



RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2017

Ciudad de México a 3 de mayo de 2017

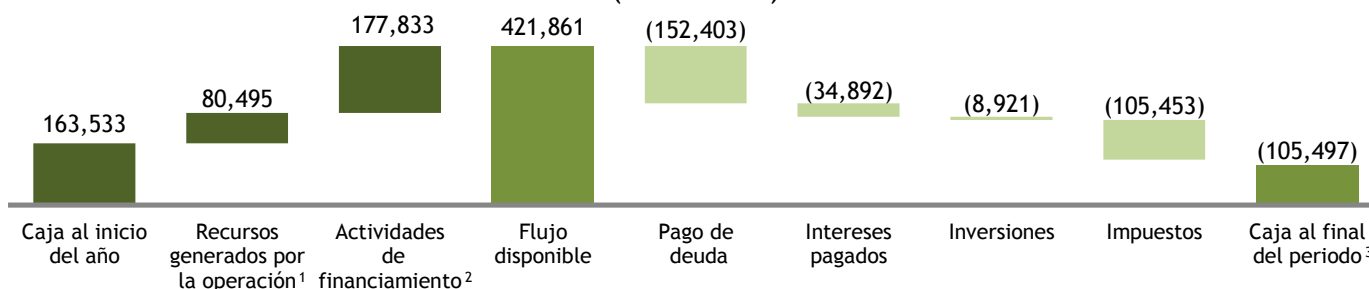
PEMEX¹ reporta sus resultados financieros y operativos correspondientes al primer trimestre de 2017 (1T17²).

1. Aspectos destacados

- La producción de crudo promedió 2,018 miles de barriles diarios (Mbd), en línea con la meta anual.
- El aprovechamiento de gas mostró una mejora con respecto al primer trimestre de 2016 y se ubicó en 94.6%.
- El proceso de crudo se recuperó comparado con el cierre del año pasado, ubicándose en 948 Mbd.
- Los gastos de operación disminuyen por cuarto trimestre consecutivo.
- Por segundo trimestre consecutivo, el resultado neto es positivo.
- El reconocimiento de costos logísticos en los precios de combustibles, la recuperación de los precios del crudo y la apreciación del peso frente al dólar, son factores exógenos que impactaron positivamente los resultados financieros.

	1T16	1T17	Variación %
Operativo (Mbd)			
Producción de crudo	2,230	2,018	(9.5)
Proceso de crudo	1,081	948	(12.4)
Financiero (MXN mil millones)			
Rendimiento (pérdida) de operación	31.1	72.7	133.9
Rendimiento (pérdida) neta	(62.0)	87.9	241.8
EBITDA ³	87.1	138.2	58.6

Fuentes y usos de recursos al cierre del 1T17
(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 (2,360) millones por gastos de exploración, inversión en acciones, recursos provenientes de la venta de compañías asociadas, recursos provenientes de la venta de activos fijos, dividendos cobrados y adquisición de negocios; y (ii) un efecto por MXN (12,336) 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 Del 1 de enero al 31 de marzo de 2017. PEMEX exhorta al lector a analizar este reporte acompañado de la información incluida en los anexos, al igual que en la versión estenográfica de la conferencia telefónica de resultados, que se llevará a cabo el 3 de mayo de 2017. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.pemex.com/ri.

³ Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.

2. Principales resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de enero al 31 de marzo de			
	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>Variación</u>	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,182	2,800	-12.0%	(382)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,273	2,051	-9.8%	(222)
Crudo (Mbd)	2,230	2,018	-9.5%	(213)
Condensados (Mbd)	43	33	-22.1%	(9)
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,104	5,337	-12.6%	(767)
Gas natural (MMpcd) ⁽²⁾	5,174	4,367	-15.6%	(807)
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽³⁾	3,255	2,783	-14.5%	(473)
Líquidos del gas natural (Mbd)	306	306	-0.2%	(1)
Petrolíferos (Mbd) ⁽⁴⁾	1,118	959	-14.2%	(159)
Petroquímicos (Mt)	1,207	792	-34.4%	(415)
(1) Incluye nitrógeno.				
(2) No incluye nitrógeno.				
(3) No incluye gas seco elaborado y utilizado como combustible				
(4) Incluye GLP				

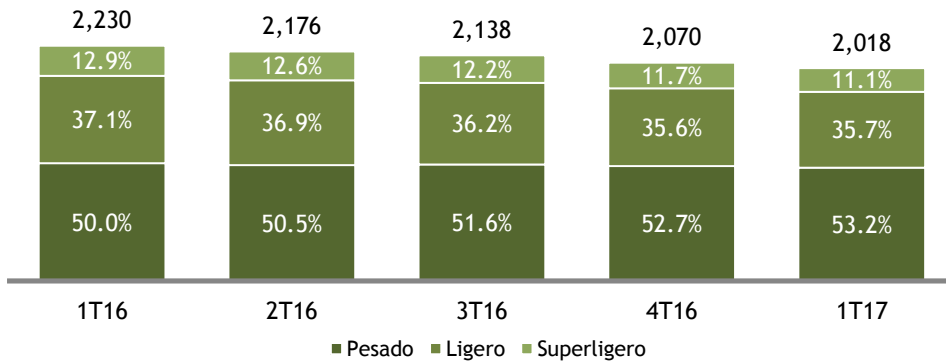
2.1 Exploración y producción

Producción de crudo

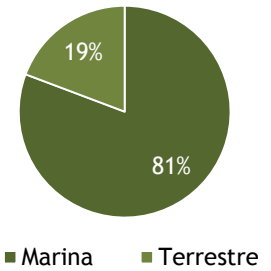
La producción de petróleo crudo promedió 2,018 Mbd, 9.5% inferior al 1T16. Esta disminución, se debe principalmente a:

- una disminución de 22.1% en la producción de crudo superligero, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos de los activos Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac y Litoral de Tabasco;
- una reducción de 12.8% en la producción de crudo ligero, principalmente por la declinación natural de los campos Chuhuk, Ixtal, Chuc, Kuil y Onel del activo Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, así como de Tsimín del activo Litoral de Tabasco y Artesa del activo Macuspana-Muspac, de la Región Suroeste y Sur, respectivamente. Cabe destacar el incremento en la producción del campo Xanab del activo Litoral de Tabasco, el cual pasó de producir 88 Mbd en el cuarto trimestre de 2015 a 156 Mbd en el primer trimestre de 2017; y
- una disminución de 3.9% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del activo Cantarell, de la Región Marina Noreste.

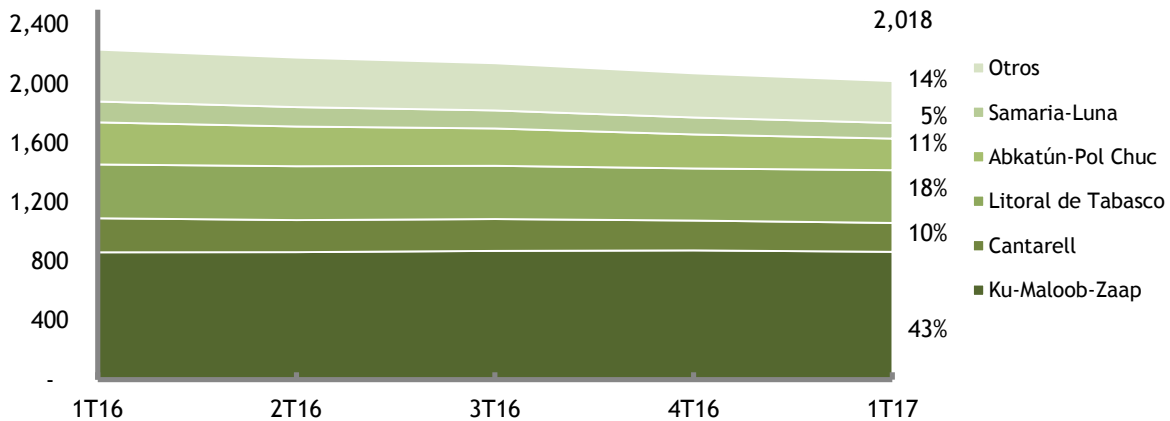
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región



Producción de crudo por activo (Mbd)



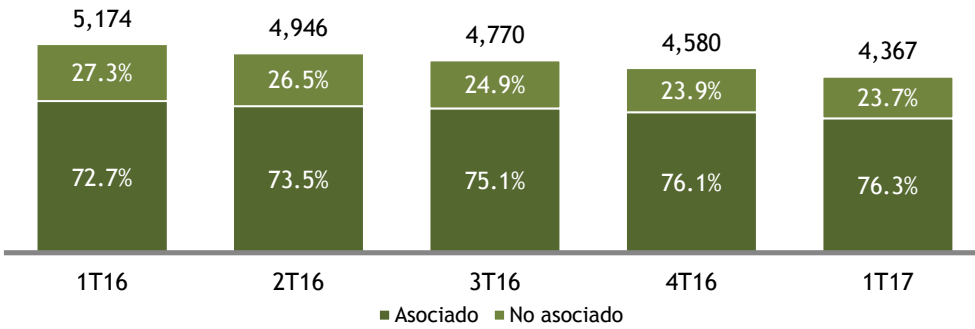
Producción de gas natural

La producción de gas natural durante el 1T17 disminuyó 15.6%⁴ alcanzando 4,367 MMpcd, como resultado de:

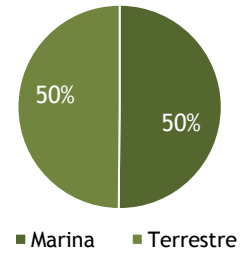
- una disminución en la producción de gas asociado de 11.4%, debido a la declinación natural en la producción de crudo y el incremento en el flujo fraccional de agua de los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, así como la declinación natural de la producción en los activos Samaria-Luna, Macuspana-Muspac y Bellota-Jujo; y
- una disminución en la producción de gas no asociado de 26.7%, debido a la declinación natural en la producción de los activos Veracruz y Burgos, de la Región Norte.

