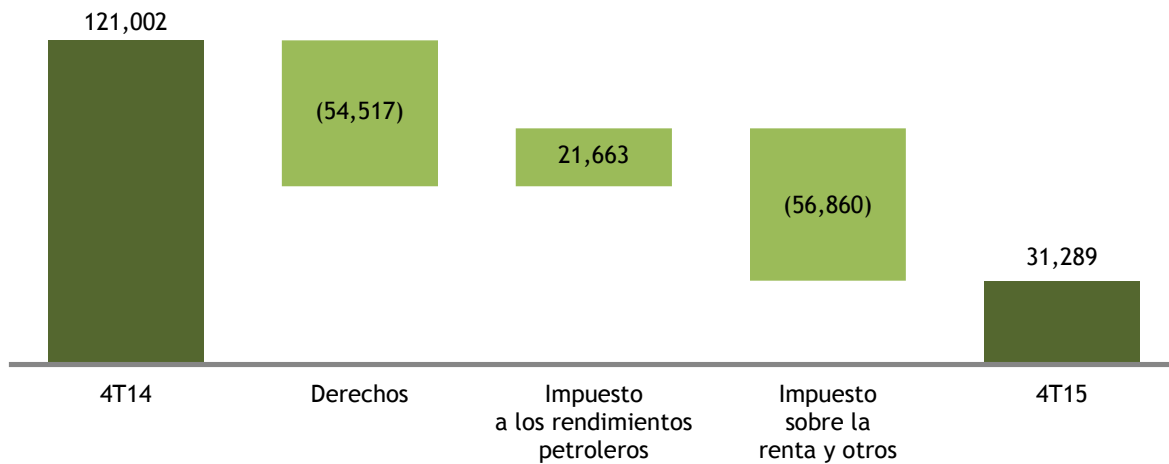
Como se mencionó anteriormente, con base en el régimen fiscal vigente a partir de 2015, algunos impuestos y derechos se registran en el costo de ventas, por lo que los rendimientos de operación en 2014 y 2015 no son del todo comparables. Durante el cuarto trimestre de 2015, se pagaron MXN 11.5 mil millones por impuestos y derechos a la exploración y extracción, registrados dentro del costo de ventas.

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

Composición del rendimiento (pérdida) neto (MXN millones)



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.

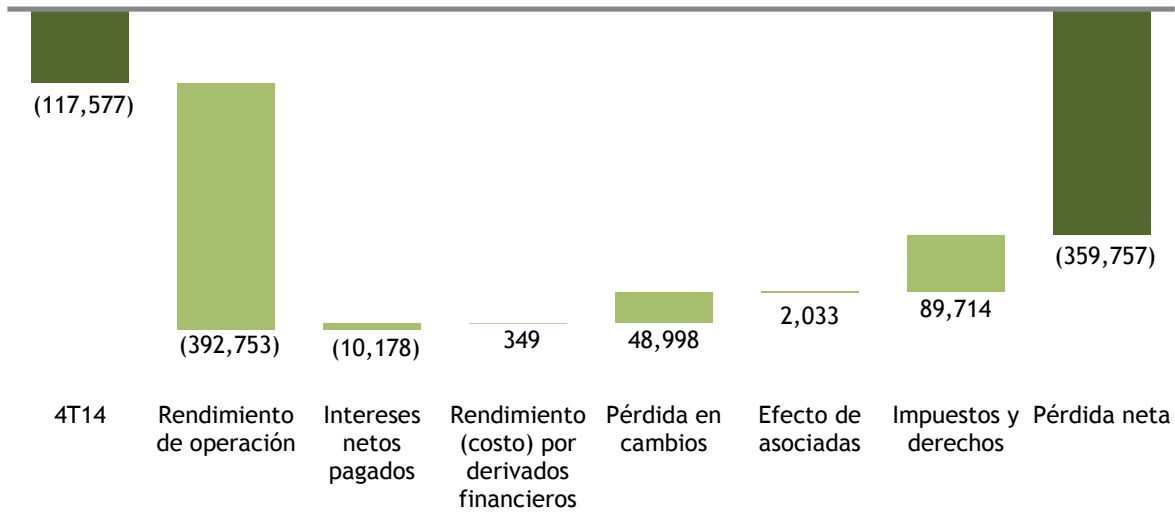
Evolución del
rendimiento
(pérdida)
neta

La variación de la pérdida neta se explica por:

- una disminución de MXN 392.8 mil millones en el rendimiento de operación;
- una disminución de MXN 10.2 mil millones en intereses a cargo netos;
- un incremento de MXN 349.1 millones en el rendimiento (costo) por derivados financieros debido principalmente al efecto de apreciación del dólar de E.U.A. con respecto a las monedas que Petróleos Mexicanos tiene cubiertas mediante la contratación de swaps;
- una disminución de la pérdida en cambios de MXN 49.0 mil millones debido principalmente a que durante el cuarto trimestre de 2015 se registró una depreciación del peso mexicano respecto al dólar de E.U.A. de 1.2%; en tanto que en el cuarto trimestre de 2014 el peso mexicano se depreció 9.4% respecto al dólar de E.U.A.; y
- una variación negativa en el rubro de impuestos y derechos de 74.1%, debido a menor precio de la mezcla mexicana del crudo y menor volumen producido.

