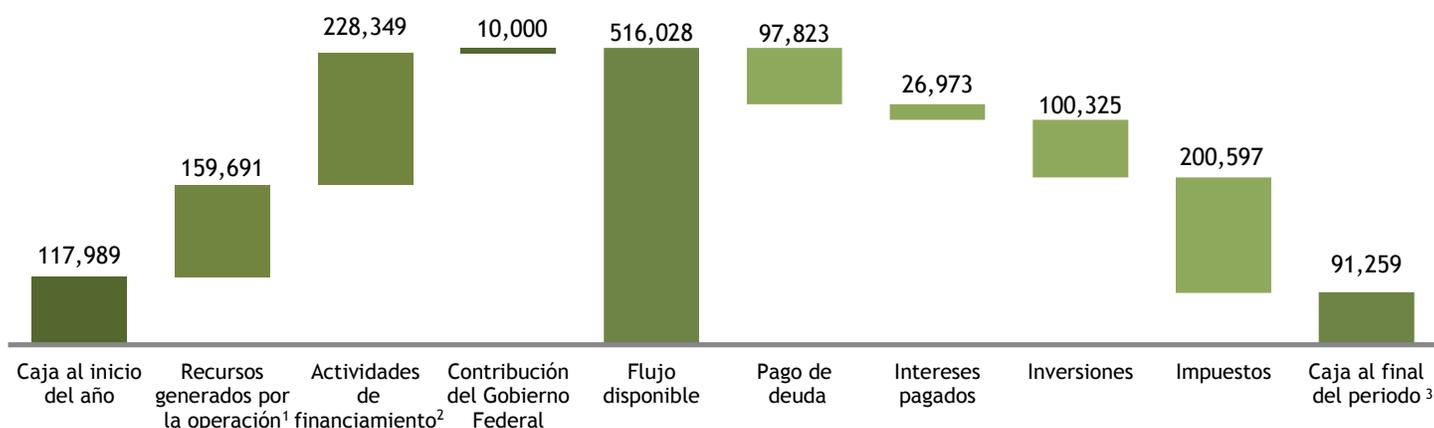


Reporte de resultados de PEMEX¹ al 30 de junio de 2015²

Del 1 de abril al 30 de junio (cifras netas de IEPS)	2014 (MXN miles de millones)	2015 (MXN miles de millones)	Variación	2015 (USD miles de millones)	Aspectos relevantes
Ventas totales	424.0	309.7	-27.0%	19.9	→ La producción total de hidrocarburos alcanzó 3.3 MMbpced, la producción de petróleo crudo disminuyó 9.8%. El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación disminuyó 44.4%, pasó de USD 97.09 a USD 53.95
Rendimiento de operación neta	171.1	53.9	-68.5%	3.5	→ El EBITDA se ubicó en MXN 130.7 mil millones (USD 8.4 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 30 de junio 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 2,308 millones por gastos de exploración, inversión en acciones, dividendos cobrados e instrumentos financieros disponibles para la venta; y (ii) un efecto por MXN 3,257 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 preliminares del segundo trimestre de 2015. PEMEX exhorta al lector analizar este reporte acompañado de la información incluida en los anexos, al igual que en la versión estenográfica de la conferencia telefónica de resultados de PEMEX al segundo trimestre de 2015, que se llevará a cabo el 28 de julio de 2015. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.pemex.com/ri.

Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de abril al 30 de junio de			
	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>Variación</u>	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,578	3,255	-9.0%	(323)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,510	2,261	-9.9%	(249)
Crudo (Mbd)	2,468	2,225	-9.8%	(243)
Condensados (Mbd)	42	36	-14.6%	(6)
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,524	6,282	-3.7%	(241)
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,593	3,276	-8.8%	(317)
Líquidos del gas natural (Mbd)	368	323	-12.1%	(44)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,401	1,216	-13.2%	(185)
Petroquímicos (Mt)	1,366	1,249	-8.5%	(116)

(1) Incluye nitrógeno.
(2) No incluye gas seco elaborado y utilizado como combustible por Pemex-Refinación.
Refinación.

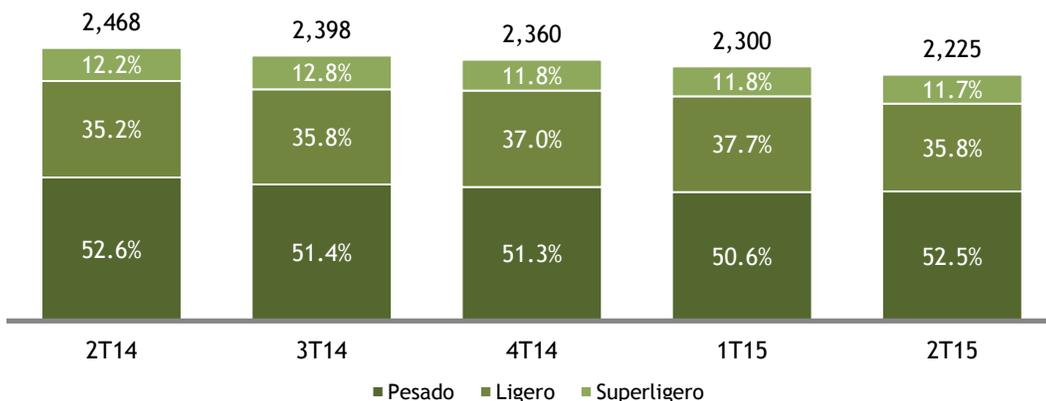
Exploración y producción 2T15

Producción de crudo Durante el segundo trimestre de 2015, la producción de petróleo crudo registró un volumen de 2,225 Mbd. Esta cifra resultó inferior en 243 Mbd, o 9.8%, con respecto a la obtenida en el mismo periodo de 2014, como resultado de:

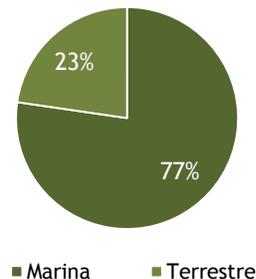
- una disminución de 9.9% en la producción de crudo pesado, con respecto al segundo trimestre del 2014, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del Activo Cantarell;
- una disminución de 8.4% en la producción de crudo ligero, debido principalmente al diferimiento de producción en campos del Activo Abkatún-Pol-Chuc como consecuencia del incidente en la plataforma Abkatún-A Permanente. Al cierre del trimestre, el volumen diferido pendiente por reincorporar es de tan sólo 20 Mbd; y
- una disminución de 13.6% en la producción de crudo superligero, debido esencialmente al incremento del flujo fraccional de agua en el Activo Samaria-Luna, así como la declinación del campo Costero e incremento del flujo fraccional de agua con alta concentración de sales en el Activo Macuspana-Muspac.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 2.5% en la producción proveniente de los Activos Ku-Maloob-Zaap y Litoral de Tabasco.

Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 2T15

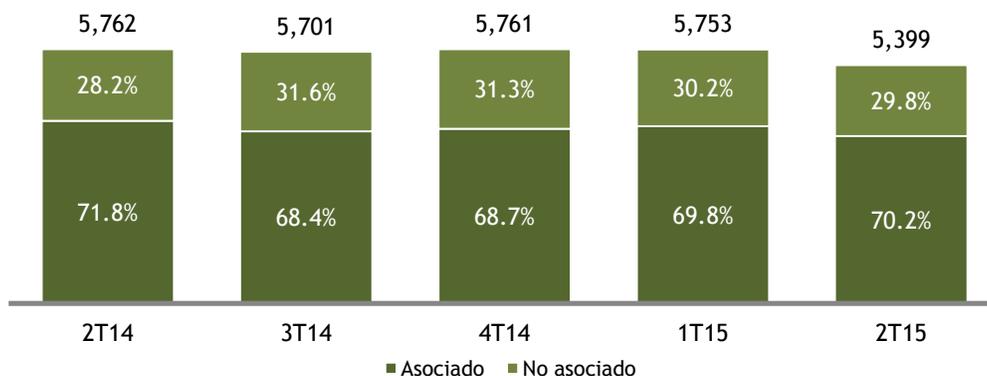


Producción de gas natural

La producción de gas natural durante el segundo trimestre de 2015 observó una reducción de 6.3%³ respecto al mismo periodo de 2014, pasando de 5,762 a 5,399 MMpcd. Esto se debió a una menor producción como resultado de:

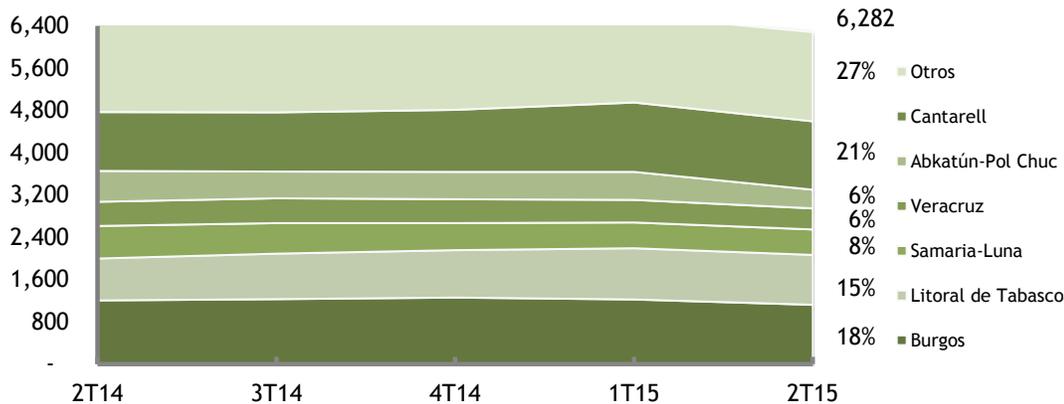
- la reducción en la oferta de gas asociado por 8.4%, principalmente, por el incidente en la plataforma Abkatún-A Permanente, el cual obligó al diferimiento de producción en campos del Activo Abkatún-Pol-Chuc, así como el avance del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados de los Activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna, de la Región Sur; y
- un descenso marginal de 0.9% en la producción de gas no asociado atribuible a los Activos Veracruz, de la Región Norte, y Macuspana, de la Región Sur.

Producción de gas natural (MMpcd)

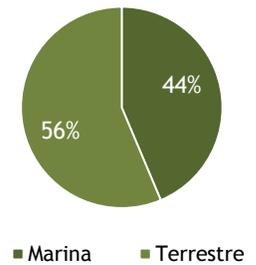


³ No incluye nitrógeno.

Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 2T15

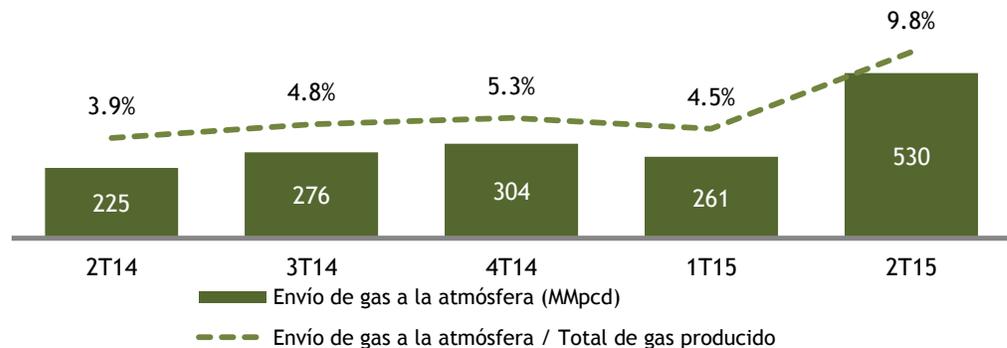


Envío de gas a la atmósfera

El aprovechamiento del gas hidrocarburo alcanzado en el segundo trimestre de 2015 ascendió a 90.2%.

El gas hidrocarburo enviado a la atmósfera tuvo un aumento de 135.3% respecto al mismo periodo del año anterior. Lo anterior, principalmente por el incidente en la plataforma Abkatún-A Permanente, así como el retraso en las obras destinadas al aprovechamiento de gas y fallas en equipos de compresión en la Regiones Marinas.

Envío de gas a la atmósfera

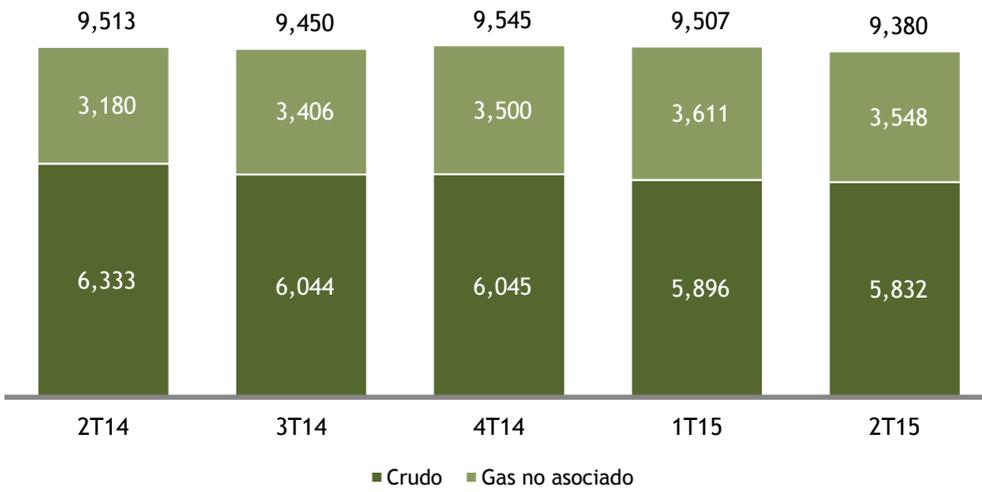


Pozos en operación y terminación de pozos

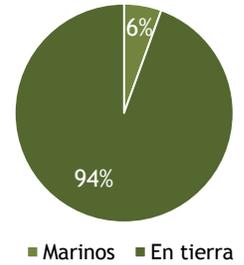
Durante el segundo trimestre de 2015, el promedio de pozos en operación fue de 9,380, o 1.4% inferior al del mismo periodo del año anterior.

Comparado con el mismo periodo de 2014, en el segundo trimestre de 2015 el número total de pozos terminados disminuyó 19.3%, es decir, 22 pozos menos, de los cuales 18 corresponden a pozos de desarrollo y 4 a pozos exploratorios. Lo anterior, debido a una menor actividad programada en los Activos Poza Rica-Altamira, Burgos y Veracruz, de la Región Norte; y una menor actividad de exploración en los Activos Burgos, de la Región Norte, y Cuencas del Sureste Terrestre, de la Región Sur.

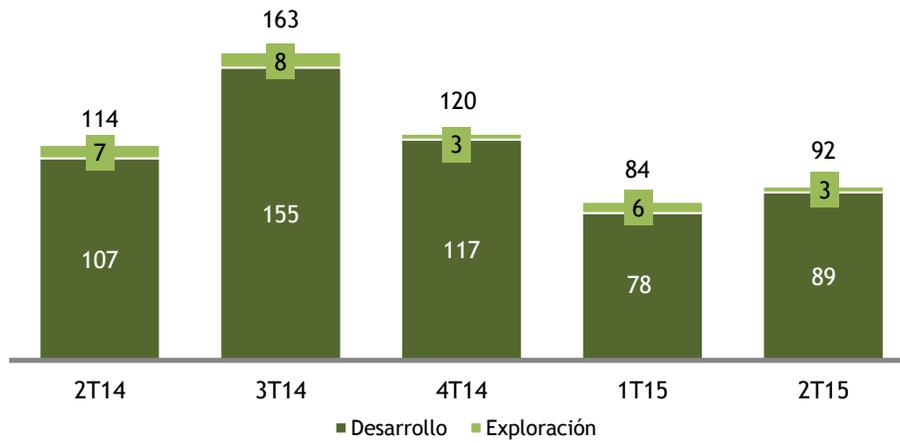
Pozos promedio en operación



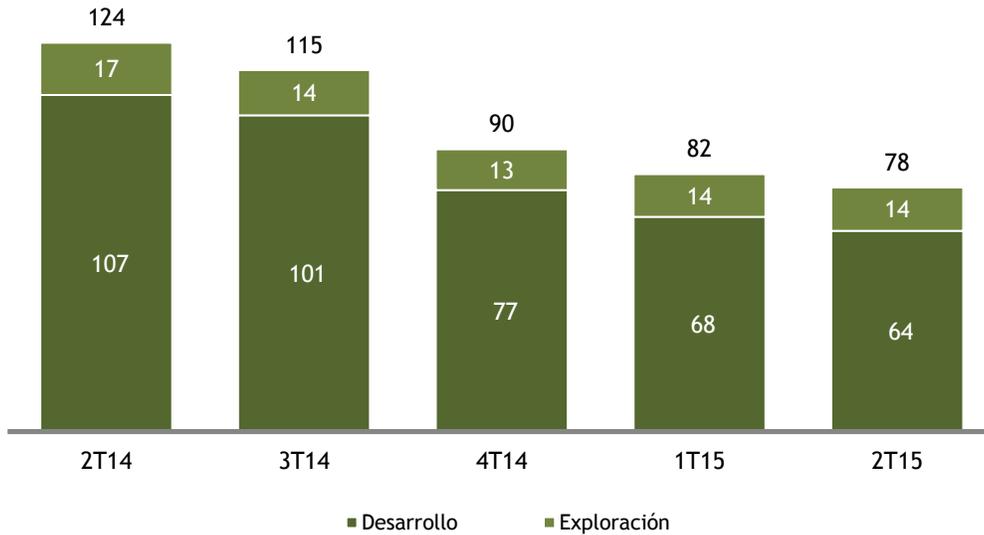
Pozos promedio en operación por tipo de campo 2T15



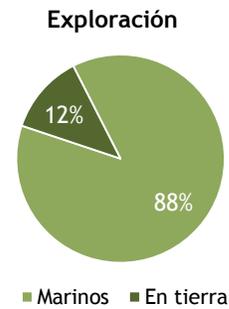
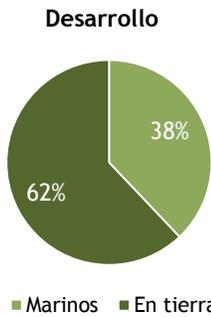
Pozos terminados



Equipos de perforación



Equipos de perforación promedio por tipo 2T15

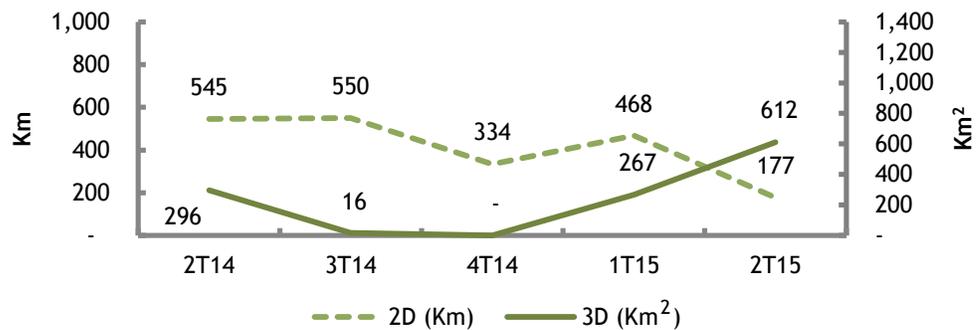


Información sísmica

En el segundo trimestre de 2015, la información sísmica 3D tuvo una variación positiva del 106%, mientras que la sísmica 2D observó una reducción de 80%, ambas con respecto al mismo trimestre del 2014.

La reducción en la sísmica 2D obedece que algunas áreas estudiadas quedaron fuera en la Ronda Cero, lo que llevó a ejecutar el estudio Sur de Burgos 2D por un total de 645 kilómetros. En el caso de la sísmica 3D, también se reprogramaron estudios por la Ronda Cero y, en el trimestre abril-junio de 2015, se adquirieron 612 kilómetros cuadrados, en conjunto, para los estudios Salsomera NE 3D y Ku-Maloob-Zaap 3D-3C.

Información sísmica



Descubrimientos Como resultado de las actividades de exploración ejecutadas durante el segundo trimestre de 2015, el pozo Batsil-1 ubicado en el Activo Litoral de Tabasco, a 102 kilómetros (km) al noroeste de Cd. del Carmen y en un tirante de agua de 82 metros (m), confirmó la existencia de crudo pesado. La producción inicial del pozo descubridor superó los 1,190 bd.

Adicionalmente, el pozo Cheek-1 ubicado en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, a 69 km al noroeste de Cd. del Carmen y en un tirante de agua de 28 m, confirmó la existencia de crudo ligero. La producción inicial del pozo descubridor superó los 2,100 bd.

Actualmente, el volumen de reservas en estos campos está siendo evaluado y es importante destacar que estos descubrimientos se ubican en aguas someras cerca de complejos de producción existentes. Una vez que se cuente con el Plan de Desarrollo y las autorizaciones correspondientes, se podría iniciar la producción en 16 meses, y alcanzar una plataforma de producción estable 6 meses después.

Principales descubrimientos al 30 de junio de 2015						
Activo	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tirante de agua Metros	Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Litoral de Tabasco	Batsil-1	Cretácico Superior	1,198	0.5	82	Aceite pesado
Abkatún-Pol-Chuc	Cheek-1	Brecha-Cretácico	2,148	1.6	28	Aceite ligero
Total			3,346	2.1		

Información adicional relacionada con actividades de Exploración y Producción

Incidentes

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

A la fecha continúa el análisis causa-raíz para determinar el origen de la explosión a cargo de la empresa ABSG.