⁴ No incluye nitrógeno.

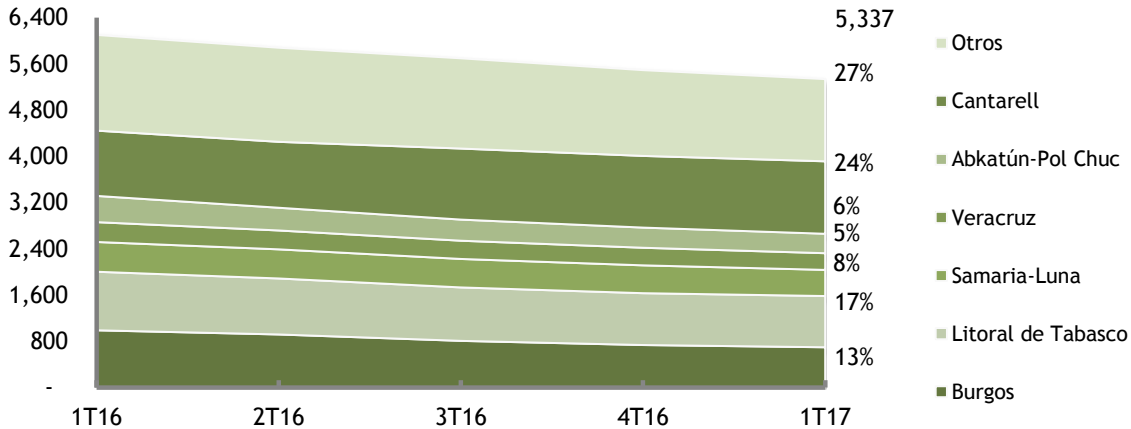
Producción de gas natural



Producción de gas natural por tipo de campo



Producción de gas natural⁵ por activo (MMpcd)

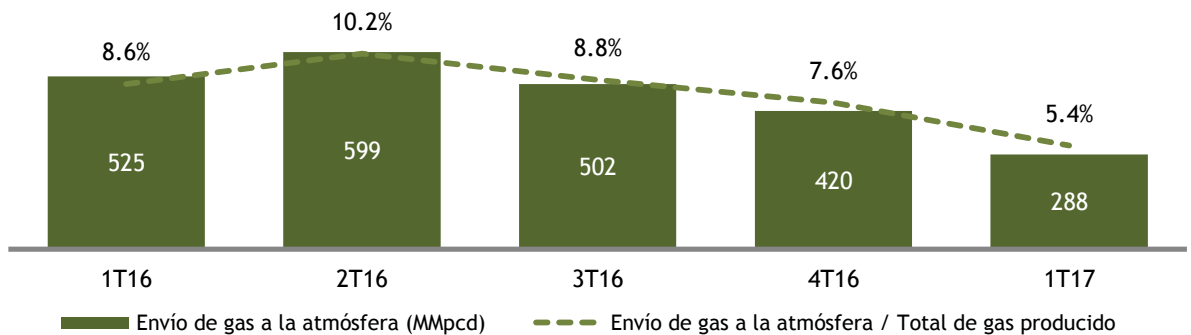


Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera se redujo en 45.1%, a 288 MMpcd, debido principalmente a la entrada en operación de obras destinadas a incrementar el aprovechamiento de gas en las regiones marinas.

Como resultado, el aprovechamiento de gas⁶ durante el periodo fue de 94.6%.

Envío de gas a la atmósfera



⁵ Incluye nitrógeno.

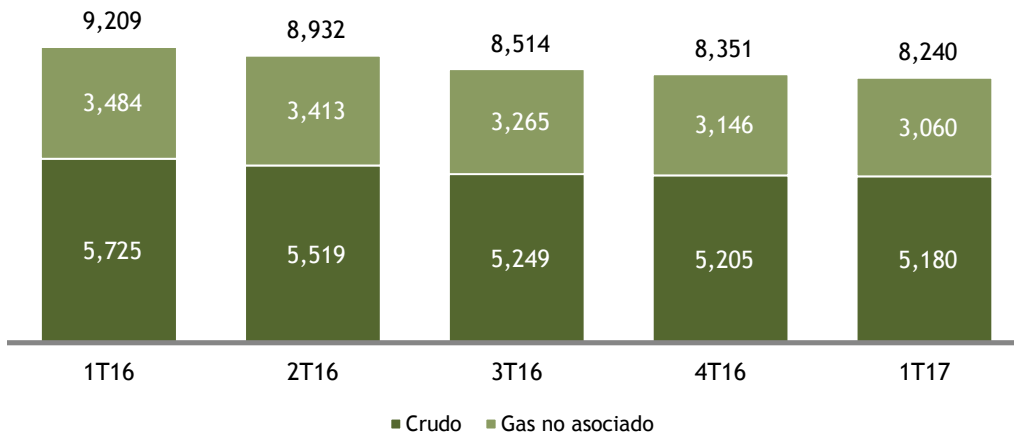
⁶ A partir de 2016, el cálculo del índice de aprovechamiento de gas hidrocarburo se basa en el manejo total de gas, incluyendo nitrógeno.

Pozos en operación y terminación de pozos

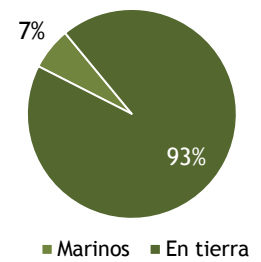
Durante el 1T17, el promedio de pozos en operación fue de 8,240, 10.5% inferior al del 1T16.

El número total de pozos terminados disminuyó en 48, debido principalmente a una menor terminación de pozos de desarrollo. Lo anterior fue resultado de menor actividad programada en los activos Cinco Presidentes, Poza Rica-Altamira y Burgos, que disminuyó de manera significativa respecto al plan de perforación ejecutado en el 1T16 previo al recorte presupuestal de 2016. Se terminaron cinco pozos de exploración, uno menos que en el 1T16 por menor actividad de exploración en aguas profundas.

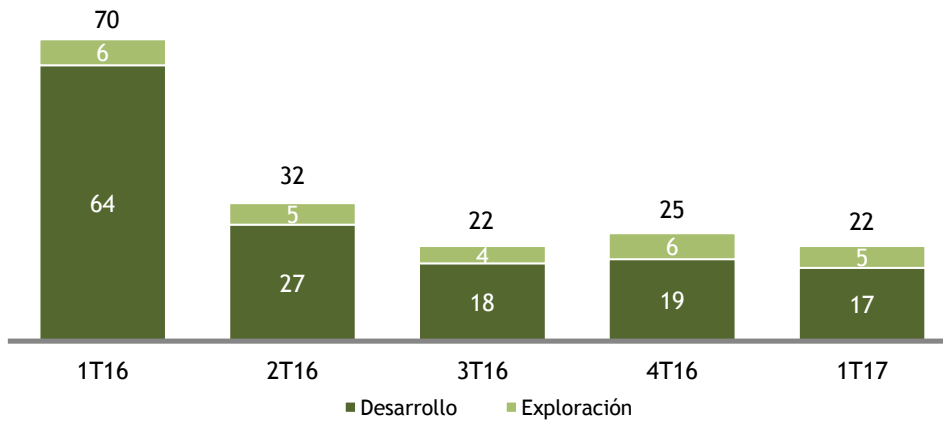
Pozos promedio en operación

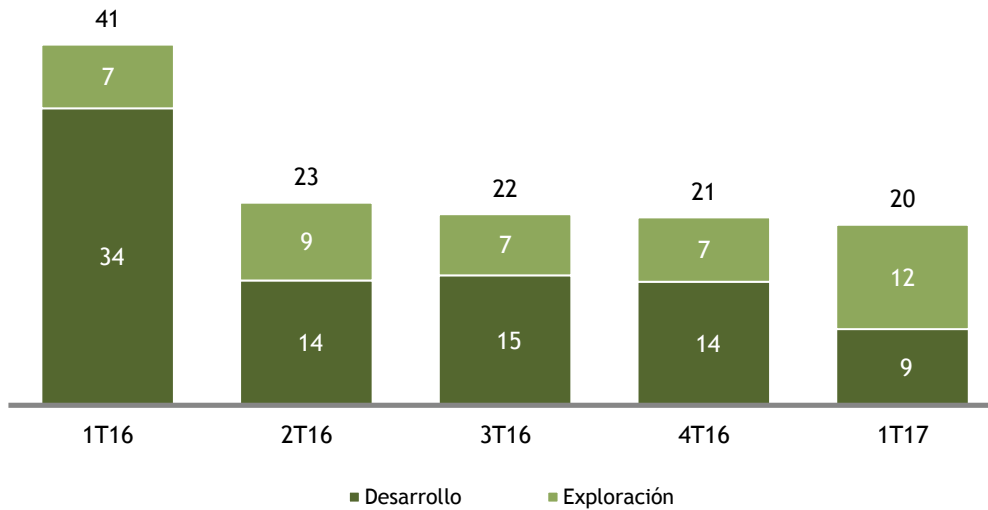
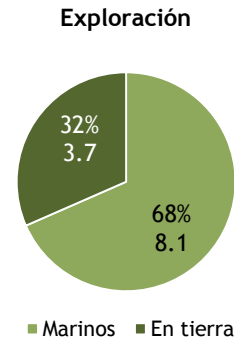
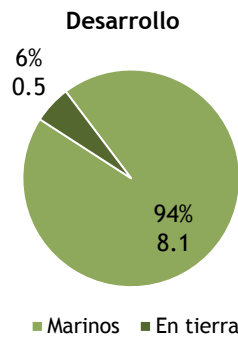


Pozos promedio en operación por tipo de campo



Pozos terminados



Equipos de perforación

Equipos de perforación promedio por tipo


Descubrimientos Como resultado de las actividades de exploración ejecutadas durante el primer trimestre de 2017, los pozos descubridores Koban-1 y Teekit-1001 ampliaron el potencial productivo del activo Litoral de Tabasco. Cabe destacar que estos descubrimientos se localizan en aguas someras, a tirantes de agua de entre 12 y 30 metros, además de su cercanía a complejos de producción existentes.