Como resultado, la pérdida neta se ubicó en MXN 359.8 mil millones en el cuarto trimestre de 2015, en comparación con la pérdida neta de MXN 117.6 mil millones en el mismo periodo de 2014.

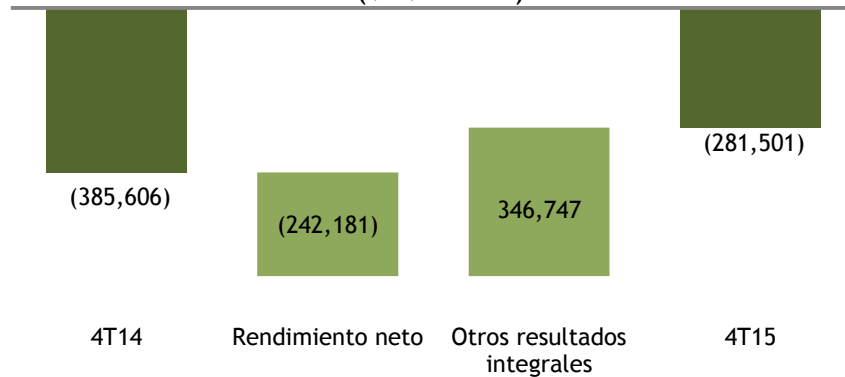
Evolución del rendimiento (pérdida) neta
(MXN millones)



Utilidad (pérdida) integral

Otros resultados integrales incrementaron MXN 346.3 mil millones, debido principalmente a un incremento de MXN 354.5 mil millones en las ganancias actuariales por beneficios a empleados. Este incremento se derivó de la actualización de las tasas actuariales utilizadas para calcular los beneficios a empleados. Adicionalmente, se observó una variación positiva de MXN 1.2 mil millones en inversiones en activos disponibles para su venta, debido principalmente al desempeño del precio de la acción de Repsol y el tipo de cambio aplicado. Derivado de lo anterior, la pérdida integral en el cuarto trimestre 2015 fue de MXN 281.5 mil millones.

Evolución de la Utilidad integral
(MXN millones)



Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015**Ventas**

Las ventas totales netas de IEPS de 2015 disminuyeron 28.3% en comparación con las registradas en 2014, principalmente como consecuencia de una reducción de 35.4% en las exportaciones. Esta reducción fue originada por una baja de MXN 187.1 mil millones en las exportaciones de crudo y condensados, principalmente como resultado de la disminución de 49.4% en los precios de la Mezcla mexicana de crudo, al pasar de un promedio de USD 85.48 por barril en 2014 a USD 43.29 por barril en 2015. El volumen exportado aumentó 2.6%, al pasar de 1,142 Mbd a 1,172 Mbd.

A pesar de que las exportaciones de petrolíferos también registraron un incremento de 2.2% en volumen con respecto a 2014, las ventas de los mismos disminuyeron en MXP 35.1 mil millones, debido a la baja en los precios.

Rendimiento bruto y de operación

El rendimiento bruto disminuyó 115.9%, debido a una disminución de MXN 420.4 mil millones en ventas, principalmente ocasionada por una variación negativa de MXN 223.1 mil millones en las ventas de exportación.

Adicionalmente, el costo de ventas registró un aumento de 48.0%, derivado principalmente por el incremento del deterioro ya explicado por MXN 455.3 mil millones en los activos fijos.

El rendimiento de operación disminuyó 125.1%, a MXN (154.4) mil millones.

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

Sin embargo, también una parte significativa de nuestros ingresos se encuentra denominada o referenciada a dólares de E.U.A. (exportaciones de crudo y petrolíferos, por ejemplo).

Además, nuestros ingresos por ventas nacionales de gasolinas y diesel, netos de IEPS, así como de petroquímicos y gas natural y sus subproductos están relacionados con precios de referencia establecidos en dólares de E.U.A. La única excepción para este caso, son las ventas nacionales de gas LP, ya que están determinadas en pesos y representan menos del 5% de nuestros ingresos.

Los costos y gastos de operación totales (costo de ventas, gastos de distribución, transportación y venta y gastos de administración) aumentaron 30.7%.

Cabe destacar la disminución de 151.4% del costo neto del periodo de beneficios a empleados debido a la actualización del plan de pensiones y jubilaciones. Por su parte, la depreciación y amortización se incrementó en 17.4%.

Composición del rendimiento (pérdida) neta

En 2015 la pérdida neta fue de MXN 712.6 mil millones, compuesta por:

- el rendimiento de operación de MXN 154.4 mil millones;
- intereses a cargo netos de MXN 52.8 mil millones;
- costo por derivados financieros de MXN 21.4 mil millones;
- una pérdida cambiaria de MXN 154.8 mil millones;
- impuestos y derechos de MXN 331.5 mil millones.