El 5 de mayo de 2015, falló una de las piernas de la plataforma autoelevable de mantenimiento de pozos Troll Solution, de la compañía prestadora de servicios Typhoon Offshore Services, al intentar posicionarse en la plataforma Caan-A, en la sonda de Campeche. El incidente no afectó la producción de hidrocarburos.

Desafortunadamente, dos trabajadores de Typhoon Offshore fallecieron y uno más resultó herido. PEMEX lamenta profundamente los fallecimientos y las lesiones sufridas como consecuencia de este incidente.

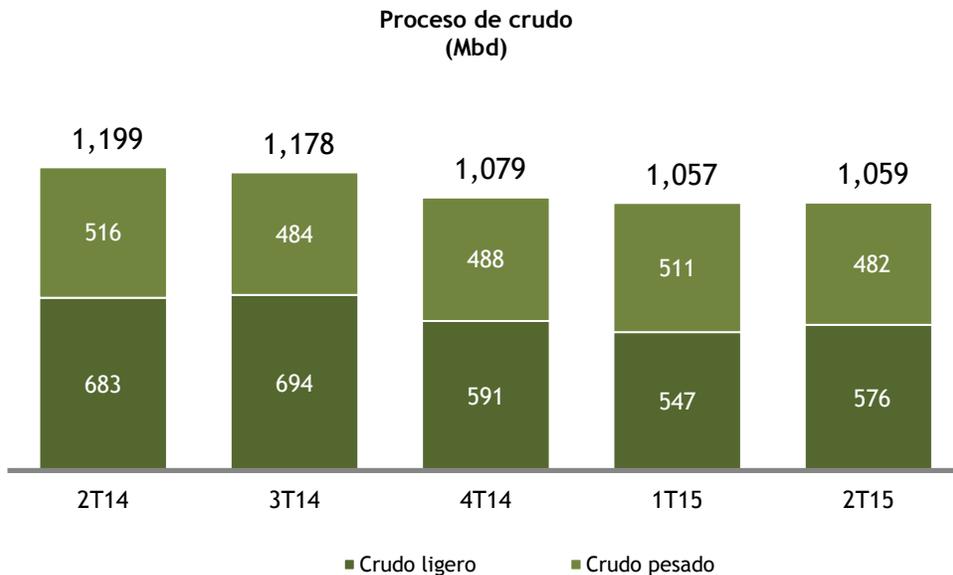
El 22 de junio de 2015, ocurrió una fuga de aceite y gas en la plataforma satélite Akal-H, en la Sonda de Campeche, sin que se registraran heridos ni impacto en la producción de hidrocarburos.

Transformación industrial 2T15

Proceso de crudo

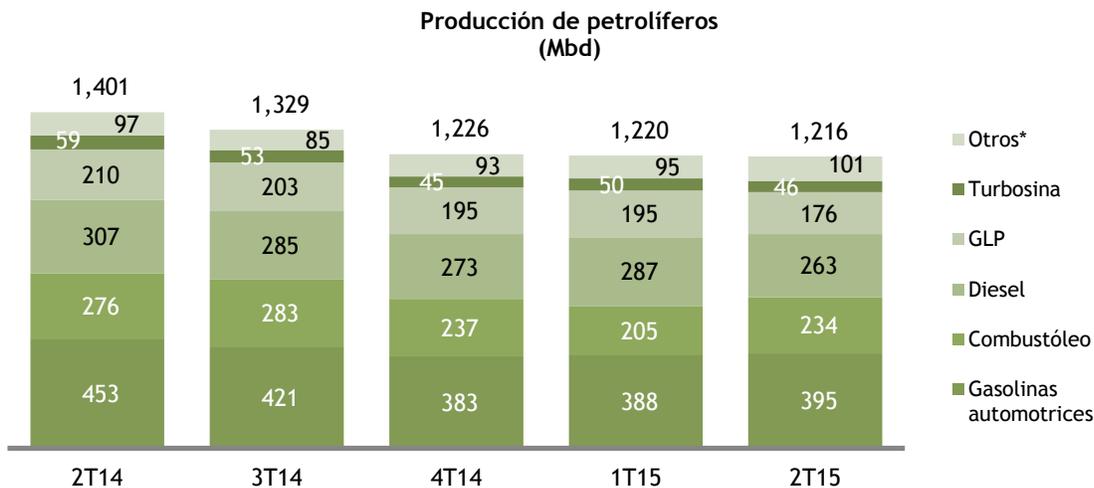
En el segundo trimestre de 2015, el proceso total de crudo se ubicó en 1,058 Mbd, 11.7% menor respecto al registrado en este mismo periodo de 2014. Lo anterior, debido principalmente a mantenimientos programados, problemas operativos y rehabilitaciones no previstas derivadas de las condiciones del crudo recibido. La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 8.4 puntos porcentuales debido a las situaciones antes mencionadas.

La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) aumentó 2.5 puntos porcentuales, en seguimiento a la estrategia de maximizar la utilización de equipos de alta conversión de residuales y ampliar los rendimientos de gasolinas.



Producción de petrolíferos

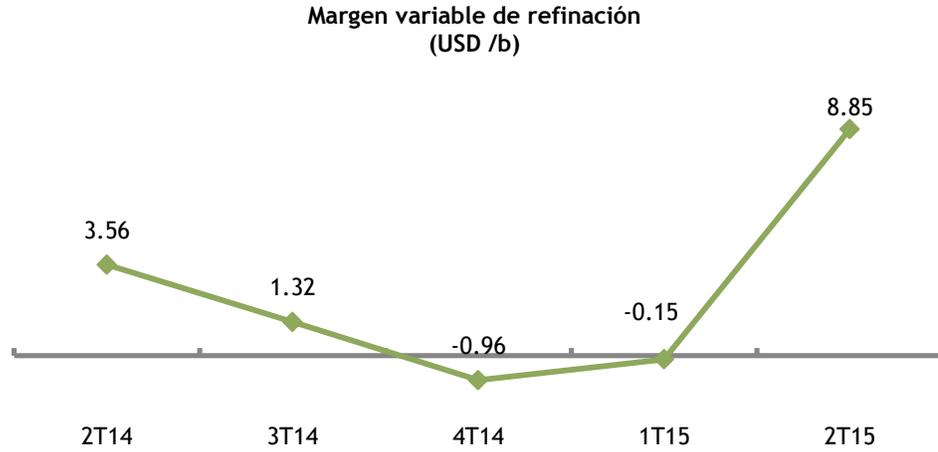
Durante el segundo trimestre de 2015, la elaboración total de petrolíferos disminuyó 13.2% en comparación con el mismo trimestre de 2014, al pasar de 1,401 a 1,216 Mbd. Esto, al disminuir el proceso de crudo entre ambos periodos.



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

Margen variable de refinación

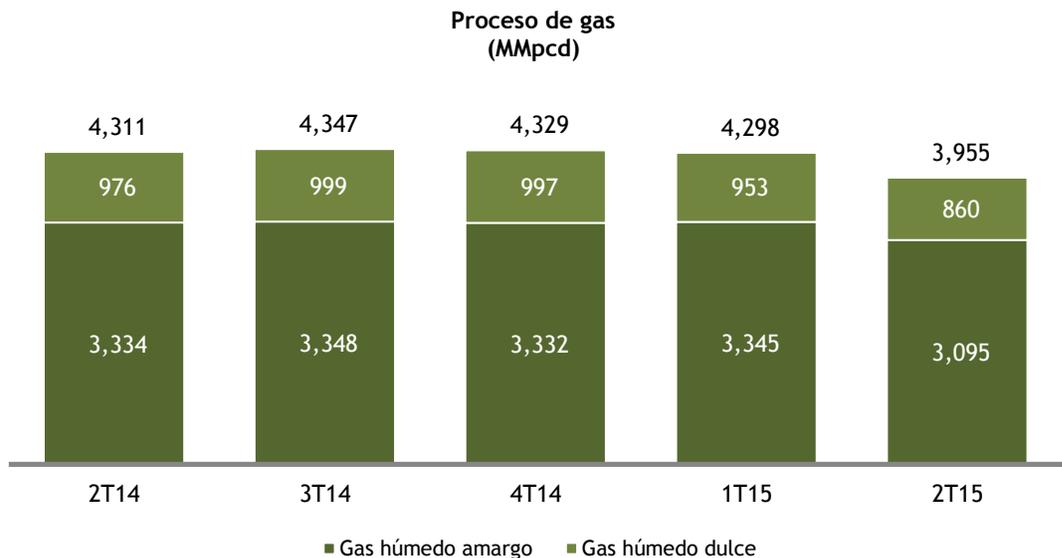
En el segundo trimestre de 2015, el margen variable de refinación aumentó a USD 8.85 por barril, de USD 3.56 por barril durante el mismo periodo de 2014, principalmente como resultado del procesamiento de una dieta de crudo más pesada.

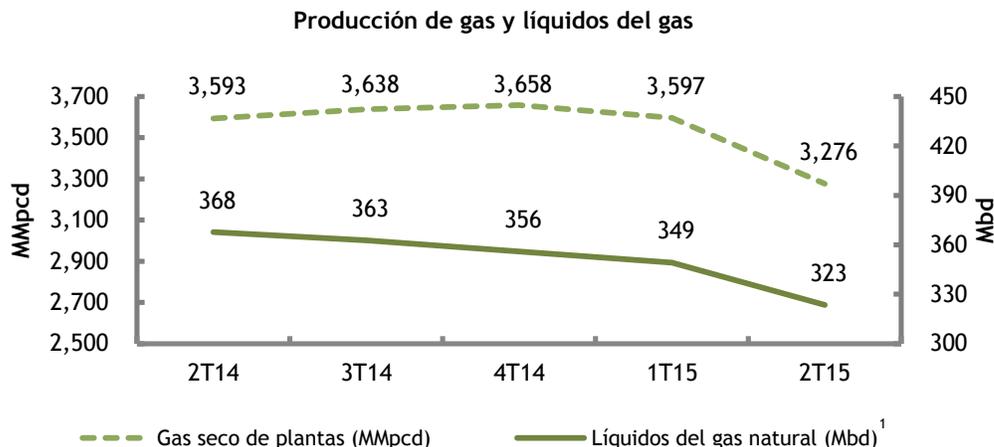


Proceso y producción de gas

Durante el segundo trimestre de 2015, el proceso de gas natural fue de 3,955 MMpcd lo que representó una cifra 8.3% inferior al del mismo periodo de 2014. Lo anterior, derivado de menor oferta de gas húmedo dulce y amargo, proveniente de las regiones marinas y terrestres. Derivado de lo anterior, la producción de gas seco se redujo en 8.8% y la producción de líquidos del gas natural fue menor en 12.1%, respecto al mismo periodo del 2014.

Por su parte, el proceso de condensados promedió 39.5 Mbd, o 15.7% inferior al registrado en el periodo abril-junio del año anterior, debido principalmente a una menor entrega de condensados amargos en la región marina.