PEMEX Principales descubrimientos 1T17						
Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tirante de agua metros	Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Litoral de Tabasco	Koban-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	3,276.0	11.0	12	Gas y Condensado
Litoral de Tabasco	Teekit-1001	Plioceno Medio	2,472.0	0.9	30	Aceite y Gas
Total			5,748.0	11.9		

2.2 Información adicional relacionada con actividades de Exploración y Producción

Licitación competitiva

El 28 de febrero de 2017, PEMEX, Chevron e INPEX Corporation firmaron el contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en su modalidad de licencia para el bloque 3 Norte del Cinturón Plegado Perdido en el Golfo de México.

Con la firma de este contrato, se sientan las bases para participaciones conjuntas en futuras licitaciones, así como para colaboraciones en oportunidades internacionales de exploración y producción de hidrocarburos. Adicionalmente, la exploración y desarrollo de dicho bloque brinda opciones para lograr las metas de incorporación de reservas.

Contrato de licencia Bloque Trión

El 3 de marzo de 2017, Petróleos Mexicanos y BHP Billiton firmaron el contrato de licencia para el desarrollo del bloque Trión, ubicado en aguas profundas del Golfo de México. Este es el primer contrato de su tipo y cimienta el futuro de la plataforma productiva de la empresa.

Migración con socio de asignaciones (farm-outs)

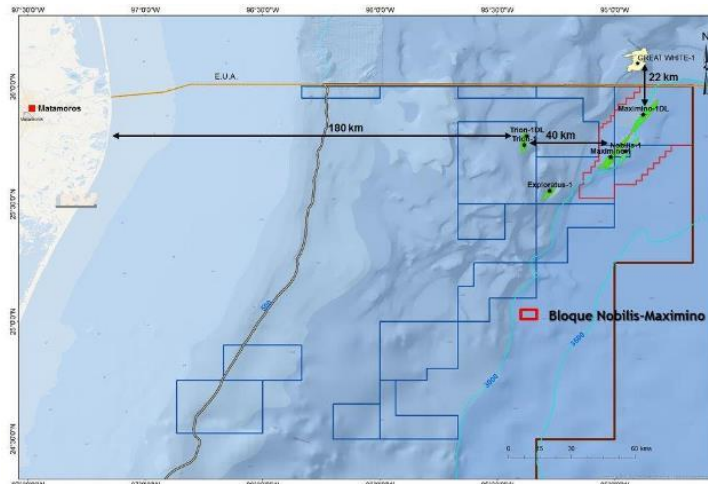
El 7 de marzo de 2017, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó las bases para la licitación del Contrato de Producción Compartida en Aguas Someras del bloque constituido por los campos Ayín y Batsil, asignados en la Ronda Cero. Con el fin de otorgar mayor tiempo a las empresas para participar en la licitación, ésta se reprogramó para el 4 de octubre de 2017.

El contrato a otorgarse es por 30 años, durante los cuales PEMEX mantendrá el 50% de la participación y el socio será el encargado de operar el proyecto. La inversión mínima requerida es de USD 249.9 millones. Para mayor información, favor de consultar <http://rondasmexico.gob.mx/>.

El 27 de abril de 2017, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó a la empresa enviar a la Secretaría de Energía la solicitud de migración con socio para la exploración y extracción del bloque Nobilis-Maximino en aguas ultra-profundas dentro del Cinturón Plegado Perdido, en el Golfo de México.

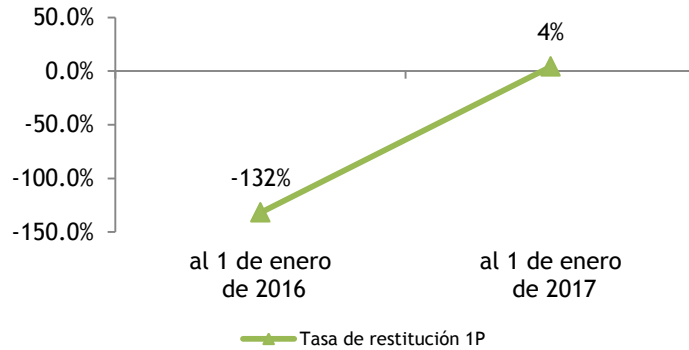
El bloque se encuentra en un tirante de agua entre 2,900 m y 3,100 m, y cuenta con reservas totales 3P estimadas por 500 MMBpce. Su cercanía con el bloque Trión, representa una ventaja para establecer sinergias operativas en el futuro.

Este farm-out en aguas ultra-profundas se realizará a través de la CNH, con la transparencia y competitividad que se han realizado las rondas de licitación del Gobierno Federal.



Tasa de restitución de reservas 1P

El volumen total de reservas probadas (1P) al 1 de enero de 2017 se ubicó en 8.6 MMbpce, una disminución de 10.4% comparado con el 1 de enero de 2016. No obstante, la tasa de restitución de las reservas 1P registró una mejora al pasar de una tasa negativa de 132% a una tasa positiva de 4%, revirtiendo la tendencia.



2.3 Transformación Industrial

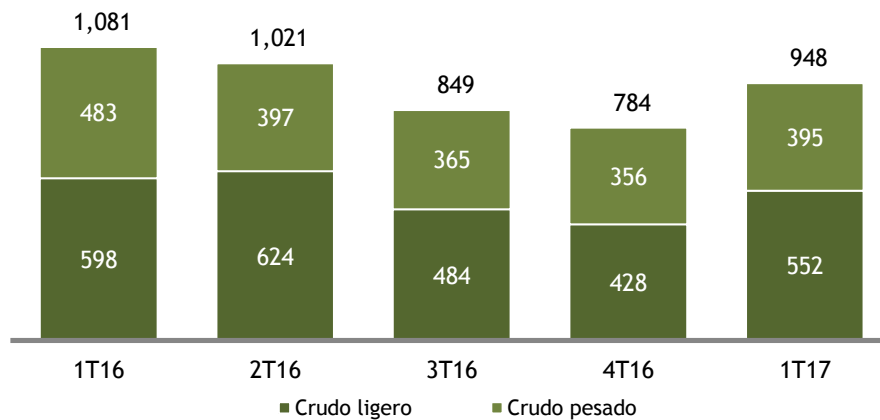
Proceso de crudo

Durante el 1T17, el proceso total de petróleo crudo disminuyó 12.4% respecto al 1T16, principalmente como resultado de:

- mantenimiento correctivo de plantas y falla en un turbogenerador en la refinería de Tula;
- problemas operativos en una de las plantas combinadas de la refinería de Cadereyta; y
- problemas operativos en las plantas catalíticas, así como altos inventarios en la refinería de Madero.

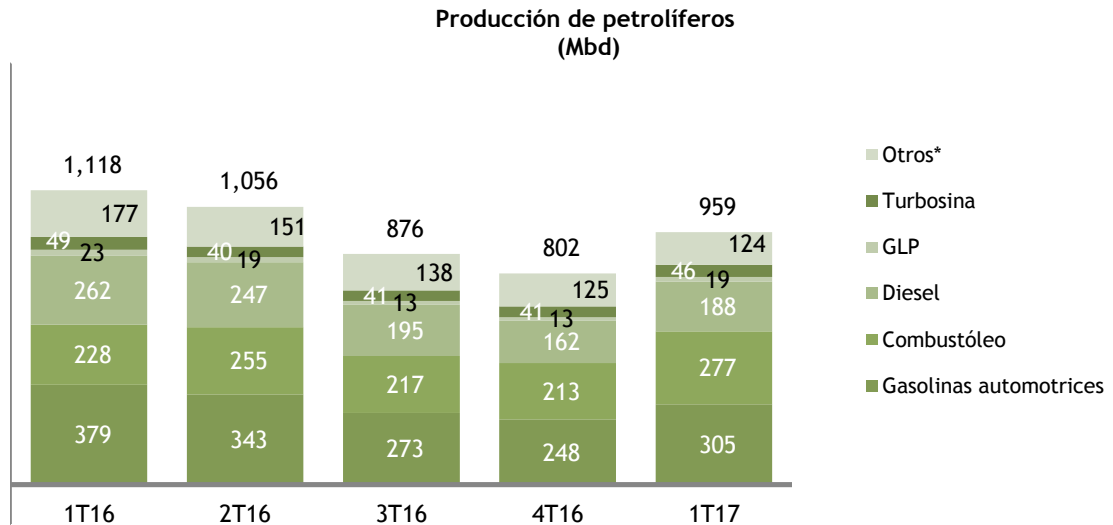
La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 8.3 puntos porcentuales, debido a los mantenimientos y situaciones operativas antes mencionadas.