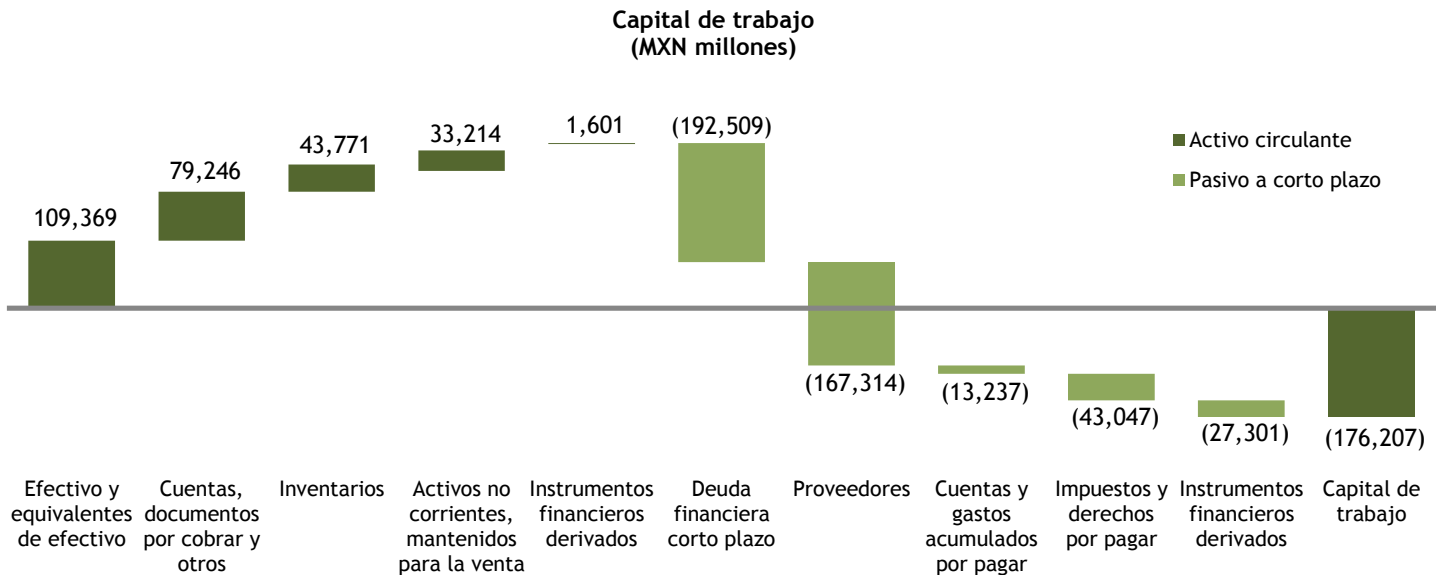
Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2015

PEMEX					
Balance general consolidado					
	Al 31 de diciembre de	Al 31 de diciembre de			
	2014	2015	Variación		2015
	(MXN millones)				(USD millones)
Total activo	2,128,368	1,775,654	-16.6%	(352,714)	103,197
Activo circulante	283,913	267,200	-5.9%	(16,712)	15,529
Efectivo y equivalentes de efectivo	117,989	109,369	-7.3%	(8,620)	6,356
Cuentas, documentos por cobrar y otros	114,423	79,246	-30.7%	(35,177)	4,606
Inventarios	49,939	43,771	-12.4%	(6,168)	2,544
Activos no corrientes para su disposición, mantenidos para la venta	-	33,214	100.0%	33,214	1,930
Instrumentos financieros derivados	1,563	1,601	2.5%	39	93
Inversiones permanentes en acciones de cías. asociadas	22,015	24,166	9.8%	2,151	1,404
Pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	1,783,374	1,344,484	-24.6%	(438,891)	78,138
Impuestos diferidos	4,143	54,900	1225.3%	50,758	3,191
Efectivo restringido	6,884	9,247	34.3%	2,363	537
Otros activos	22,625	71,713	217.0%	49,087	4,168
Activos financieros disponibles para la venta	5,415	3,945	-27.1%	(1,470)	229
Total pasivo	2,896,089	3,107,330	7.3%	211,241	180,590
Pasivo a corto plazo	334,159	443,408	32.7%	109,248	25,770
Deuda financiera de corto plazo	145,866	192,509	32.0%	46,642	11,188
Proveedores	116,178	167,314	44.0%	51,136	9,724
Cuentas y gastos acumulados por pagar	12,235	13,237	8.2%	1,002	769
Instrumentos financieros derivados	17,460	27,301	56.4%	9,841	1,587
Impuestos y derechos por pagar	42,420	43,047	1.5%	627	2,502
Pasivo a largo plazo	2,561,930	2,663,922	4.0%	101,993	154,821
Deuda financiera de largo plazo	997,384	1,300,873	30.4%	303,489	75,604
Reserva de beneficios a los empleados	1,474,089	1,279,385	-13.2%	(194,703)	74,355
Reserva para créditos diversos	78,423	73,192	-6.7%	(5,231)	4,254
Otros pasivos	7,718	8,288	7.4%	570	482
Impuestos diferidos	4,316	2,184	-49.4%	(2,132)	127
Total patrimonio	(767,721)	(1,331,676)	-73.5%	(563,955)	(77,394)
Controladora	(768,066)	(1,331,929)	-73.4%	(563,864)	(77,408)
Certificados de aportación "A"	134,605	194,605	44.6%	60,000	11,310
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,542
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	58
Resultados acumulados integrales	(394,594)	(306,023)	22.4%	88,571	(17,785)
Rendimientos acumulados:	(552,809)	(1,265,244)	-128.9%	(712,435)	(73,533)
Déficit de ejercicios anteriores	(287,606)	(552,809)	-92.2%	(265,203)	(32,128)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(265,203)	(712,435)	-168.6%	(447,232)	(41,405)
Participación no controladora	345	253	-26.5%	(92)	15
Total pasivo y patrimonio	2,128,368	1,775,654	-16.6%	(352,714)	103,197

Capital de trabajo

Al 31 de diciembre de 2015, el capital de trabajo se ubicó en MXN (176.2) mil millones, principalmente como resultado de los siguientes aumentos: MXN 51.1 mil millones en la cuenta de proveedores; MXN 46.6 mil millones en la deuda financiera de corto plazo; y MXN 9.8 mil millones en instrumentos financieros derivados.