(1) Incluye el proceso de condensados.

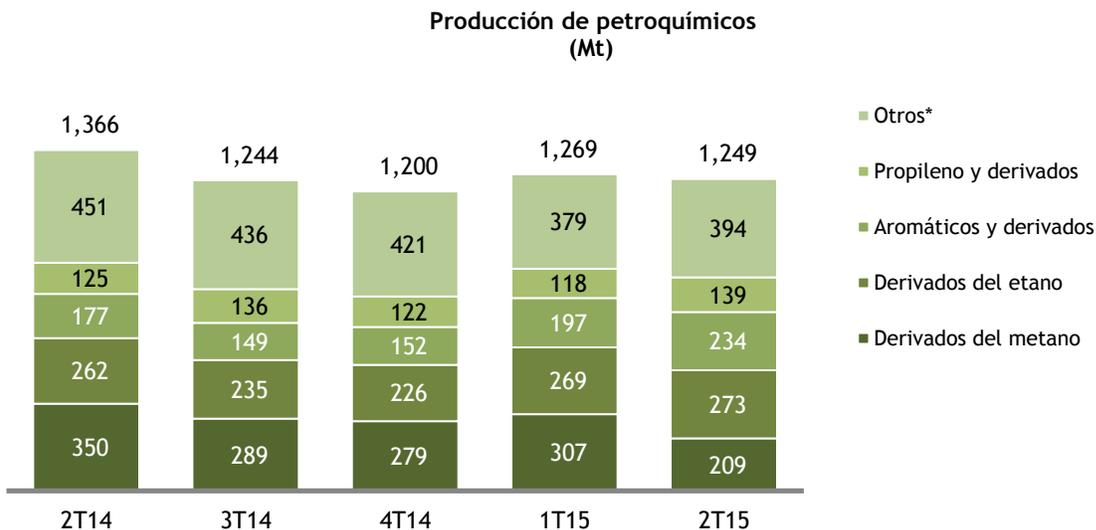
Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos disminuyó 8.5%, o 116 Mt, respecto al segundo trimestre del año anterior, como resultado de:

- una reducción de 140 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; y
- una disminución de 60 Mt en otros petroquímicos debido a menor producción de gasolina base octano la cual se utilizó como insumo para aumentar la producción de hidrocarburo de alto octano.

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- un aumento de 11 Mt en la cadena de derivados del etano debido, principalmente, a mayores producciones de la planta Swing;
- un aumento de 57 Mt en la cadena de aromáticos y derivados debido, principalmente, a mayor producción de hidrocarburo de alto octano; y
- un aumento de 13 Mt en la cadena de propileno y derivados, debido a mayor producción de propileno, como resultado de la estabilización de la planta productiva de acrilonitrilo.



*Incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos

Proyectos de Transformación industrial

- NuStar Energy** El 10 de abril de 2015, PEMEX, a través de su filial PMI, firmó un contrato y anunció el inicio de operaciones conjuntas con NuStar Energy L.P. (“NuStar”) para el transporte y almacenamiento de nafta. Mediante el acuerdo, con vigencia de 10 años, la nafta producida en el complejo Reynosa-Burgos de PEMEX se transportará por el ducto de NuStar Burgos-Valle a la terminal de Edinburg, Texas, y de ahí a la de Transmontaigne en Brownsville, Texas.
- Maverick Terminals, LLC** El 21 de abril de 2015, PEMEX, a través de su filial PMI, firmó un acuerdo con Maverick Terminals, LLC, para el almacenamiento de combustibles líquidos, que contempla la instalación, en Brownsville, Texas, de cuatro tanques con capacidad total de 300 Mb, con opción a ampliarse a 700 Mb. Se estima iniciar operaciones durante el tercer trimestre de 2015.
- Franquicias** El número de estaciones de servicio de venta al público registradas al 30 de junio de 2015 fue de 11,006, lo que representa un incremento de 374 estaciones de servicio contra el mismo trimestre del año anterior.

Seguridad Industrial

Índice de frecuencia⁴ Del 1 de abril al 30 de junio de 2015, el índice de frecuencia acumulado para el personal de PEMEX, se ubicó en 0.52 accidentes con lesiones incapacitantes por millones de hora - hombre (MMhh), lo anterior representa un incremento de 73.2% con respecto al mismo periodo de 2014, y es 30% mayor al valor de 0.40 registrado como estándar internacional de la OGP (Oil & Gas Producers) para el año 2013.

Índice de gravedad⁵ Al cierre del segundo trimestre de 2015, el índice de gravedad acumulado de lesiones se ubicó en 29 días perdidos por MMhh, cifra 59.1% mayor a la registrada en el mismo periodo de 2014.

Se continúa ejecutando el programa de soporte, con fuerzas de tarea, para reforzar la implantación de SSPA - Confiabilidad Operacional (CO), 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.

Para revertir la tendencia en cuanto a los accidentes graves, se implementó un programa para actividades de perforación y otro de auditoría y asesoría a la ejecución efectiva de los Sistemas SSPA y CO en centros de trabajo críticos de PEMEX.

Protección Ambiental

Emisiones de óxidos de azufre Durante el segundo trimestre de 2015, las emisiones de óxidos de azufre aumentaron 9.5% con respecto al mismo periodo de 2014. Lo anterior, debido a las emisiones derivadas de la declinación de pozos que utilizan nitrógeno para mejorar su producción, y por ello, la generación de altos volúmenes de gas amargo que se envían a quema en la Región Marina

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 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.

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.

Noroeste, así como en el Centro de Procesamiento de Gas Akal C7.

Reuso de agua

La relación reuso de agua contra uso de agua aumentó 2.0%, con relación al segundo trimestre de 2014, debido principalmente al menor porcentaje de utilización de las plantas de tratamiento de aguas residuales y de aguas negras del Sistema Nacional de Refinación.

Estrategia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental 2015-2025

El 28 de mayo de 2015, PEMEX presentó la Estrategia de Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental (SSPA) 2015-2025; ésta delinea las acciones para fortalecer la cultura de seguridad y la confiabilidad de las operaciones de forma segura y eficiente.

Resultados financieros

PEMEX
Estado de resultados consolidado

	Del 1 de abril al 30 de junio de		Variación		2015
	2014	2015			
Ventas totales	409,070	308,864	-24.5%	(100,207)	19,840
En México	241,793	190,145	-21.4%	(51,648)	12,214
De exportación	165,673	115,427	-30.3%	(50,246)	7,415
Ingresos por servicios	1,604	3,291	105.2%	1,687	211
Costo de ventas	217,375	218,575	0.6%	1,200	14,040
Rendimiento bruto	191,695	90,289	-52.9%	(101,406)	5,800
Otros ingresos (gastos)	15,716	978	-93.8%	(14,738)	63
IEPS devengado	14,974	831	-94.4%	(14,143)	53
Otros	742	147	-80.2%	(595)	9
Gastos de distribución, transportación y venta	7,995	8,516	6.5%	521	547
Gastos de administración	28,325	28,825	1.8%	500	1,852
Rendimiento de operación	171,091	53,926	-68.5%	(117,165)	3,464
Intereses a cargo	(11,004)	(15,834)	43.9%	(4,830)	(1,017)
Intereses a favor	714	1,295	81.4%	581	83
Rendimiento (costo) por derivados financieros	629	1,318	109.7%	690	85
Utilidad (pérdida) en cambios	3,506	(28,731)		(32,237)	(1,846)
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	692	1,168	68.8%	476	75
Rendimiento antes de impuestos y derechos	165,628	13,142	-92.1%	(152,486)	844
Impuestos y derechos	217,923	97,772	-55.1%	(120,151)	6,280
Rendimiento (pérdida) neto	(52,295)	(84,630)	61.8%	(32,335)	(5,436)
Otros resultados integrales	636	(1,449)	-328.0%	(2,085)	(93)
Inversiones en activos disponibles para su venta	1,258	(493)	-139.2%	(1,751)	(32)
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	18	0	-100.0%	(18)	0
Efecto por conversión	(640)	(956)	49.4%	(316)	(61)
Utilidad (pérdida) integral	(51,660)	(86,079)	66.6%	(34,420)	(5,529)

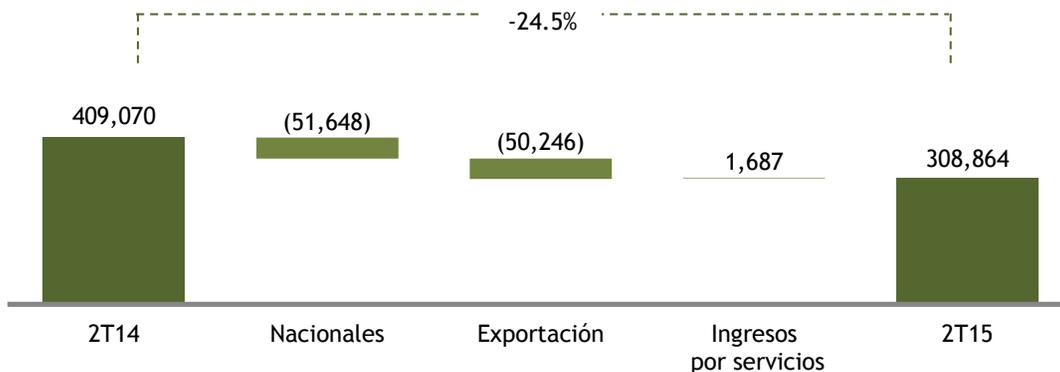
Estado de resultados del 1 de abril al 30 de junio de 2015

Ventas netas

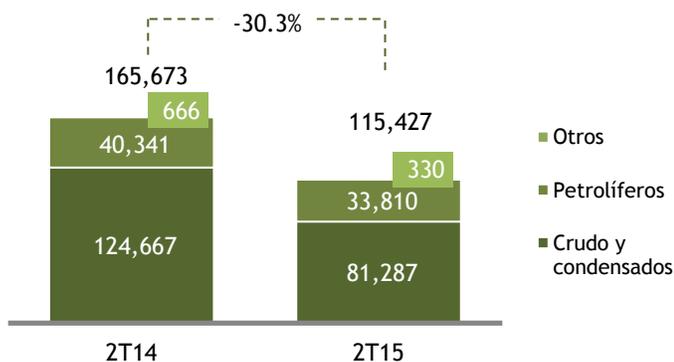
En el segundo trimestre de 2015, las ventas totales incluyendo la acreditación del IEPS disminuyeron 27.0% en comparación con las registradas en el mismo trimestre del 2014. Esta reducción de MXN 114.3 mil millones se debió principalmente a:

- una reducción de 24.8%, o MXN 44.8 mil millones, en las ventas en México de gasolinas y diésel. El efecto precio de esta reducción fue de MXN (46.2) mil millones, mientras que el efecto volumen fue de MXP 1.4 mil millones;
- una reducción de 34.8%, o MXN 43.4 mil millones en las exportaciones de crudo y condensados derivado principalmente de menores precios del crudo. El efecto precio de la reducción de las exportaciones de crudo y condensados fue de MXN (41.6) mil millones y el efecto volumen fue de MXN (1.8) mil millones. El precio de la mezcla mexicana de exportación se redujo en USD 43.14 al pasar de USD 97.09 a USD 53.95 por barril;
- una reducción de 40.4%, o MXN 9.1 mil millones, en las ventas en México de gas seco ocasionada principalmente por la reducción del precio del gas, aunque también se vieron afectadas por menor volumen. La referencia internacional utilizada (Henry Hub) pasó de USD 4.68 a USD 2.65 por MMBtu. El efecto precio en la reducción de ventas nacionales de gas seco fue de MXP (6.5) mil millones y el efecto volumen de MXP (2.6) mil millones;
- una reducción de 63.1%, u MXN 8.0 mil millones en las ventas en México de combustóleo; y
- una reducción de 16.2%, o MXN 6.5 mil millones, en las exportaciones de petrolíferos motivada por menores precios. El efecto precio de esta reducción fue de MXP (12.1) mil millones, mientras que el efecto volumen fue de MXP 5.6 mil millones.