Proceso de crudo (Mbd)



Producción de petrolíferos

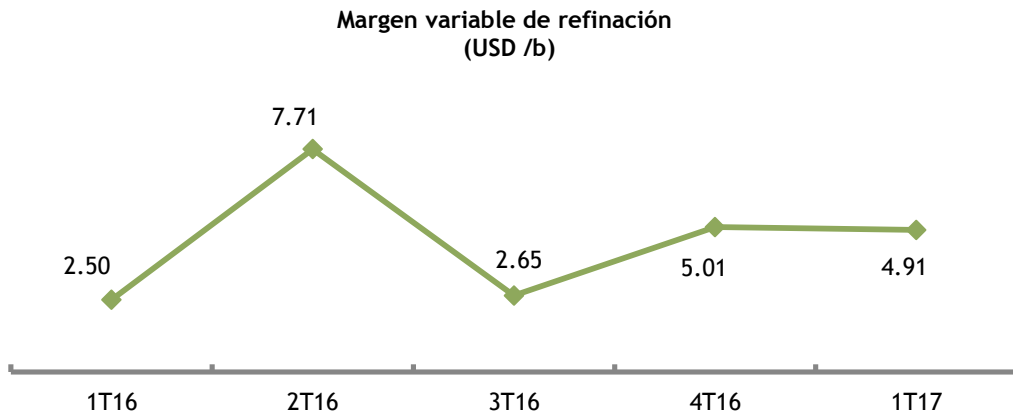
La producción total de petrolíferos disminuyó 14.2%, derivado de menor proceso de crudo y menor rendimiento de destilados. Los productos con mayor contracción fueron las gasolinas y diésel, debido a paros no programados de plantas catalíticas en las refinerías de Madero y Tula.



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

Margen variable de refinación

El margen variable de refinación se ubicó en USD 4.91 por barril, un aumento de USD 2.41 respecto al 1T16, por un efecto positivo de recuperación de precios.



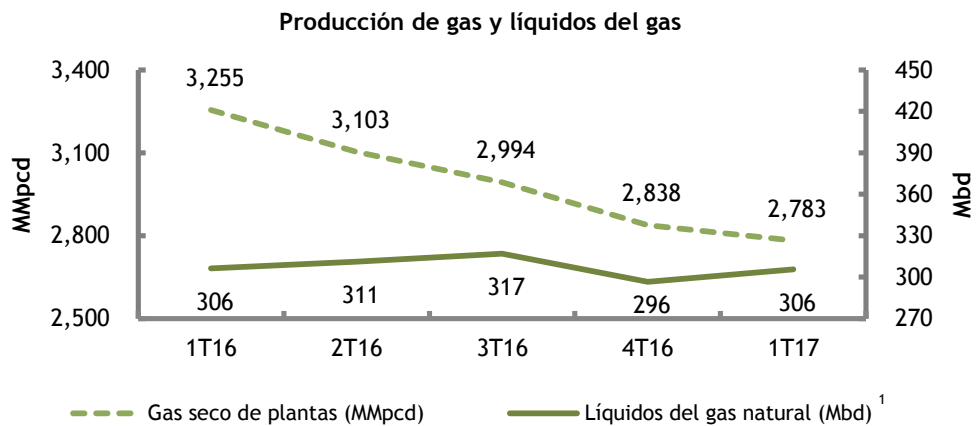
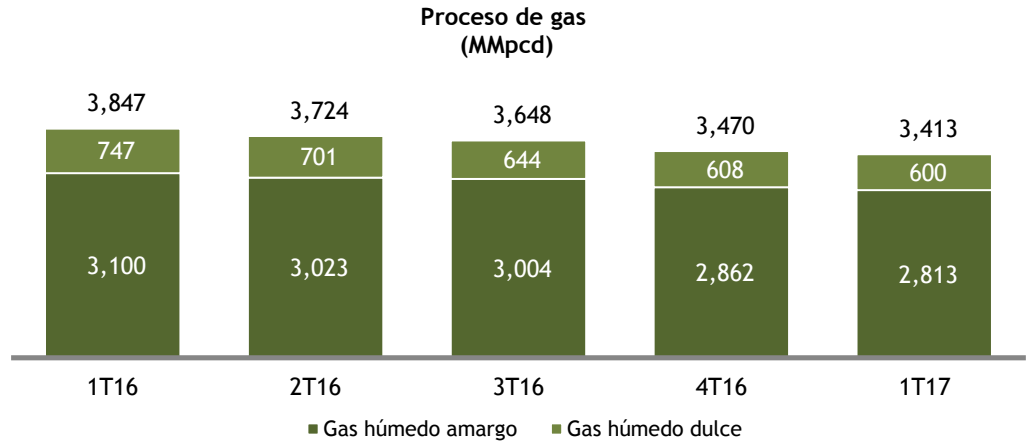
Franquicias

El número de estaciones de servicio registradas al 31 de marzo de 2017 fue de 11,632, cifra superior en 351 a las existentes al cierre de marzo de 2016.

Proceso y producción de gas

El proceso de gas natural fue 11.3% inferior al del 1T16, derivado de menor abasto de gas húmedo amargo proveniente de las regiones marinas y de la Región Sur, así como una menor oferta de gas húmedo dulce de la cuenca de Burgos. Como resultado, la producción de gas seco fue inferior en 14.5%, mientras que la de líquidos del gas natural se mantuvo estable en 306 Mbd.

El proceso de condensados fue 20.5% inferior al del 1T16, debido a menor entrega de condensados dulces y amargos provenientes de Burgos y Nuevo Pemex, respectivamente.



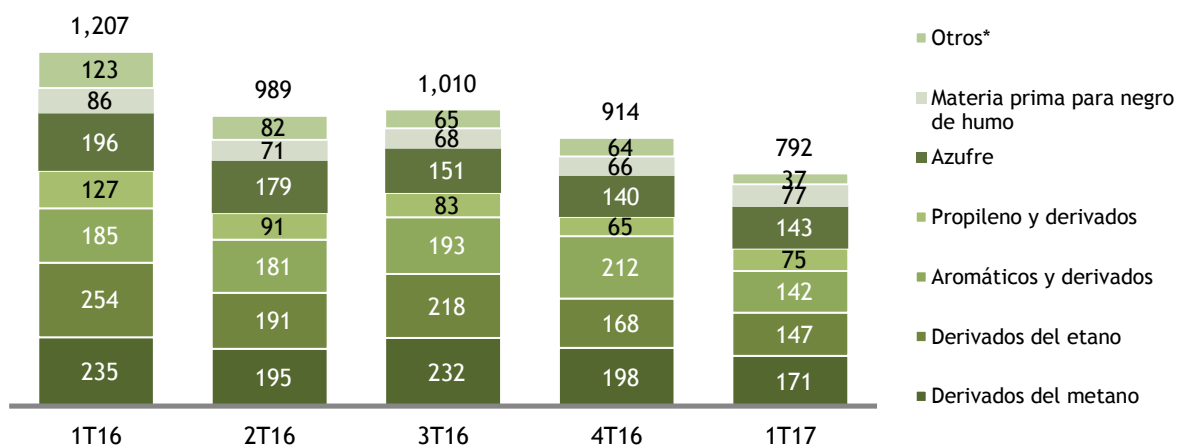
(1) Incluye el proceso de condensados.

Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos ascendió a 792 Mt, una disminución de 34.4% respecto al 1T16, principalmente como resultado de:

- una disminución de 106 Mt en la cadena de derivados del etano debido a menor disponibilidad de etano;
- una disminución de 63 Mt en la cadena de derivados del metano, principalmente derivado de paros no programados de plantas y una menor disponibilidad de gas natural;
- una disminución de 52 Mt en la cadena de propileno y derivados, explicado por el paro no programado de la Planta de Regeneración Catalítica Continua (CCR) de la refinería de Madero, así como la salida de operación de la planta de acrilonitrilo en Morelos tras la terminación del contrato con Unigel en septiembre de 2016;
- una disminución de 43 Mt en la cadena de aromáticos y derivados, debido al paro programado de la CCR y a la salida de operación de la planta de estireno, por baja disponibilidad de etileno, en el Centro Petroquímico Cangrejera; y
- una disminución en otros petroquímicos tales como azufre (-53 Mt) y gasolina base octano (-46 Mt), entre otros, principalmente por menor proceso de crudo y gas amargo.

Producción de petroquímicos (Mt)



*Incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX, hidrógeno, isohexano, líquidos de pirólisis, oxígeno, CPDI, isopropanol, gasolina amorfa, gasolina

2.4 Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial

Temporada abierta de ductos y terminales de almacenamiento de Pemex Logística

El 20 de diciembre de 2016, se abrió el periodo de solicitudes para los interesados en la primera subasta de la Temporada Abierta de ductos y terminales de almacenamiento de Pemex Logística.

El 2 de mayo de 2017, se adjudicó por tres años el 100% de la capacidad de almacenamiento y transporte ofertada en las terminales de Baja California y Sonora a Tesoro Mexico Supply & Marketing, con tarifas por encima de las mínimas establecidas por PEMEX.

El total de la capacidad asignada, complementada con la de PEMEX, es suficiente para cubrir las necesidades del mercado mexicano.

2.5 Seguridad Industrial

Índice de frecuencia⁷

Como resultado de los incidentes presentados durante el 1T17, el índice de frecuencia se ubicó en 0.52 lesiones por millón de hora-hombre (MMhh), 20.9% más que en el 1T16.

Índice de gravedad⁸

Asimismo, al cierre del 1T17, el índice de gravedad se ubicó en 22 días perdidos por MMhh, cifra 20.6% mayor a la registrada en el 1T16.

Para revertir esta tendencia, se están reforzando iniciativas de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) como el seguimiento al programa de auditorías y soporte técnico a la ejecución efectiva del SSPA (Binomio), evaluaciones al liderazgo de SSPA, cumplimiento a las 12 directrices de CERO tolerancia de SSPA, planes individuales de desarrollo y planes de carrera de SSPA.

⁷ El índice de frecuencia es el número de accidentes con lesiones incapacitantes por millones de horas - 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.

⁸ 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.

Adicionalmente, durante 2017 se implementarán nuevas campañas de concientización de SSPA orientadas a mejorar la seguridad y reducir los accidentes no graves. En el 1T17 se inició la campaña de prevención de caídas al mismo nivel. Este tipo de accidentes representa cerca del 23% de las lesiones con incapacidad registradas en los dos últimos años.

Incidentes

El 12 de enero de 2017, durante trabajos de limpieza de intercambiadores de la planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios U-501 de la Refinería Francisco I. Madero, se presentó emanación de ácido sulfhídrico ocasionando el fallecimiento de un trabajador.