Adicionalmente, se reclasificó la cuenta activos financieros disponibles para la venta dentro de activos no circulantes, y se incorporó la cuenta activos no corrientes para su disposición, mantenidos para venta, a los activos circulantes. Esta última cuenta corresponde a la transferencia de determinados bienes de Pemex Gas y Petroquímica Básica relacionados con el sistema nacional de ductos al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) y a Pemex Logística.



Deuda

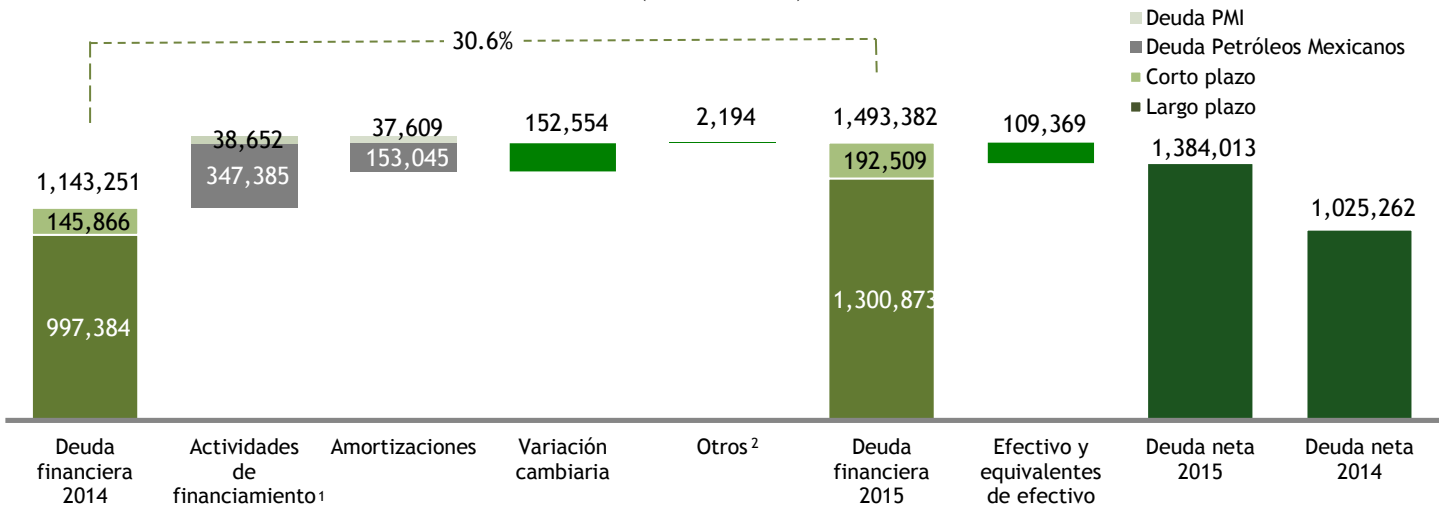
La deuda financiera total registró un aumento de 30.6% principalmente debido a mayores actividades de financiamiento, ubicándose en MXN 1,493.4 mil millones, o USD 86.8 mil millones.

En el transcurso de 2015, Petróleos Mexicanos y PMI⁶ realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 386.0 mil millones, o USD 22.4 mil millones. El total de amortizaciones registradas en año fue de MXN 191.2 mil millones, o USD 11.1 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.

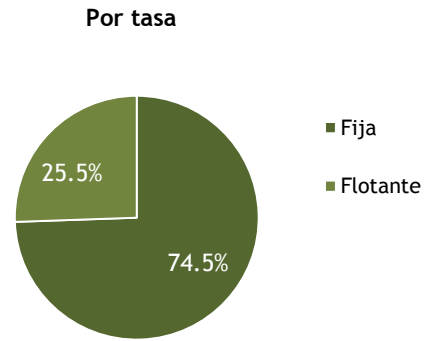
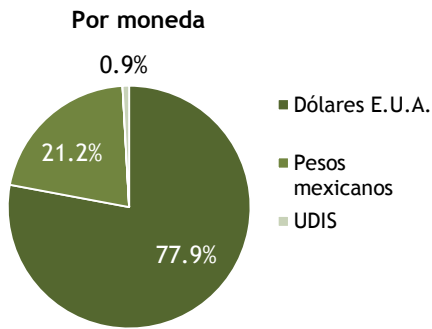
⁶ Se refiere a P.M.I. Holdings, B.V., P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., Pemex Finance Ltd. y Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.