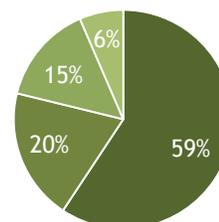
Evolución de las ventas (MXN millones)



Exportaciones (MXN millones)



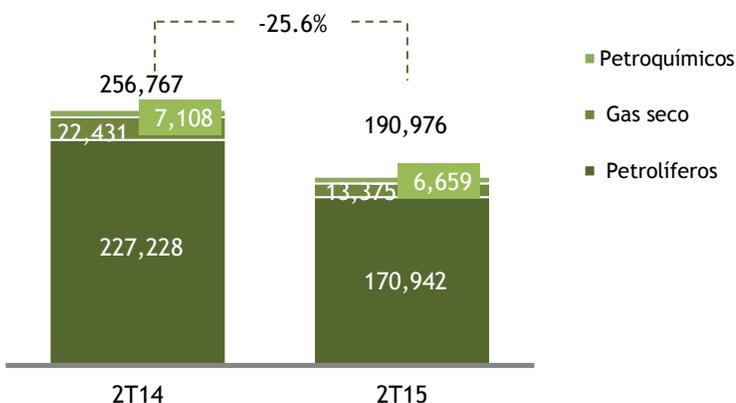
Exportaciones de crudo por destino geográfico 2T15



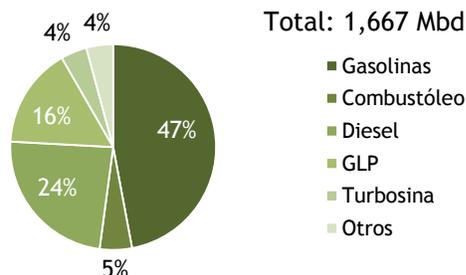
Total: 1,066 Mbd

- Estados Unidos
- Europa
- Lejano Oriente
- Resto de América

Ventas en México netas de IEPS (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México 2T15

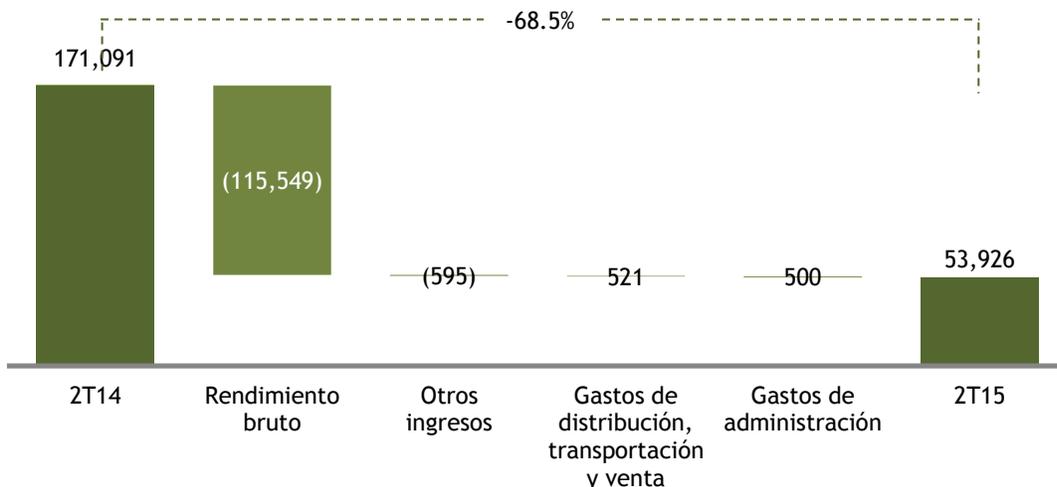


Rendimiento bruto y de operación

El rendimiento bruto neto de IEPS en el segundo trimestre de 2015 disminuyó 55.9%, o MXN 115.5 mil millones. Es importante mencionar que a partir del ejercicio 2015 se modificó el régimen tributario de PEMEX, mismo que está establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, en el que se consideran impuestos y derechos directos que se registran en el costo de ventas: “Derecho de extracción de hidrocarburos”, “Derechos de exploración de hidrocarburos”, el “Impuesto a la actividad de exploración de hidrocarburos” y el “Impuesto a la actividad de extracción de hidrocarburos”.

El rendimiento de operación disminuyó 68.5%, o MXN 117.2 mil millones, ubicándose en MXN 53.9 mil millones.

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



Composición del rendimiento (pérdida) neta

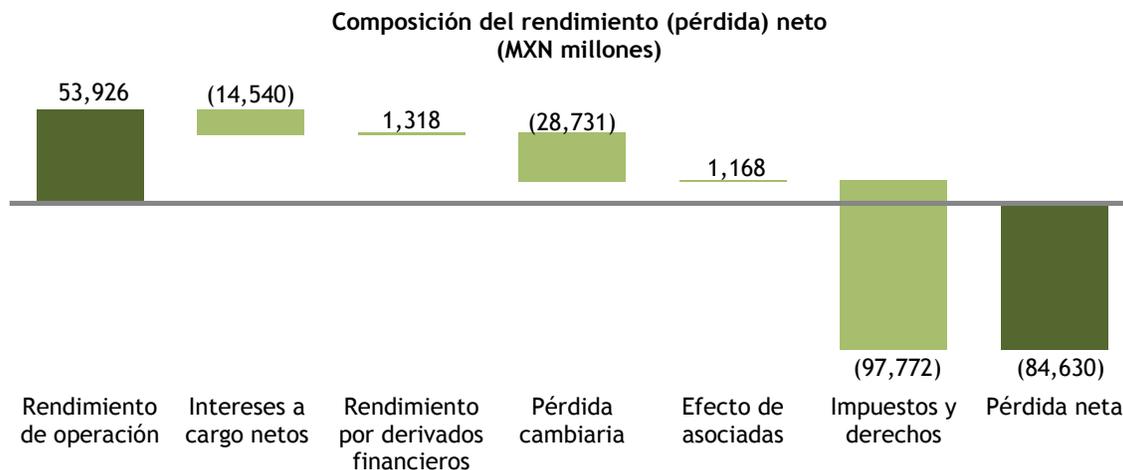
En el segundo trimestre de 2015, la pérdida neta fue de MXN 84.6 mil millones, compuesta principalmente por:

- el rendimiento de operación de MXN 53.9 mil millones;
- intereses a cargo netos de MXN 14.5 mil millones;
- rendimiento por derivados financieros de MXN 1.3 mil millones;
- pérdida cambiaria de MXN 28.7 mil millones;
- impuestos y derechos de MXN 97.8 mil millones.

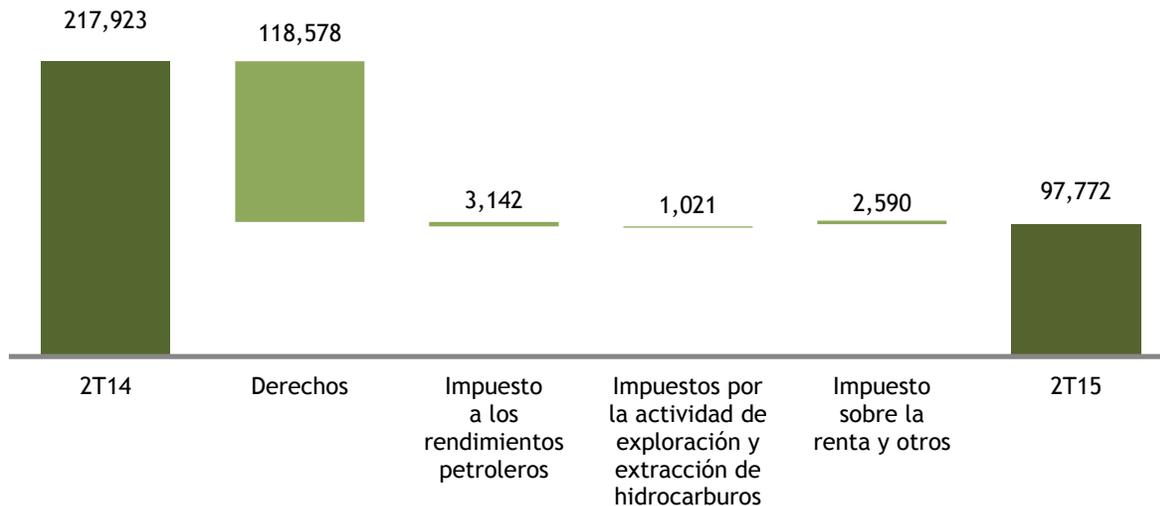
Durante el segundo trimestre de 2015, el pago de impuestos y derechos representó 181.3% del rendimiento de operación, en comparación con 127.4% en el periodo comparable de 2014. Cabe mencionar que, con base en el régimen fiscal vigente a partir de 2015, algunos impuestos y derechos se registran en el costo de ventas, por lo que los rendimientos de operación en 2014 y 2015 no son del todo comparables.

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

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



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



Nota: A partir de 2015 los Derechos se refieren solamente al Derecho a la Utilidad Compartida.