El 15 de marzo de 2017, se presentó una explosión en la Terminal de Almacenamiento y Despacho de Salamanca durante trabajos para destapar una línea de combustóleo pesado. Como resultado de la explosión fallecieron 8 trabajadores, tres de ellos de PEMEX y cinco de contratistas privados. Pemex Logística contrató los servicios de "TUV Rheinland" para que realice el análisis causa raíz (ACR) de este lamentable accidente. Se espera tener los resultados de este análisis para junio de 2017.

El 23 de marzo de 2017, se registró un accidente en el Complejo Petroquímico Independencia (CPI) durante maniobras de acomodo de carrotanques que transportan Diésel UBA al interior del CPI. Como resultado de este accidente, falleció un trabajador de la empresa transportista. El análisis de causa raíz identificó la falla de comunicación durante las maniobras como la principal causa de este accidente.

El 29 de marzo de 2017, se presentó un flamazo al interior de un tanque de carga del Chalán Pemex 580, ubicado en la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios Madero, al efectuarse trabajos de corte y retiro de serpentines de calentamiento. Como resultado de este incidente 17 trabajadores sufrieron lesiones leves.

El 31 de marzo de 2017, durante trabajos para la eliminación de una toma clandestina en el sector Ductos Mendoza, se suscitó una fuga e incendio que lesionó a 3 trabajadores; desafortunadamente uno de ellos falleció.

2.6 Protección Ambiental

Emisiones de óxidos de azufre

Durante el 1T17, las emisiones de óxidos de azufre disminuyeron 18.1% con respecto al 1T16, debido principalmente a la reducción de envío de gas ácido a quemadores de los Complejos Procesadores de Gas (CPG) Nuevo Pemex y Poza Rica, al contar con sus plantas de azufre en operación tras el mantenimiento realizado en 2016.

Reuso de agua

Al cierre del 1T17, el índice del reuso de agua - uso total de agua presentó un incremento de 36.4% respecto al 1T16, debido principalmente al Convenio de Colaboración de Suministro de Agua (COMAPA-CCSA) mediante el cual se realiza el tratamiento de agua de origen urbano en la planta de la Comisión Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de la zona Conurbada de la Desembocadura del Río Pánuco para su aprovechamiento en la Refinería Francisco I. Madero, con lo que se ha dejado de utilizar 47% de agua de primer uso en la refinería respecto al 1T16.

3. Resultados e información financiera

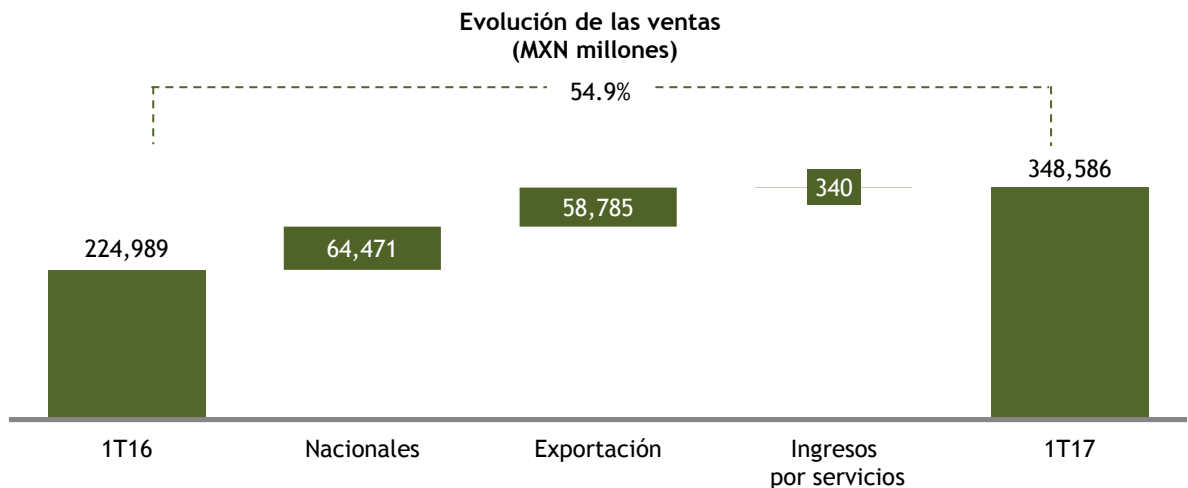
3.1 Estado de resultados del 1 de enero al 31 de marzo de 2017

Ventas totales Las ventas totales aumentaron 54.9%, en comparación con las registradas en el 1T16. Esto se debió principalmente a:

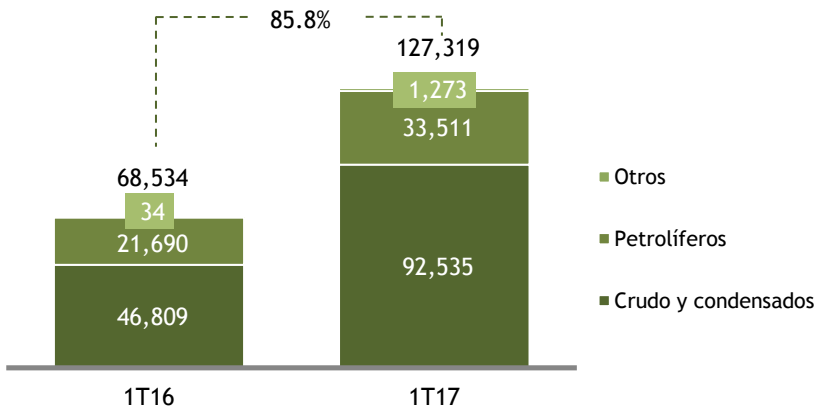
- un incremento de 42.1% en los ingresos por ventas en México, principalmente de gasolinas, diésel y combustóleo, ocasionado en su mayoría por la recuperación de los precios. El volumen de ventas de gasolinas en México disminuyó 3.8%, mientras que el de diésel y combustóleo se incrementó en 1.4% y 50.0%, respectivamente; y
- un incremento de 85.8% en las ventas de exportación, explicado principalmente por la recuperación del precio del crudo de USD 25.87 por barril en el 1T16 a USD 44.11 por barril en el 1T17, a pesar de disminuciones de 3.6% y 9.9% en los volúmenes exportados de crudo y petrolíferos, respectivamente.

El incremento en las ventas en México, también presenta un efecto importante por la nueva política de precios implementada a partir de 2017. Esta política modifica la fórmula de cálculo de los precios máximos de gasolinas y diésel, y reconoce los costos de distribución y logística, así como el efecto del tipo de cambio del peso frente al dólar.

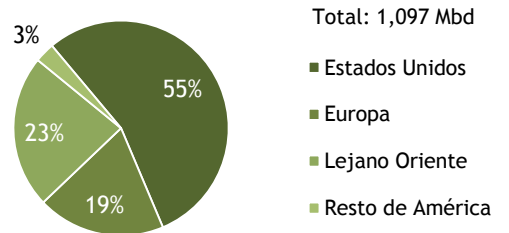
Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una reducción de 31.7% o MXN 6.3 mil millones en las ventas en México de gas licuado de petróleo (GLP), como consecuencia de la pérdida de mercado derivada de la competencia por apertura en las importaciones en 2016.



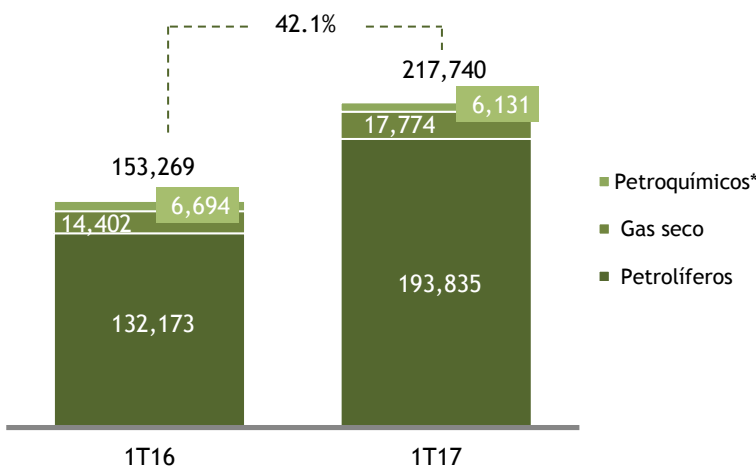
Exportaciones (MXN millones)



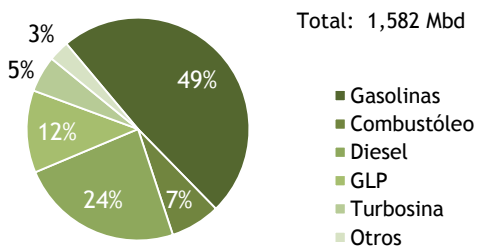
Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México



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

Rendimiento bruto y de operación

El costo de ventas se incrementó en 58.8%, impactado principalmente por:

- un incremento de 89.7% o MXN 59.4 mil millones en la compra de productos para reventa, principalmente gasolinas y diésel, dada la necesidad de satisfacer el mercado nacional de petrolíferos. El efecto precio del incremento en las compras de petrolíferos fue de 63%, mientras que el efecto volumen fue de 37%;
- un deterioro de activos fijos por MXN 22.3 mil millones, como consecuencia de la apreciación del peso frente al dólar de E.U.A.;
- un incremento de 97.8% en los derechos a la extracción incluidos en este rubro, debido principalmente a la recuperación de los precios del crudo;
- un incremento de MXN 8.6 mil millones en depreciación y amortización, ocasionado en su mayoría por un mayor valor de los activos a depreciar, debido a la reversión parcial del deterioro registrada durante 2016; y
- un incremento de 11.2% en el rubro Otros, como resultado de un incremento de 64.2% en el efecto neto por la consolidación del costo de ventas de compañías subsidiarias, originado también por la recuperación de los precios de los hidrocarburos.