Deuda financiera (MXN millones)

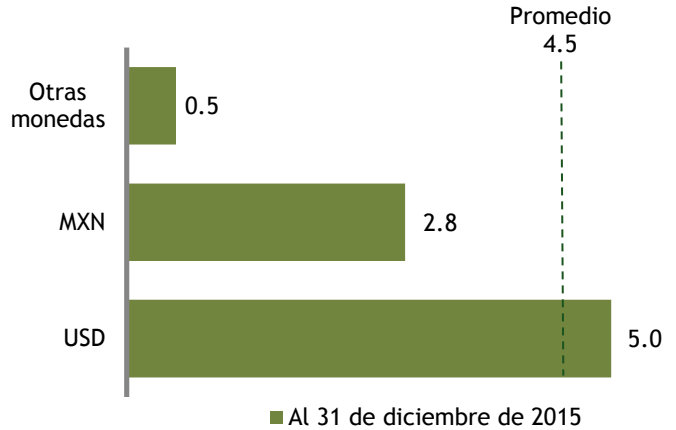
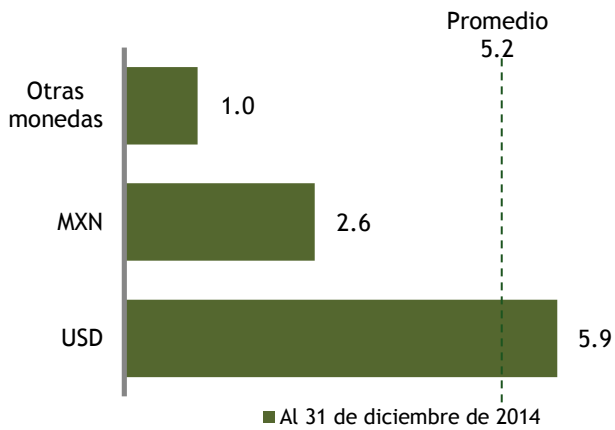


1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.
2) Incluye intereses devengados y costo amortizado.

Exposición de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2015



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



Actividades de inversión

Ejercicio 2015

Durante 2015 se ejercieron MXN 306.1 mil millones (USD 19.3 mil millones)⁷ lo que representa 99.5% de la inversión programada de MXN 307.6 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- MXN 255.8 mil millones a Pemex Exploración y Producción⁸, de los cuales MXN 35.3 mil millones se destinaron a exploración;
- MXN 37.4 mil millones a Pemex Refinación;
- MXN 6.6 mil millones a Pemex Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 2.9 mil millones a Pemex Petroquímica;
- MXN 2.2 mil millones al Corporativo;
- MXN 0.2 mil millones a Pemex Fertilizantes;
- MXN 0.4 mil millones a Pemex Etileno; y
- MXN 0.6 mil millones a Pemex Logística.

Presupuesto original 2016

El presupuesto de inversión originalmente autorizado para 2016 fue de MXN 293.1 mil millones (USD 18.4 mil millones⁹):

- MXN 216.1 mil millones a Exploración y Producción¹⁰, de los cuales MXN 29.7 mil millones se destinarán a exploración;
- MXN 56.8 mil millones a TRI;
- MXN 8.3 mil millones al Corporativo;
- MXN 6.3 mil millones a Logística;
- MXN 3.2 mil millones a Perforación;
- MXN 1.9 mil millones a Etileno; y
- MXN 0.5 mil millones a Fertilizantes.

Ajuste al presupuesto 2016

Con el objetivo de cumplir con la meta de Balance Financiero¹¹ para 2016 de PEMEX establecida por el Congreso de la Unión, MXN (149.2) mil millones, se realizó un ajuste a la baja de MXN 100.0 mil millones al presupuesto total de PEMEX. Este ajuste replantea y redimensiona a PEMEX ante su nuevo papel como Empresa Productiva del Estado en el marco de la Reforma Energética.

El ajuste propuesto se realizó teniendo como prioridad no afectar la viabilidad de la empresa en el largo plazo con base en los siguientes criterios:

- Preservar la seguridad del personal y mantener la integridad de las instalaciones de la empresa;
- Utilizar al máximo los nuevos instrumentos y figuras que permite la Reforma Energética para atraer inversiones;
- Hacer frente a los compromisos laborales y financieros de la empresa; y
- Mantener, en la medida de lo posible, la plataforma de producción de hidrocarburos de este año, estabilizando los niveles de producción en el mediano y largo plazo.

El ajuste será implementado a través de las siguientes líneas de acción:

- generar eficiencias y reducir costos;
- diferir y/o replantear inversiones comprometiendo lo menos posible la producción futura; y
- ajustar el gasto de operación e inversión de USD 50.0 por barril a USD 25.0 promedio por barril.

⁷ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio de 2015 de MXN 15.8485 = USD 1.00.

⁸ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

⁹ 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 2016 de MXN 15.90 = USD 1.00.

¹⁰ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

¹¹ 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.

Captación de recursos financieros 2015

Mercados financieros Durante el periodo del 26 de marzo al 31 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos emitió un total de MXN 40.0 mil millones del programa de certificados bursátiles a corto plazo, con tasas fijas y variables, y realizó pagos por MXN 40.0 mil millones.

- El 6 de noviembre de 2015, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono por EUR 100.0 millones a 4.625%, con vencimiento en noviembre de 2030.
- El 8 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos emitió un bono por CHF 600.0 millones a 1.5% y vencimiento en diciembre de 2020.