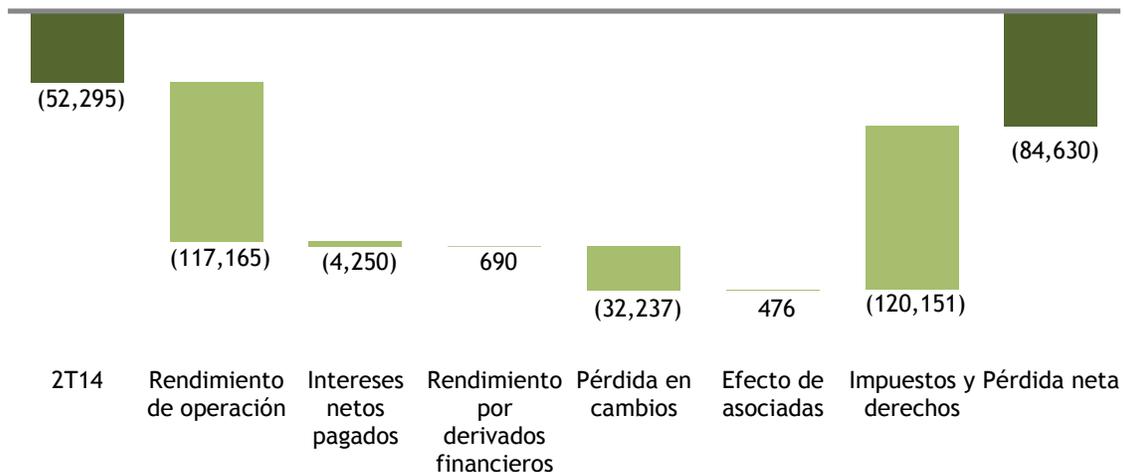
Evolución del rendimiento (pérdida) neta

La variación de la pérdida neta se explica por:

- una disminución de 68.5%, o MXN 117.2 mil millones en el rendimiento de operación;
- un incremento de MXN 4.3 mil millones en intereses a cargo netos;
- un incremento de MXN 0.7 mil millones en el rendimiento por derivados financieros debido principalmente al efecto de la depreciación del dólar de EE.UU. con respecto a las monedas que Petróleos Mexicanos tiene cubiertas mediante la contratación de swaps;
- una variación negativa de la utilidad (pérdida) en cambios de MXN 32.2 mil millones debido principalmente a que durante el segundo trimestre de 2015 se registró una depreciación del peso mexicano respecto al dólar de EE.UU. de 2.7%; en tanto que en el segundo trimestre de 2014 el peso mexicano se apreció 0.4% respecto al dólar de EE.UU.; y
- una disminución de impuestos y derechos de 55.1%, o MXN 120.2 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 84.6 mil millones en el segundo trimestre de 2015, en comparación con la pérdida neta de MXN 52.3 mil millones en el segundo trimestre de 2014.

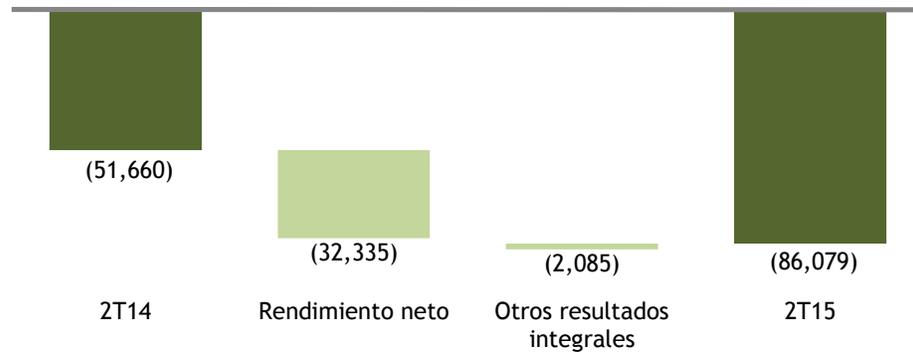
**Evolución del rendimiento (pérdida) neta
(MXN millones)**



**Utilidad
(pérdida)
integral**

Otros resultados integrales disminuyeron MXN 2.1 mil millones, debido principalmente a la disminución de MXN 1.8 mil millones en inversiones en activos disponibles para su venta, básicamente acciones de Repsol. Derivado de lo anterior, la pérdida integral en el segundo trimestre 2015 fue de MXN 86.1 mil millones.

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

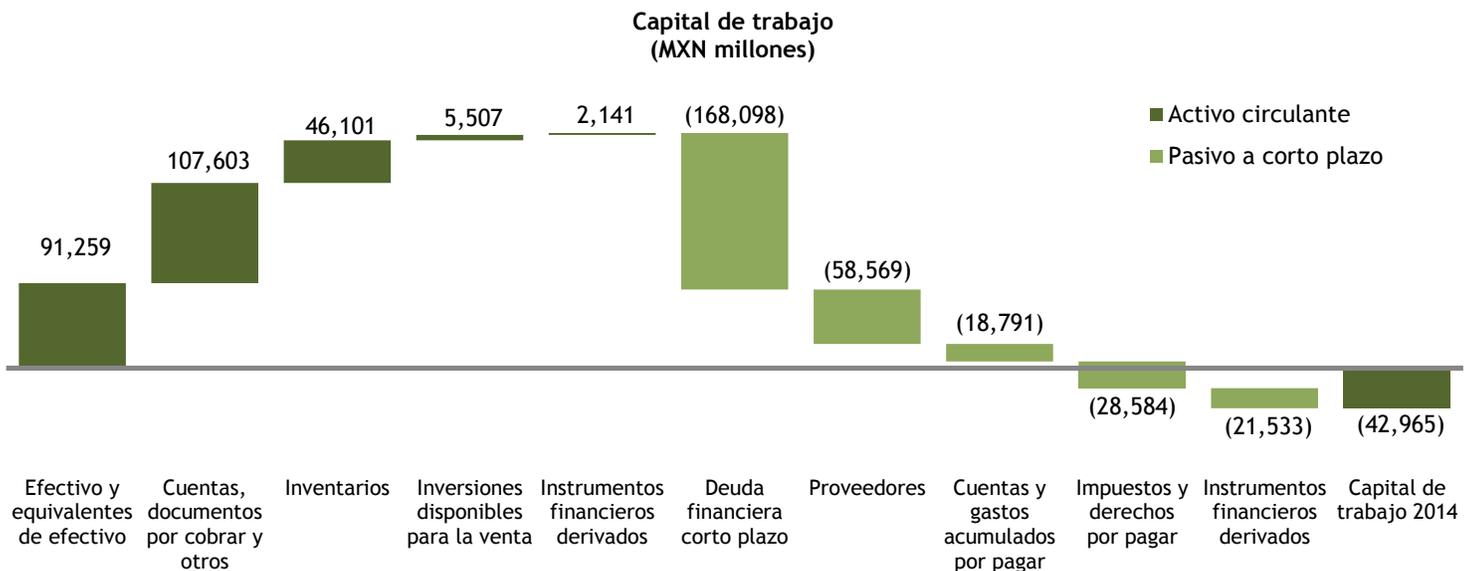


Estado de la situación financiera al 30 de junio de 2015

PEMEX					
Balance general consolidado					
	Al 31 de diciembre de	Al 30 de junio de	Variación		2015
	<u>2014</u>	<u>2015</u>			<u>(USD millones)</u>
	(MXN millones)				
Total activo	2,128,368	2,121,733	-0.3%	(6,636)	136,292
Activo circulante	289,327	252,611	-12.7%	(36,716)	16,227
Efectivo y equivalentes de efectivo	117,989	91,259	-22.7%	(26,730)	5,862
Cuentas, documentos por cobrar y otros	114,423	107,603	-6.0%	(6,820)	6,912
Inventarios	49,939	46,101	-7.7%	(3,838)	2,961
Activos financieros disponibles para la venta	5,415	5,507	1.7%	92	354
Instrumentos financieros derivados	1,563	2,141	37.0%	579	138
Inversiones permanentes en acciones de cías. asociadas	22,015	24,359	10.6%	2,344	1,565
Pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	1,783,374	1,814,181	1.7%	30,807	116,536
Impuestos diferidos	4,143	2,004	-51.6%	(2,139)	129
Efectivo restringido	6,884	7,280	5.7%	396	468
Otros activos	22,625	21,298	-5.9%	(1,327)	1,368
Total pasivo	2,896,089	3,060,176	5.7%	164,086	196,573
Pasivo a corto plazo	334,159	295,576	-11.5%	(38,583)	18,987
Deuda financiera de corto plazo	145,866	168,098	15.2%	22,232	10,798
Proveedores	116,178	58,569	-49.6%	(57,609)	3,762
Cuentas y gastos acumulados por pagar	12,235	18,791	53.6%	6,556	1,207
Instrumentos financieros derivados	17,460	21,533	23.3%	4,073	1,383
Impuestos y derechos por pagar	42,420	28,584	-32.6%	(13,836)	1,836
Pasivo a largo plazo	2,561,930	2,764,599	7.9%	202,670	177,587
Deuda financiera de largo plazo	997,384	1,163,208	16.6%	165,823	74,720
Reserva de beneficios a los empleados	1,474,089	1,517,203	2.9%	43,114	97,459
Reserva para créditos diversos	78,423	72,111	-8.0%	(6,311)	4,632
Otros pasivos	7,718	10,695	38.6%	2,977	687
Impuestos diferidos	4,316	1,383	-68.0%	(2,933)	89
Total patrimonio	(767,721)	(938,443)	22.2%	(170,722)	(60,282)
Controladora	(768,066)	(938,672)	22.2%	(170,606)	(60,296)
Certificados de aportación "A"	134,605	144,605	7.4%	10,000	9,289
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,809
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	64
Resultados acumulados integrales	(394,594)	(390,150)	-1.1%	4,445	(25,062)
Rendimientos acumulados:	(552,809)	(737,859)	33.5%	(185,051)	(47,397)
Déficit de ejercicios anteriores	(287,606)	(552,809)	92.2%	(265,203)	(35,510)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(265,203)	(185,051)	-30.2%	80,153	(11,887)
Participación no controladora	345	229	-33.7%	(116)	15
Total pasivo y patrimonio	2,128,368	2,121,733	-0.3%	(6,636)	136,292

Capital de trabajo

Al 30 de junio de 2015, el capital de trabajo se ubicó en MXN (43.0) mil millones, principalmente como resultado de los siguientes aumentos: MXN 22.2 mil millones en la deuda financiera de corto plazo; MXN 6.6 mil millones en cuentas y gastos acumulados por pagar; y MXN 3.5 mil millones en instrumentos financieros derivados -neto-. Los incrementos anteriores fueron parcialmente compensados por una disminución en la cuenta de proveedores por MXN 57.6 mil millones.