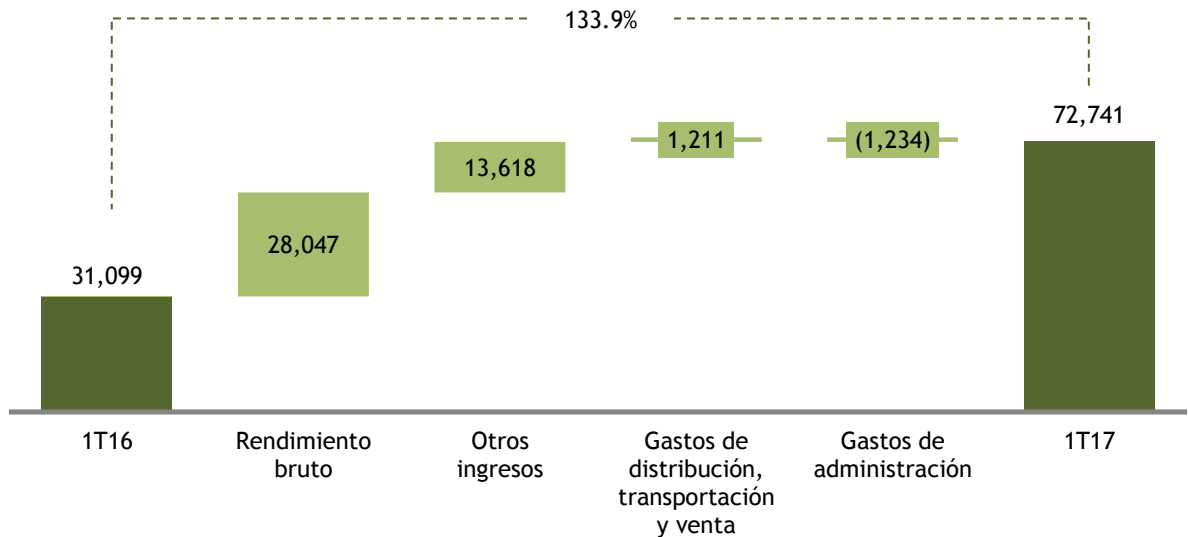
El rendimiento bruto aumentó 44.8% en comparación con el 1T16, ubicándose en MXN 90.6 mil millones.

Durante el 1T17, la cuenta de otros ingresos (gastos) registró un incremento de MXN 13.6 mil millones, ocasionado principalmente por el cobro de indemnización por el siniestro ocurrido en la plataforma Abkatún-A, que se registró en abril de 2015.

Los gastos de operación totales (gastos de distribución, transportación y venta y gastos de administración) se mantuvieron en línea con la política de disciplina y eficiencia en el gasto instrumentada desde 2016.

Como resultado de lo anterior, el rendimiento de operación registró una mejora de 133.9%, ubicándose en MXN 72.7 mil millones.

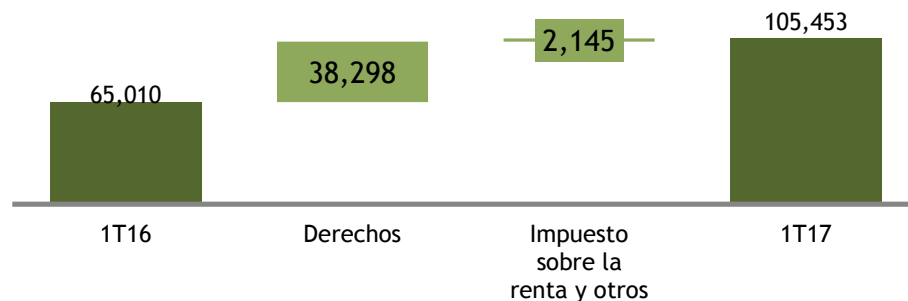
Evolución del rendimiento de operación (MXN millones)



Impuestos y derechos

Durante el 1T17, el total de impuestos y derechos registrados ascendió a MXN 105.5 mil millones, mostrando un incremento de 62.2% comparado con el 1T16, que obedece principalmente a un aumento de 59.2% en el Derecho por la Utilidad Compartida como resultado de la recuperación del precio promedio del crudo, que pasó de USD 25.87 por barril en el 1T16 a USD 44.11 por barril en el 1T17.

Evolución de los impuestos y derechos (MXN millones)



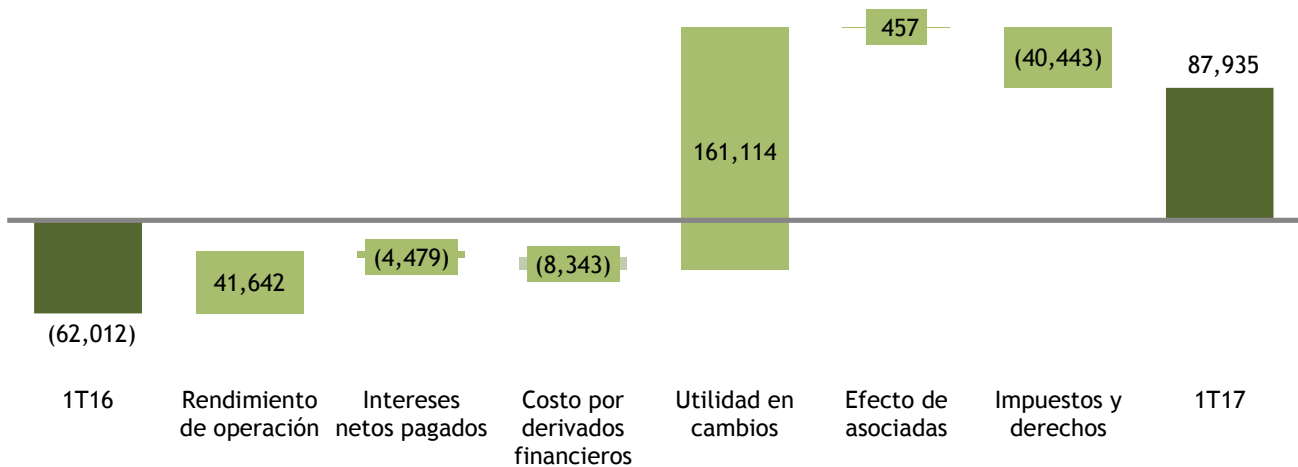
Evolución del rendimiento (pérdida) neta

Petróleos Mexicanos registró rendimiento neto en dos trimestres consecutivos, por primera vez en casi seis años: MXN 72.7 mil millones en el 4T16 y MXN 87.9 mil millones en el 1T17.

En este periodo se mantuvo la tendencia positiva del resultado neto, comparado con una pérdida de MXN 62.0 mil millones en el 1T16, es decir, se registró una mejora de 241.8%. Este resultado se originó principalmente por los siguientes factores:

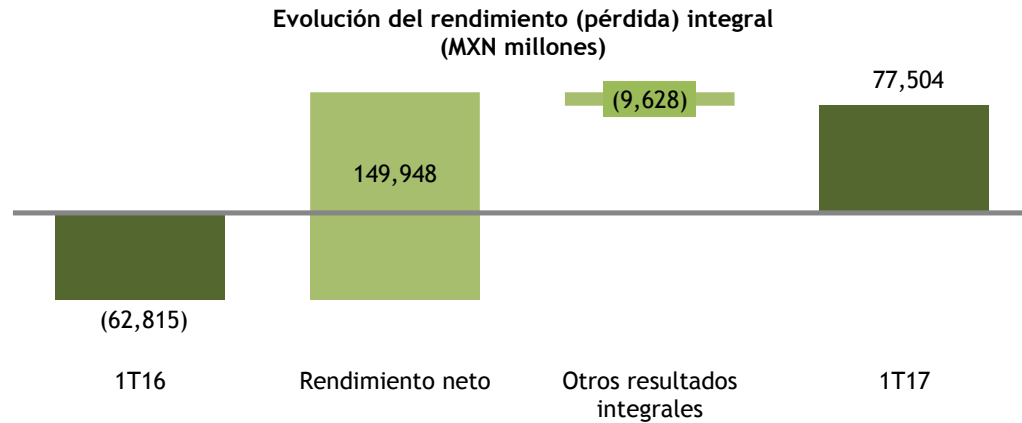
- un incremento de MXN 161.1 mil millones por rendimiento en cambios, dada la apreciación del peso frente al dólar en el periodo. Durante el 1T17, el peso registró una apreciación frente al dólar, ubicándose en MXN 18.8092 por dólar al 31 de marzo de 2017, comparado con MXN 20.6640 al cierre de 2016. En el 1T16, el peso registró una depreciación, ya que se ubicó en MXN 17.4015 al 31 de marzo de 2016, comparado con MXN 17.2065 al 31 de diciembre de 2015. Estas variaciones no representaron salidas de flujo en su mayoría.
- el incremento de MXN 40.4 mil millones en los impuestos y derechos totales, ocasionado por la recuperación de los precios del crudo; y
- una disminución de MXN 8.3 mil millones en el costo por derivados financieros, debido principalmente a la depreciación del dólar de E.U.A con respecto a las monedas que Petróleos Mexicanos tiene cubiertas.

Evolución del rendimiento (pérdida) neta (MXN millones)



Utilidad (pérdida) integral

Se registró una utilidad integral de MXN 77.5 mil millones como resultado de una disminución de MXN 9.6 mil millones en la cuenta de Otros resultados integrales, principalmente por la apreciación del peso frente al dólar de E.U.A. y su impacto en el efecto por conversión.