Créditos bancarios El 21 de diciembre de 2015 se contrató un crédito bancario por MXN 3.5 mil millones a 3.5 años.

Líneas de crédito sindicadas revolventes Al 31 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por USD 4.5 mil millones y MXN 23.5 mil millones, de los cuales están disponibles USD 130.0 millones y MXN 9.1 mil millones.

Captación de recursos financieros 2016

Mercados financieros El 4 de febrero de 2016, Petróleos Mexicanos emitió bonos por USD 5.0 mil millones en tres tramos:

- USD 750.0 millones a 5.50% y vencimiento en febrero de 2019;
- USD 1.25 mil millones a 6.375% y vencimiento en febrero de 2021; y
- USD 3.0 mil millones a 6.875% y vencimiento en agosto 2026.

Créditos bancarios El 29 de enero de 2016 se contrató un crédito bancario por MXN 7.0 mil millones a un año.

Líneas de crédito sindicadas revolventes Al 29 de febrero de 2016, el saldo de las líneas de crédito sindicadas revolventes para manejo de liquidez de Petróleos Mexicanos es de USD 1.5 mil millones y MXN 9.1 mil millones.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		Variación		
	2014	2015			
	(MXN millones)			2015 (USD millones)	
Actividades de operación					
Utilidad (pérdida) neta	(265,543)	(712,567)	-168.3%	(447,024)	(41,413)
Partidas relacionadas con actividades de inversión	192,853	689,781	257.7%	496,928	40,088
Depreciación y amortización	143,075	167,951	17.4%	24,876	9,761
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	22,646	477,945	2010.5%	455,299	27,777
Pozos no exitosos	12,148	23,214	91.1%	11,065	1,349
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	6,371	24,639	286.7%	18,268	1,432
Utilidad por venta de acciones en compañías asociadas	-	(681)		(681)	(40)
Realización de ganancias y pérdidas netas por instrumentos financieros disponibles para la venta	215	-		(215)	-
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(34)	(2,318)	-6645.0%	(2,284)	(135)
Dividendos cobrados	(736)	(360)	51.1%	376	(21)
Actualización valor presente provisión taponamiento	9,169	(608)	-106.6%	(9,777)	(35)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	130,107	218,150	67.7%	88,044	12,678
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda:	312	(2,300)	-836.4%	(2,612)	(134)
Intereses a cargo (favor)	50,910	67,774	33.1%	16,864	3,939
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	78,885	152,676	93.5%	73,792	8,873
Subtotal	57,417	195,364	240.3%	137,947	11,354
Fondos utilizados en actividades de operación	76,939	(93,027)	-220.9%	(169,967)	(5,407)
Instrumentos financieros con fines de negociación	16,354	9,802	-40.1%	(6,552)	570
Cuentas por cobrar a clientes	9,261	33,003	256.4%	23,742	1,918
Inventarios	6,976	6,168	-11.6%	(808)	358
Otros activos	(18,985)	(16,602)	12.5%	2,383	(965)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(1,960)	1,002	151.2%	2,962	58
Impuestos pagados	1,131	627	-44.6%	(504)	36
Proveedores	9,433	51,136	442.1%	41,703	2,972
Reserva para créditos diversos	357	(9,127)	-2659.5%	(9,483)	(530)
Reserva para beneficios a los empleados	78,970	(116,022)	-246.9%	(194,992)	(6,743)
Impuestos diferidos	(24,598)	(53,014)	-115.5%	(28,417)	(3,081)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	134,356	102,337	-23.8%	(32,019)	5,948
Actividades de inversión					
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(230,679)	(253,514)	-9.9%	(22,835)	(14,734)
Gastos de exploración	(1,594)	(5,699)	-257.6%	(4,105)	(331)
Inversión en acciones	(3,466)	(36)	99.0%	3,430	(2)
Recursos provenientes de la venta de compañías asociadas		4,417	100.0%	4,417	257
Dividendos cobrados	336	-		(336)	-
Instrumentos financieros disponibles para la venta	12,735	-		(12,735)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(222,668)	(254,832)	-14.4%	(32,164)	(14,810)
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento	(88,311)	(152,495)	-72.7%	(64,183)	(8,863)
Actividad de financiamiento					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	20,000	10,000	-50.0%	(10,000)	581
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(71,583)	-		71,583	-
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	423,399	378,971	-10.5%	(44,428)	22,025
Pagos de principal de préstamos	(207,455)	(191,319)	7.8%	16,137	(11,119)
Intereses pagados	(47,248)	(62,737)	-32.8%	(15,489)	(3,646)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	117,112	134,915	15.2%	17,803	7,841
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	28,801	(17,580)	-161.0%	(46,381)	(1,022)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	8,442	8,960	6.1%	518	521
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	80,746	117,989	46.1%	37,243	6,857
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	117,989	109,369	-7.3%	(8,620)	6,356

Otros eventos relevantes

Reestructura organizacional y nombramientos

El 5 de noviembre de 2015, inició operaciones la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial.

El 13 de noviembre de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos designó a Juan Pablo Newman Aguilar como Director Corporativo de Finanzas, con efecto a partir del 1 de enero de 2016.