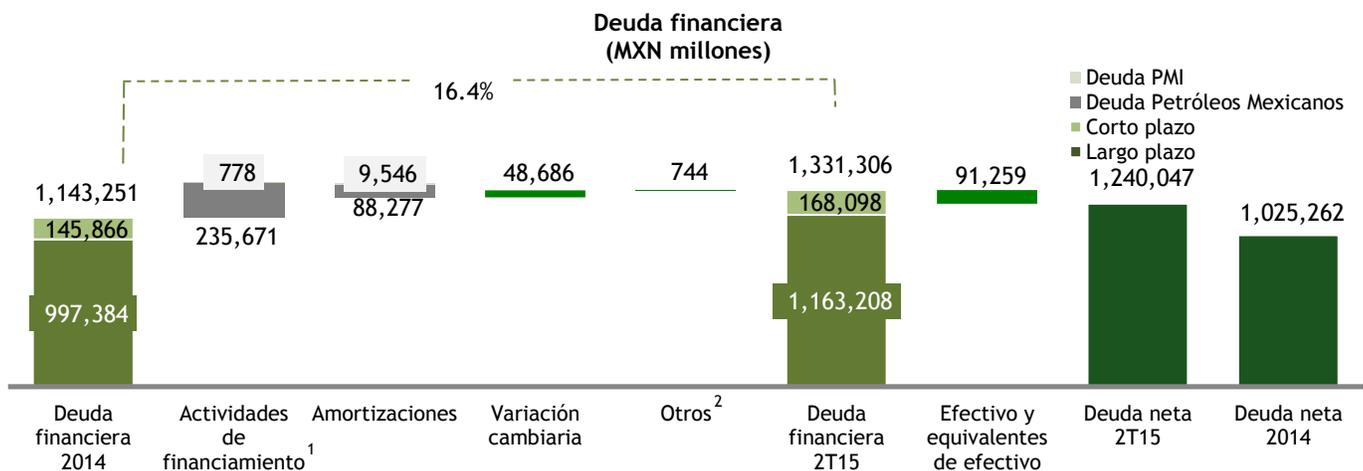


Deuda

La deuda financiera total registró un aumento de 16.4% principalmente debido a mayores actividades de financiamiento, ubicándose en MXN 1,331.3 mil millones, o USD 85.5 mil millones.

En el transcurso de 2015, Petróleos Mexicanos y PMI⁶ realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 236.4 mil millones, o USD 15.2 mil millones. El total de amortizaciones registradas en año fue de MXN 97.8 mil millones, o USD 6.3 mil millones.

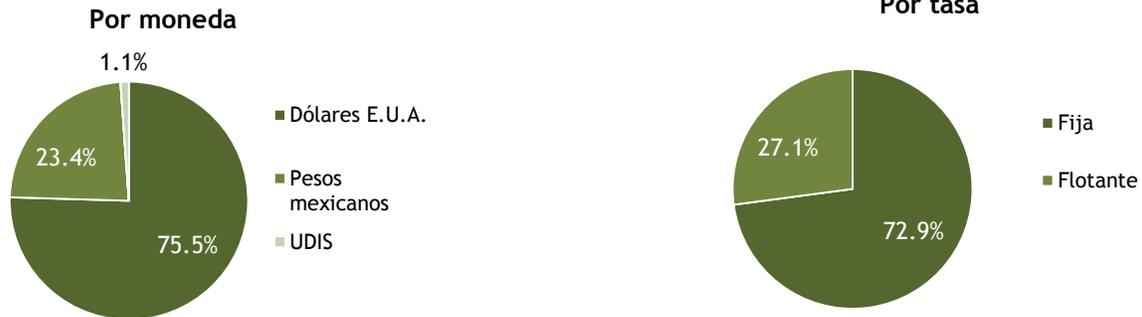
La estrategia de financiamientos de Petróleos Mexicanos se ha enfocado en los mercados de mayor profundidad, incrementando la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechando ventanas de oportunidad en mercados selectos y procurando mantener un perfil de vencimientos sin concentraciones.



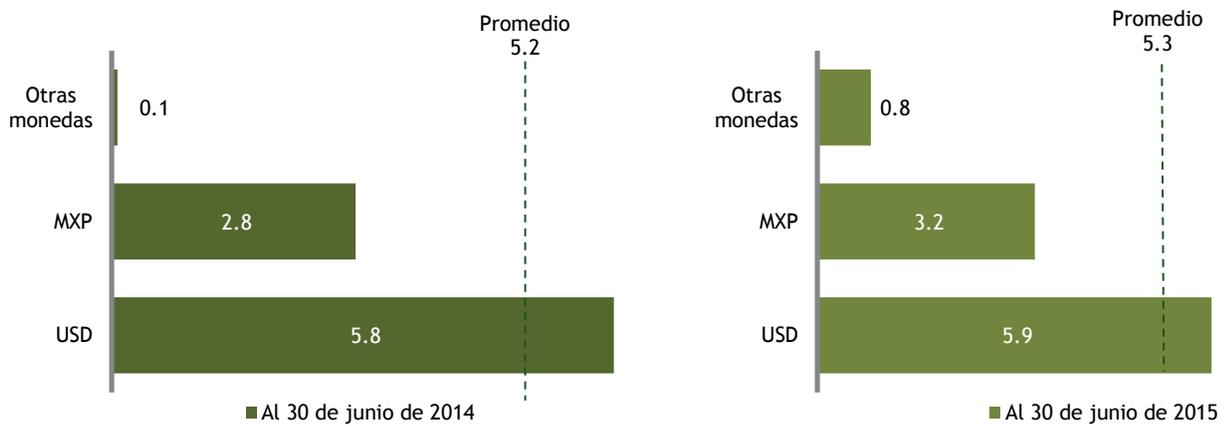
1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.
 2) Incluye intereses devengados y costo amortizado.

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.

Exposición de la deuda financiera al 30 de junio de 2015



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



Actividades de inversión

Ejercicio

Durante el primer semestre de 2015, se ejercieron MXN 199.7 mil millones (USD 13.2 mil millones)⁷, lo que representa 64.9% de la inversión programada de MXN 307.6 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- MXN 171.7 mil millones a Exploración y Producción⁸, de los cuales MXN 24.1 mil millones se destinaron a exploración;
- MXN 22.6 mil millones a Refinación;
- MXN 3.3 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 1.4 mil millones a Petroquímica; y
- MXN 0.8 mil millones al Corporativo.

⁷ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio durante el primer semestre de 2015 de MXN 15.1200 = USD 1.00.

⁸ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

Captación de recursos financieros 2T 2015**Mercados financieros**

Durante el periodo del 1 de abril al 16 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos emitió un total de MXN 17.5 mil millones del programa de certificados bursátiles a corto plazo, con tasas fijas y variables, y realizó pagos por MXN 12.5 mil millones.

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

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

El 16 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una emisión de certificados bursátiles por aproximadamente MXN 7.7 mil millones, en tres tramos:

- MXN 650.0 millones en tasa flotante de TIE más 15 puntos base, con vencimiento en noviembre de 2020 (reapertura de la serie PEMEX 14);
- MXN 6.1 mil millones con vencimiento en noviembre 2026, tasa cupón de 7.47% (reapertura de la serie PEMEX 14-2); y
- el equivalente a aproximadamente MXN 971.6 millones en UDIs, con vencimiento en enero de 2026, y una tasa cupón de 3.94% (reapertura de la serie PEMEX 14U).

ECAs

El 22 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una colocación por USD 525 millones, con la garantía del Export Import Bank de Estados Unidos, con vencimiento a 10 años y una tasa cupón de 2.46%.

Líneas de crédito sindicadas revolving

Al 30 de junio de 2015, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por USD 4.5 mil millones y MXN 23.5 mil millones, de los cuales están disponibles USD 1.05 mil millones y MXN 3.5 mil millones.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de junio de		Variación		
	2014	2015			
	(MXN millones)			2015 (USD millones)	
Actividades de operación					
Utilidad (pérdida) neta	(88,249)	(185,176)	109.8%	(96,927)	(11,895)
Partidas relacionadas con actividades de inversión	88,494	87,459	-1.2%	(1,036)	5,618
Depreciación y amortización	73,174	77,652	6.1%	4,478	4,988
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	8,678	(3,013)	-134.7%	(11,691)	(194)
Pozos no exitosos	5,559	9,517	71.2%	3,958	611
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	2,597	4,070	56.7%	1,473	261
Realización de ganancias y pérdidas netas por instrumentos financieros disponibles para la venta	189	-		(189)	-
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(1,827)	(1,207)	-33.9%	620	(78)
Dividendos cobrados	(504)	(171)	-66.0%	333	(11)
Actualización valor presente provisión taponamiento	629	611	-2.9%	(18)	39
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	17,686	76,402	332.0%	58,716	4,908
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda	(997)	(2,096)	110.2%	(1,099)	(135)
Intereses a cargo (favor)	21,824	29,812	36.6%	7,989	1,915
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(3,141)	48,686	-1650.2%	51,827	3,127
Subtotal	17,931	(21,315)	-218.9%	(39,247)	(1,369)
Fondos utilizados en actividades de operación	5,257	(19,591)	-472.7%	(24,848)	(1,258)
Instrumentos financieros con fines de negociación	1,087	3,495	221.4%	2,407	224
Cuentas por cobrar a clientes	(8,363)	(5,780)	-30.9%	2,583	(371)
Inventarios	13,384	3,838	-71.3%	(9,546)	247
Otros activos	(5,715)	(5,914)	3.5%	(199)	(380)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	2,205	6,556	197.3%	4,351	421
Impuestos pagados	15,944	(1,461)	-109.2%	(17,405)	(94)
Proveedores	(47,714)	(57,609)	20.7%	(9,895)	(3,701)
Reserva para créditos diversos	1,211	(5,036)	-515.8%	(6,246)	(323)
Reserva para beneficios a los empleados	34,111	43,114	26.4%	9,003	2,769
Impuestos diferidos	(894)	(795)	-11.1%	99	(51)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	23,188	(40,906)	-276.4%	(64,094)	(2,628)
Actividades de inversión					
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(92,594)	(100,325)	8.3%	(7,731)	(6,444)
Gastos de exploración	(448)	(2,276)	408.0%	(1,828)	(146)
Inversión en acciones	(118)	(31)	-73.7%	87	(2)
Dividendos cobrados	336	-		(336)	-
Instrumentos financieros disponibles para la venta	12,735	-		(12,735)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(80,089)	(102,633)	28.1%	(22,544)	(6,593)
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento	(56,901)	(143,539)	152.3%	(86,638)	(9,220)
Actividad de financiamiento					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	2,000	10,000	400.0%	8,000	642
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(190)	-		190	-
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	177,846	228,348	28.4%	50,503	14,668
Pagos de principal de préstamos	(94,105)	(97,823)	4.0%	(3,718)	(6,284)
Intereses pagados	(20,468)	(26,973)	31.8%	(6,505)	(1,733)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	65,083	113,552	74.5%	48,470	7,294
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	8,182	(29,987)	-466.5%	(38,168)	(1,926)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(513)	3,257	-734.9%	3,770	209
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	80,746	117,989	46.1%	37,243	7,579
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	88,414	91,259	3.2%	2,845	5,862