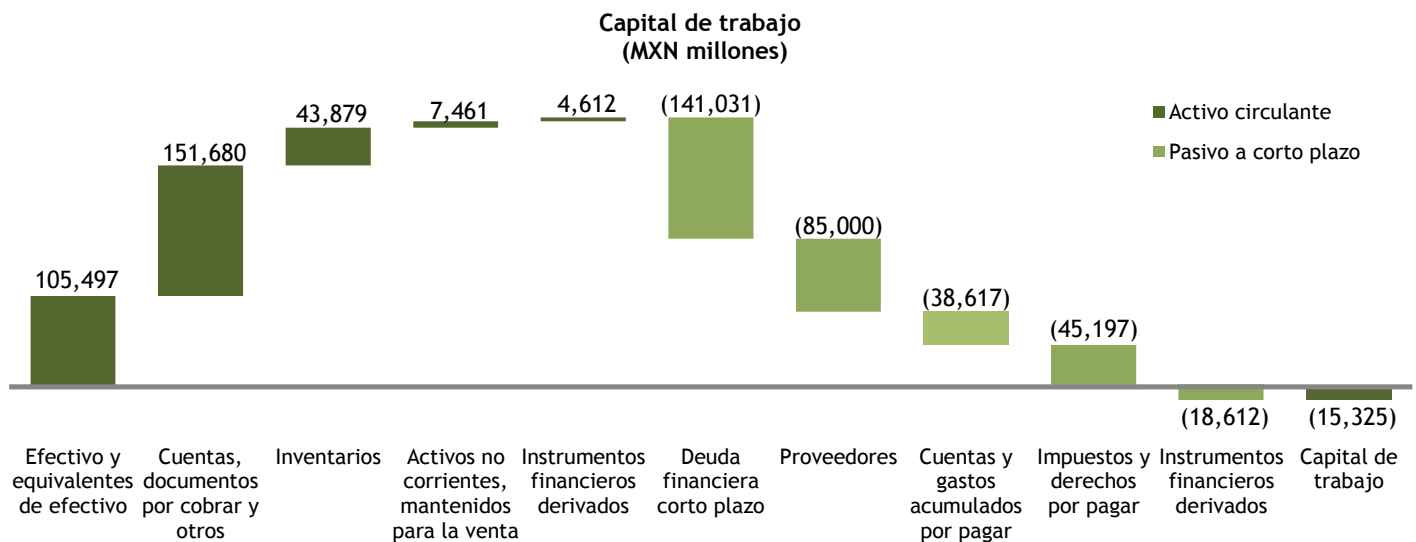
3.2 Estado de la situación financiera al 31 de marzo de 2017

Capital de trabajo

El capital de trabajo ha tenido una evolución favorable durante los últimos trimestres.

Al 31 de marzo de 2017, el capital de trabajo negativo se ubicó en MXN 15.3 mil millones, esto es una mejora de 78.4% comparado con el registrado al 31 de diciembre de 2016, principalmente como resultado de:

- un decremento de MXN 58.0 mil millones en el efectivo y equivalentes de efectivo, como resultado del pago de amortizaciones y proveedores, así como gastos de operación e inversión;
- un incremento de MXN 18.5 mil millones en cuentas y documentos por cobrar debido al incremento en los precios de gasolinas y diésel;
- una reducción de 43.9% en el pasivo a proveedores como consecuencia de la liquidación de los compromisos pendientes contraídos en 2016, con la finalidad de estabilizar esta cuenta a niveles más adecuados para el tamaño de la empresa. Al 30 de abril se ha pagado el 83% del adeudo de 2016, y el 17% restante está programado para pago durante el resto del año; y
- una disminución de MXN 35.1 mil millones en la deuda financiera a corto plazo, debido principalmente a la apreciación del peso frente al dólar de E.U.A.

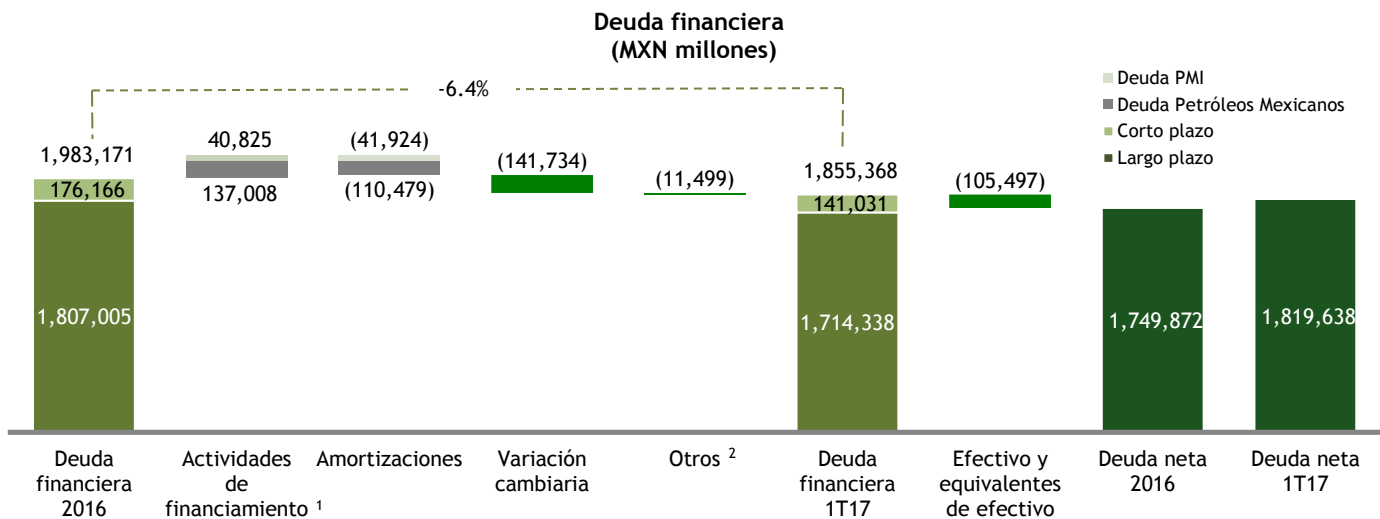


Deuda

La deuda financiera total disminuyó 6.4%, debido principalmente al efecto de la apreciación del peso frente al dólar de E.U.A., ubicándose en MXN 1,855.4 mil millones, o USD 98.6 mil millones. El 80% de la deuda está denominada en monedas distintas al peso, principalmente en dólares de E.U.A. y para efectos de registro, se convierte a pesos al tipo de cambio de cierre.

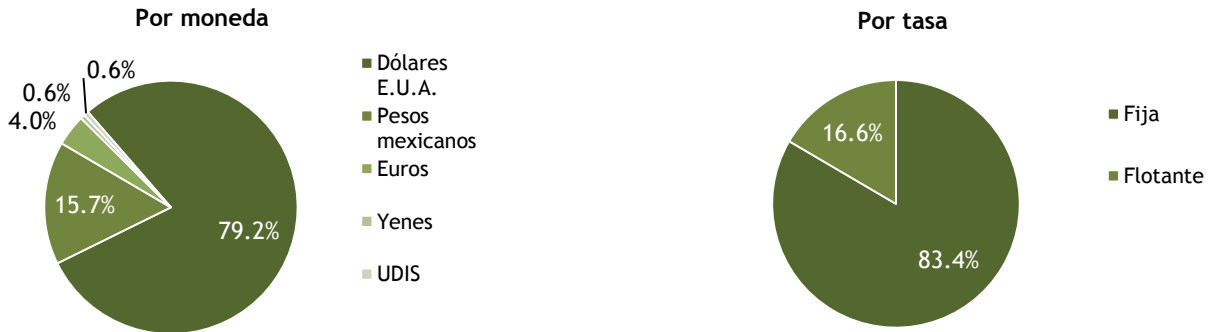
Al 31 de marzo de 2017, Petróleos Mexicanos y PMI⁹ realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 177.8 mil millones, o USD 9.5 mil millones. El total de amortizaciones registradas fue de MXN 152.4 mil millones, o USD 8.1 mil millones.

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

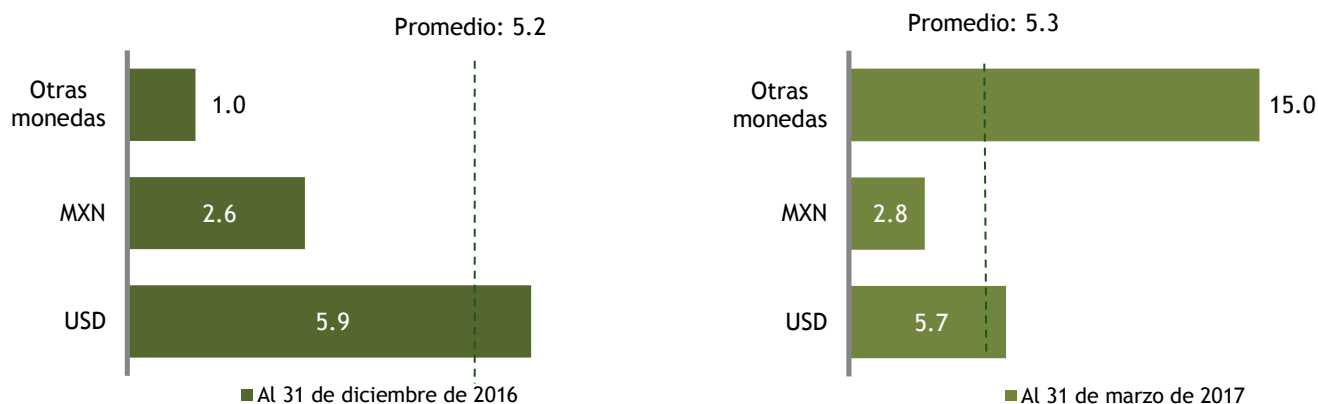


1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.
 2) Incluye intereses devengados y costo amortizado.