El 8 de febrero de 2016, el Presidente Peña nombró a José Antonio González Anaya como nuevo Director General de PEMEX, quien tomó posesión del cargo el 9 de febrero de 2016.

Modificación del Sistema de Pensiones

El 11 de noviembre de 2015, Petróleos Mexicanos y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana suscribieron un convenio para la modificación al sistema de pensiones aplicable al personal de PEMEX.

Dicho convenio establece lo siguiente:

- la edad de retiro para los empleados con menos de 15 años de servicio se incrementa de 55 a 60;
- los empleados deberán cumplir con al menos 30 años de servicio; y
- los nuevos empleados accederán a un sistema de cuentas individualizadas bajo un esquema de contribución definida.

De acuerdo con la reforma a la Ley de PEMEX, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) podrá asumir una proporción del pasivo laboral equivalente a la reducción que se derivó de la negociación con el Sindicato.

El 18 de diciembre de 2015, el Director General de PEMEX informó a la SHCP que la modificación en el sistema de pensiones representa un ahorro inmediato de aproximadamente MXN 186.5 miles de millones en el pasivo pensionario.

El 24 de diciembre de 2015, la SHCP publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) las disposiciones que establecen los términos en que la SHCP asumirá una porción del pago de las obligaciones relacionadas con el pago de las pensiones y planes de jubilación de PEMEX, una vez que el cálculo, metodología y perfil de vencimiento de los ahorros de PEMEX fueran revisados por un experto independiente.

Derivado de dichas provisiones y previo a la conclusión de la revisión del experto independiente, el 24 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal, a través de la SHCP, emitió un pagaré por MXN 50.0 mil millones, con vencimiento al 31 de diciembre de 2050, pagadero a Petróleos Mexicanos.

Premio Mejor Petrolera Estatal 2015

El 11 de noviembre de 2015, The Oil & Gas Council, la principal red de ejecutivos de petróleo y gas a nivel internacional, otorgó a Petróleos Mexicanos el premio de la mejor petrolera estatal del año (2015 *National Oil Company of the Year*).

El reconocimiento distingue a las empresas y ejecutivos con el mejor desempeño y que han alcanzado niveles de excelencia, han sido pioneros en alcanzar nuevas fronteras, han inspirado a otros a través de sus actividades, y que han logrado crecer en mercados complejos.

Servicios de comercialización para ganadores de Ronda 1.3

El 19 de noviembre de 2015, PEMEX, a través del Grupo PMI, ofreció servicios de comercialización a las empresas ganadoras de la Ronda 1.3 de la licitación llevada a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

PEMEX brindaría servicios de transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos. Los precios serán determinados con base en las referencias del mercado internacional, considerando condiciones de calidad y costos de logística, así como oferta y demanda.

Moody's baja la calificación crediticia de PEMEX

El 24 de noviembre de 2015, como resultado de la revisión anunciada el 25 de agosto de 2015, Moody's bajó la calificación crediticia de la deuda en moneda extranjera y en moneda nacional emitida por Petróleos Mexicanos de A3 a Baa1.

En respuesta a la situación del entorno internacional, desde 2014 PEMEX ha llevado a cabo un amplio proceso de análisis y acciones a fin de mejorar su salud financiera, entre las cuales se encuentran:

- ajuste de MXN 62.0 mil millones al presupuesto para 2015;
- modificación al plan de pensiones y jubilaciones que permitirá un ahorro de MXN 186.5 mil millones en el pasivo laboral;
- desinversión en activos no estratégicos para enfocarse en actividades que generen mayor valor económico;
- asociaciones estratégicas para impulsar proyectos nuevos y existentes a lo largo de toda la cadena de valor;
- renegociación de contratos de servicios existentes;
- incorporación de alrededor de 350 MMbpc en reservas como resultado de los esfuerzos exploratorios.

PEMEX reitera que con las herramientas que le brinda la Reforma Energética será posible continuar ejecutando las acciones que permitan mejorar la estructura de capital de la empresa.

Sentencia Favorable a PEMEX

El 27 de noviembre de 2015, la Suprema Corte de Justicia de la Nación desechó el recurso de revisión interpuesto por la empresa Saboratto S.A. de C.V, por el pago de las prestaciones reclamadas a PEMEX derivadas de contratos de prestación de servicios de alimentación y hotelería en diversas plataformas en la Sonda de Campeche. Por lo anterior, se absolvió de manera definitiva a PEMEX y se obtuvo un ahorro de más de MXN 1.4 mil millones.

Inversiones próximas

El 8 de diciembre de 2015, PEMEX anunció inversiones por USD 23.0 mil millones en diversos proyectos, entre los que se encuentran la reconfiguración de las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz; el proyecto de gasolinas limpias; el proyecto UBA en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación; el proyecto UBA en su fase diésel; y proyectos de cogeneración en las refinerías de Tula, Cadereyta y Salina Cruz, así como en el complejo procesador de gas Cactus, en Chiapas.

Gasoductos de Chihuahua

El 18 de diciembre de 2015, PEMEX y IEnova anunciaron de manera conjunta la resolución de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) sobre la transacción para la venta del 50% de la participación de PEMEX en Gasoductos de Chihuahua S. de R.L. de C.V. (Gasoductos de Chihuahua) a IEnova.