Otros eventos relevantes

Nuevo Estatuto Orgánico	<p>El 28 de abril de 2015, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, el cual fue aprobado por su Consejo de Administración el 27 de marzo de 2015.</p>
Entrada en función de las nuevas Empresas Productivas Subsidiarias	<p>El 1 de junio de 2015, entraron en funciones las empresas productivas subsidiarias Pemex Exploración y Producción y Pemex Cogeneración y Servicios.</p> <p>Asimismo, la Dirección Corporativa de Operaciones se transformó en la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño.</p> <p>Adicionalmente, el Consejo de Administración, a propuesta del Director General, aprobó los siguientes nombramientos:</p> <p>Pemex Exploración y Producción</p> <ul style="list-style-type: none"> • Juan Javier Hinojosa Puebla - Director de Desarrollo y Producción • José Antonio Escalera Alcocer - Director de Exploración • Gustavo Hernández García - Director Operativo <p>Pemex Cogeneración y Servicios</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eleazar Gómez Zapata - Director General de Pemex Cogeneración y Servicios <p>Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rodolfo Figueroa Alonso - Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño. <p>En Pemex Exploración y Producción, se creó un Comité de Dirección integrado por Juan Javier Hinojosa Puebla, como Director Ejecutivo; José Antonio Escalera Alcocer y Gustavo Hernández García.</p> <p>El 3 de julio de 2015, se instaló el Consejo de Administración de Pemex Cogeneración y Servicios, y de Pemex Exploración y Producción y se aprobó el Estatuto Orgánico de dichas empresas productivas subsidiarias.</p> <p>El Consejo de Administración de Pemex Cogeneración y Servicios aprobó los siguientes nombramientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Raquel Buenrostro Sánchez - Planeación y Desarrollo; • Alberto Elizalde Baltierra - Ejecución de Proyectos; • Roberto Osegueda Magaña - Operaciones; y • Rodrigo Sánchez Revilla - Comercialización. <p>Por su parte, el Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción aprobó los siguientes nombramientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Miguel Angel Flores - Secretario del Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción; • Patricia Zorrilla Ramos - Prosecretario del Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción; • Ricardo Villegas Vázquez - Subdirector de Producción de Aguas Someras; • Félix Alvarado Arellano - Subdirector de Producción de Campos Terrestres; • José Luis Fong Aguilar - Subdirector de Producción de Campos No Convencionales; • Plácido Gerardo Reyes Reza - Subdirector de Producción de Campos de Gas No Asociado; • Eduardo Zavala Nácer - Subdirector de Desarrollo Sustentable, Seguridad Industrial, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental; • José Guadalupe de la Garza Saldívar - Subdirector de Confiabilidad;

- Primo Luis Velazco Paz - Subdirector de Acondicionamiento y Distribución de Hidrocarburos; y
- Luis Ramos Martínez - Subdirector de Administración del Portafolio.

Exportación de crudo a Asia

El 14 de mayo de 2015, PEMEX, a través de P.M.I. Comercio Internacional (PMI), y Hyundai Oilbank Co. Ltd., firmaron un contrato para el suministro de 5 Mmb de petróleo crudo mexicano (crudo pesado Maya y crudo ligero Istmo), con opción a volumen adicional, durante el segundo semestre del presente año para su proceso en la refinería Daesan, en Corea del Sur, como parte de la estrategia comercial de PEMEX para diversificar geográficamente las exportaciones de crudo mexicano.

Por otra parte, el 24 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos, a través de PMI, y JX Nippon Oil & Energy Corporation (JX Nippon), la empresa de refinación más grande de Japón, acordaron el envío de 6 Mmb de petróleo crudo ligero Istmo, mediante seis embarques entre el próximo mes de agosto y enero de 2016, desde la Terminal Marítima Salina Cruz, en Oaxaca.

El contrato es adicional a los cargamentos ocasionales enviados durante el primer semestre del presente año.

Póliza integral de seguros

El 23 de junio de 2015, mediante licitación pública nacional, PEMEX adjudicó a la aseguradora Mapfre Tepeyac S.A. su póliza integral de seguros, que cubre el daño físico directo a todos sus bienes en tierra y mar, así como la responsabilidad civil general derivada del desarrollo de sus operaciones, por una vigencia de dos años.

Adicionalmente, se adjudicó a Seguros Inbursa la partida de Responsabilidad Civil de Consejeros, Directores y Funcionarios.

La licitación contó con la participación del mayor número de aseguradoras que se haya presentado para la póliza integral, con un total de ocho.

La prima total que pagará PEMEX por ambas partidas será de USD 427.9 millones en el periodo 2015-2017.

El costo por la administración de estas pólizas disminuirá de 2.78% para el periodo 2013-2015, a 2.41% para el periodo 2015-2017.

Memorándum de entendimiento

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

Memorándum de entendimiento y cooperación		
Contraparte	Fecha	Materia
First Reserve	Abril 7, 2015	<ul style="list-style-type: none"> • Explorar nuevas oportunidades de trabajo conjunto en diversos proyectos de PEMEX. • Intercambio de experiencias técnicas y operacionales. • Se contempla una inversión de hasta USD 1.0 mil millones en proyectos potenciales relacionados con infraestructura, transporte marítimo, cogeneración y procesamiento, entre otros.

Contraparte	Fecha	Materia
Global Water Development Partners	Mayo 12, 2015	<ul style="list-style-type: none"> Creación de una sociedad para invertir en infraestructura ambientalmente sustentable de agua y tratamiento de aguas residuales para instalaciones aguas arriba y aguas abajo.
Enel - Abengoa	Mayo 12, 2015	<ul style="list-style-type: none"> Constituir una sociedad destinada a la ejecución conjunta del proyecto de cogeneración que surtirá energía eléctrica y térmica a la refinería Antonio Dovalí Jaime de Salina Cruz, Oaxaca, así como al Sistema Eléctrico Nacional. Desarrollo de una planta de cogeneración eficiente con capacidad de generación estimada de 517 megawatts de energía eléctrica y 850 toneladas por hora de vapor.
Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI)	Mayo 14, 2015	<ul style="list-style-type: none"> Establecer acciones en materia de acceso a la información pública gubernamental y protección de datos personales. Fomentar una cultura de transparencia en las acciones del gobierno. Propiciar rendición de cuentas a la sociedad.
Procuraduría Federal del Consumidor (PROFECO)	Mayo 19, 2015	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de información confidencial, operativos conjuntos y redirección de esfuerzos para proteger a los consumidores contra el robo de gasolina en estaciones de servicio a nivel nacional.
BlackRock	Junio 1, 2015	<ul style="list-style-type: none"> Acelerar el desarrollo y el financiamiento de proyectos de infraestructura energética que sean estratégicamente prioritarios para PEMEX.
Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU), a través de la Procuraduría Agraria (PA)	Julio 22, 2015	<ul style="list-style-type: none"> Establecer mecanismos de información, asesoría y capacitación para que los proyectos de exploración, extracción y transportación de hidrocarburos se realicen conforme al marco jurídico y en pleno respeto a los derechos de los sujetos agrarios. La PA llevará a cabo las tareas de asesoría y conciliación en las controversias que surjan de la relación entre los sujetos agrarios y PEMEX.

Contraparte	Fecha	Materia
Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM)	Julio 23, 2015	<ul style="list-style-type: none"> • Impulsar el desarrollo competitivo del sector energético en México. • El ITESM desarrollará proyectos de investigación científico-tecnológica y consultoría en áreas que beneficien el desarrollo de PEMEX, y apoyará la realización de cursos, seminarios, congresos, conferencias, simposios, exposiciones, mesas redondas y otras actividades académicas y culturales de interés común. • Se impartirán posgrados de especialización a los trabajadores de PEMEX, y éste asesorará y supervisará el desarrollo de prácticas profesionales y servicio social de los estudiantes del ITESM.
Gobierno del estado de Puebla	Julio 27, 2015	<ul style="list-style-type: none"> • Impulsar la producción de metanol como oxigenante para gasolinas en el Complejo Petroquímico Independencia.

Investigación sobre presuntos actos de extorsión

El 7 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos informó sobre la investigación que se lleva a cabo a denuncia de un trabajador de Pemex Exploración y Producción, sobre presuntos actos de extorsión por parte de funcionarios de PEMEX hacia la compañía Súper Pereyra, S.A. de C.V. (Súper Pereyra), con relación a la licitación convocada por Petróleos Mexicanos para servicios de alimentación y hotelería en plataformas habitacionales en la Sonda de Campeche.

La denuncia de estos hechos fue presentada el 25 de junio de 2015 ante el Ministerio Público por la Secretaría de la Función Pública, en coordinación con la empresa Súper Pereyra.

El 26 de junio de 2015, fueron detenidas tres personas, una de ellas funcionario de PEMEX. El Ministerio Público los consignó por extorsión, y el 5 de julio de 2015, se les dictó auto de formal prisión.

La investigación continúa con la finalidad de determinar si existe algún otro servidor público involucrado.

Acuerdo con la OCDE

El 20 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos, a través de la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento, y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) firmaron un acuerdo que le permitirá a PEMEX adoptar e impulsar las mejores prácticas en materia de procura, así como promover la gestión eficiente y transparente en sus procesos.

El acuerdo abarca un estudio comparativo sobre los esfuerzos emprendidos por PEMEX en este rubro, así como sobre su modelo de negocios de procura y abastecimiento. Se realizará en tres etapas que se centrarán en el análisis del marco normativo y las reglas de negocio homologadas; el análisis de las prácticas para promover la transparencia y la integridad en las contrataciones; y la revisión del esquema de relaciones de PEMEX con proveedores y contratistas.

Este acuerdo también considera la capacitación para personal de PEMEX por parte de la OCDE en temas de transparencia e integridad, en el diseño de procedimientos de contratación y en mitigación de riesgos de colusión.

Acuerdo de conciliación con Conproca

El 20 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos y el consorcio Conproca, S.A. de C.V. (Conproca), con la participación de sus accionistas, las empresas SK Engineering & Construction Co. Ltd. y Siemens, A.G. (Siemens), llegaron a un acuerdo de conciliación para resolver las controversias derivadas de la reconfiguración de la refinería Héctor R. Lara Sosa, en Cadereyta, Nuevo León, iniciada en 1997.

A través del acuerdo, las partes acordaron resolver todas las disputas existentes entre ellas por más de 14 años, así como destinar los recursos que Siemens reciba de Conproca a un fideicomiso para realizar proyectos de combate a la corrupción, protección al medio ambiente, desarrollo social, fomento de la transparencia, cultura energética, mercado justo y las que determine el Comité Técnico del propio fideicomiso, el cual estará integrado por representantes de PEMEX y de Siemens.

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-distribucion-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:

Síganos en:  @Pemex y @PemexGlobal

Julio Alberto Valle Pereña

julio.alberto.valle@pemex.com

Lucero Angélica Medina González

lucero.angelica.medina@pemex.com

Celina Torres Uribe

celina.torres@pemex.com

Mariana López Martínez

mariana.lopezm@pemex.com

David Ocañas Jasso

david.ocanas@pemex.com

Alejandro López Mendoza

alejandro.lopezm@pemex.com

Ana Lourdes Benavides Escobar

ana.lourdes.benavides@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 30 de junio de 2015, el tipo de cambio utilizado es de MXN 15.5676 = 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.

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.