COFECE objetó la transacción en los términos que fue planteada, y solicitó que PEMEX lleve a cabo una licitación para dos de los siete activos, Gasoducto San Fernando y LPG Ducto TDF (los Activos Condicionados), comprendidos en la transacción.

La resolución no indica que la adquisición del 50% de la participación en Gasoductos de Chihuahua por parte de IEnova ponga en riesgo el proceso de competencia y libre concurrencia. Asimismo, dicha resolución no limita a IEnova a participar en la licitación de los Activos Condicionados.

Se estima que la restructuración de la transacción y notificación a COFECE se realice durante la primera mitad de 2016.

Premios LatinFinance

El 15 de enero de 2016, la publicación LatinFinance otorgó tres premios a Petróleos Mexicanos por haber realizado las mejores operaciones de financiamiento en los mercados de capitales durante 2015. Los reconocimientos son por:

- “Emisor Corporativo del año”, por su estrategia de innovación, diversidad y oportunidad de las operaciones de financiamiento;
- “Bono Quasi-Soberano del año”, derivado de la emisión de USD 6.0 mil millones en tres tramos, en enero 2015, que representó la emisión de mayor monto realizada en México, con una demanda mayor a cuatro veces el monto originalmente anunciado; e
- “Innovación financiera del año”, por la emisión de USD 17.0 mil millones en Certificados Bursátiles, llevada a cabo en febrero de 2015 a través de Euroclear, la mayor plataforma de liquidación de valores a nivel global. Esta operación fue la primera en su tipo realizada por un emisor corporativo en México, lo que ha sentado las bases para que otros corporativos mexicanos tengan mayores y diversas fuentes de financiamiento.

Cambio en la política de pago a proveedores

En respuesta al escenario actual de precios del petróleo, PEMEX implementó una nueva política de pago a proveedores, que comprende hasta 180 días. Esta política no será retroactiva, por lo cual PEMEX se ha acercado a la base de proveedores para actualizar los contratos bajo estas nuevas condiciones.

A la par de dicha política, se ha desarrollado una serie de instrumentos de financiamiento a proveedores que, en conjunto, otorgan mayor transparencia y claridad.

Programa de Ética e Integridad Corporativa

El 4 de febrero de 2016, el Director General de PEMEX anunció la entrada en vigor del Programa de Ética e Integridad Corporativa, el cual incorpora los más altos estándares y prácticas internacionales en materia de ética, integridad, estrategias anticorrupción, conducta y valores institucionales.

Entre las acciones a seguir destacan la actualización y difusión de los códigos de ética y conducta, el reforzamiento de la capacitación a todo el personal en temas de administración de riesgos, control interno e integridad, así como la implementación de mecanismos para identificar, evaluar y combatir los riesgos de corrupción, como la Línea de Ayuda Ética y un portal anticorrupción institucional.

Memorándums de entendimiento

En el siguiente cuadro se describen brevemente los memorándums de entendimiento y cooperación y convenios de colaboración celebrados recientemente por PEMEX:

Memorándum de entendimiento y cooperación		
Contraparte	Fecha	Materia
Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC)	Noviembre 14, 2015	<ul style="list-style-type: none"> Impulsar el Programa de Apoyo a las Comunidades y Medio Ambiente (PACMA) de PEMEX en las zonas del país en donde la empresa lleva a cabo sus actividades.
Mubadala Petroleum	Enero 19, 2016	<ul style="list-style-type: none"> Trabajo conjunto para explorar oportunidades de negocios en el sector energético en México. Optimizar y ampliar instalaciones de PEMEX, mejorar la administración del proceso de crudo, y proyectos de cogeneración. Inversiones mayores a USD 4.0 mil millones en actividades de <i>upstream</i> y proyectos de <i>midstream</i> primario e infraestructura. Inversiones mayores a USD 3.0 mil millones en proyectos en sistemas logísticos comerciales en el área de Salina Cruz.
ADNOC	Enero 19, 2016	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de mejores prácticas en recursos humanos y actividades de <i>upstream</i>, como exploración, producción y desarrollo de campos, recuperación mejorada, procesamiento y manejo de gas natural licuado, sustentabilidad, control interno y transparencia, innovación, desarrollo de procesos y ciberseguridad.
Saudi Aramco	Enero 19, 2016	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de experiencias en políticas de excelencia operativa, sustentabilidad y eficiencia energética, innovación y desarrollo de tecnologías, así como operaciones y servicios de apoyo en <i>upstream</i> y <i>downstream</i>.

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:

Síguenos en:  @Pemex y @PemexGlobal

Julio Alberto Valle Pereña

julio.alberto.valle@pemex.com

Mariana López Martínez

mariana.lopezm@pemex.com

Ana Lourdes Benavides Escobar

ana.lourdes.benavides@pemex.com

Alejandro López Mendoza

alejandro.lopezm@pemex.com

Lucero Angélica Medina González

lucero.angelica.medina@pemex.com

Robert Andrew Berg González

robert.andrew.berg@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. 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 2015, el tipo de cambio utilizado es de MXN 17.2065= USD 1.00.

Régimen fiscal

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.

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 "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.

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.

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;
- actividades relacionadas con la generación de electricidad;
- 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 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, 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) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.