Exposición de la deuda financiera al 31 de marzo de 2017



⁹ 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.

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


3.3 Actividades de inversión

Ejercicio 2017 Durante el 1T17 se ejercieron MXN 62.4 mil millones (USD 3.1 mil millones¹⁰) lo que representa el 30.5% de la inversión programada de MXN 204.6 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

	Monto autorizado (MXN miles de millones)	Monto ejercido al 1T17 (MXN miles de millones)
Exploración y Producción ¹¹	168.4	54.1
Transformación Industrial	21.4	5.6
Logística	4.4	1.8
Perforación y Servicios	2.7	0.7
Corporativo	5.4	0.1
Etileno	1.8	0.1
Fertilizantes	0.4	0.01

3.4 Captación de recursos financieros 2017

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

Monto (EUR millones)	Tasa	Cupón	Vencimiento
1,750.0	2.51%	2.50%	Agosto 2021
1,250.0	3.84%	3.75%	Febrero 2024
1,250.0	4.98%	4.875%	Febrero 2028

¹⁰ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del primer trimestre de 2017 de MXN 20.3881 = USD 1.00.

¹¹ De los cuales MXN 12.8 mil millones se destinaron a exploración.

Líneas de crédito sindicadas revolventes

Al 3 de mayo de 2017, Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por USD 4.75 mil millones y MXN 23.5 mil millones, las cuales se encuentran totalmente disponibles.

4. Otros eventos relevantes

Memoranda de entendimiento

En marzo de 2017, PEMEX firmó memoranda de entendimiento con British Petroleum y Ecopetrol para la cooperación e intercambio de conocimientos técnicos, información y experiencias. Con estos acuerdos se explorarán oportunidades de desarrollo de negocios en la industria.

Adicionalmente, PEMEX y la empresa SSA de México firmaron un memorándum de entendimiento para evaluar la posibilidad de asociarse en el desarrollo de infraestructura portuaria de hidrocarburos en el puerto de Tuxpan, Veracruz. Se contempla analizar un proyecto en el que SSA adecúe una de sus posiciones de atraque para la recepción de petrolíferos, así como la construcción de un ducto que conecte dicha terminal con la TAD de PEMEX en Tuxpan. Adicionalmente, se explorará la posible construcción, por parte de SSA México, de una terminal con dos posiciones de atraque fijas en los terrenos de PEMEX.

Nombramientos

El 1 de marzo de 2017, el Consejo de Administración de PEMEX aprobó los siguientes nombramientos:

- José Ignacio Aguilar Álvarez Greaves, Director General de Pemex Logística
- Luis Bartolini Esparza, Titular de Auditoría Interna de PEMEX
- Juan Gerardo Dávila Vales, Subdirector de Alineación Tecnológica
- Rogelio Ventura Miranda, Subdirector de Soluciones y Servicios de Negocios

El 27 de abril de 2017, el Consejo de Administración de PEMEX aprobó el nombramiento de Erika Contreras Licea como subdirectora de Comunicación y Mercadotecnia.

Comisión Consultiva Empresarial

El 30 de marzo de 2017, se instaló formalmente la Comisión Consultiva Empresarial de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias (CCEPM) con el propósito de fortalecer y transparentar la relación de PEMEX con empresarios y proveedores y generar ahorros para la empresa.

La Comisión está integrada por funcionarios de las direcciones de Procura, Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, así como por representantes de las cámaras y asociaciones en función de la participación que sus afiliados tienen en la actividad comercial con PEMEX.

Combate a la corrupción

El 8 de marzo de 2017, la Secretaría de la Función Pública anunció sanciones a funcionarios del entonces organismo subsidiario Pemex-Refinación. PEMEX aportó elementos que permitieron documentar las irregularidades y derivaron en la imposición de sanciones.

A la fecha de la sanción, los funcionarios implicados ya no eran trabajadores en activo; tras la investigación fueron inhabilitados y se les aplicaron multas económicas. Dichos funcionarios tienen derecho a impugnar la sanción pero enfrentarán el debido proceso fuera de PEMEX.

La administración de PEMEX está comprometida con la transparencia y el combate a la corrupción y continúa colaborando para el esclarecimiento del presunto acto de corrupción que involucra a las empresas Odebrecht y Braskem.

El 3 de abril de 2017, la Procuraduría General de la República notificó a Petróleos Mexicanos el requerimiento para que comparezcan diversos funcionarios y exfuncionarios en calidad de

testigos, a fin de continuar con el desahogo de las investigaciones. Dada la naturaleza de la investigación que se sigue, y en atención al debido proceso, los nombres de las personas no podrán ser revelados en este momento.

Los contratos sin restricción de confidencialidad, celebrados con Odebrecht y Braskem del periodo 2010 a la fecha están en:

http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/pemex-odebrecht.aspx.

PEMEX continuará informando oportunamente los avances de las investigaciones en cuanto las autoridades competentes así lo vayan autorizando.

Contratación de coberturas petroleras

En abril de 2017, Petróleos Mexicanos contrató un programa de coberturas petroleras para proteger su meta de balance financiero ante posibles caídas del precio de la mezcla mexicana de exportación.

La estrategia de cobertura para el presente año consistió en la protección parcial de los flujos de efectivo de la empresa, considerando un volumen máximo de 409 Mbd para los meses de mayo a diciembre, a un precio de USD 42.0 por barril, de acuerdo con el nivel aprobado por el H. Congreso de la Unión en la Ley de Ingresos de la Federación de 2017.

La cobertura contratada brinda a Petróleos Mexicanos una protección si el precio promedio mensual de la mezcla mexicana se ubica entre USD 42.0 y USD 37.0 por barril, lo cual corresponde a los escenarios más probables de precios a la baja. Es decir, si el precio se ubica por debajo de USD 37.0, PEMEX recibirá el monto máximo de protección contratada. El costo de la cobertura fue de USD 133.5 millones.

Este tipo de coberturas es común entre las grandes petroleras del mundo, con lo que PEMEX continúa alineando su estrategia con las mejores prácticas internacionales y fortalece sus esfuerzos de disciplina financiera.

5. Conferencia telefónica



Juan Pablo Newman
Director Corporativo de Finanzas

Gustavo Hernández
Director de Recursos, Reservas y Asociaciones
de Exploración y Producción

Carlos Murrieta
Director General
de Transformación Industrial

darán los resultados financieros y operativos de PEMEX al 31 de marzo de 2017

Miércoles 3 de mayo de 2017

a las 11:00 a.m. (hora Cd. de México) / 12:00 p.m. (hora del este de E.U.A.)

Al finalizar la conferencia habrá una sesión de preguntas y respuestas.
Se podrán hacer preguntas vía telefónica y a través de la interfaz en internet.

Para enlace vía telefónica marcar al +1 (847) 585 4405 o 001 (847) 585 4405.

Desde E.U.A y Canadá marcar al +1 (888) 771 4371.

Código de conferencia: 44780566.

Para enlace vía internet acceder a [conferencia vía internet](#).

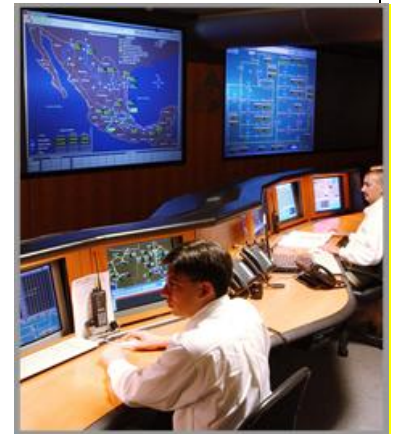
La repetición de la conferencia telefónica y web estará disponible a partir del 3 de mayo de 2017 a las 2:00 p.m. (hora Cd. de México) a través de esta [liga](#) y hasta el 3 de agosto de 2017. Asimismo, a partir del 12 de mayo de 2017, también estará disponible en [Reportes de resultados no dictaminados 2017](#).

Adicionalmente, a las 10:00 a.m. (hora Cd. de México) / 11:00 a.m. (hora del este de E.U.A.) se llevará a cabo la conferencia telefónica en inglés, para obtener información sobre cómo conectarse favor de entrar a la siguiente liga: [Financial Information / Financial Calendar / Financial Results of PEMEX as of March 31, 2017](#).

[Relación con Inversionistas](#)

ri@pemex.com

Twitter: [@Pemex](#)



[Base de Datos Institucional](#)

Consulte la fuente de información operativa de Petróleos Mexicanos de manera interactiva.

[Información a la SEC](#)

Consulte las formas 20-F, y las más recientes formas F-4 y 6-K registradas ante la SEC.



6. Estados financieros

Estado de resultados consolidado

PEMEX					
	Del 1 de enero al 31 de marzo de		Variación	2017	
	2016	2017		(USD millones)	
Ingresos totales por ventas y servicios	224,989	348,586	54.9%	123,596	18,533
Ventas en México	153,269	217,740	42.1%	64,471	11,576
Ventas de exportación	68,534	127,319	85.8%	58,785	6,769
Ingresos por servicios	3,187	3,527	10.7%	340	187
Costo de ventas	162,445	257,995	58.8%	95,550	13,716
Rendimiento (pérdida) bruto	62,544	90,590	44.8%	28,047	4,816
Otros ingresos (gastos) - Neto	1,704	15,323	799.1%	13,618	815
Gastos de distribución, transportación y venta	6,226	5,014	-19.5%	(1,211)	267
Gastos de administración	26,923	28,157	4.6%	1,234	1,497
Rendimiento (pérdida) de operación	31,099	72,741	133.9%	41,642	3,867
Ingreso financiero	(19,587)	(25,894)	-32.2%	(6,307)	(1,377)
Costo financiero	1,780	3,609	102.7%	1,828	192
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	8,944	601	-93.3%	(8,343)	32
Pérdida (rendimiento) en cambios - Neta	(19,024)	142,090	846.9%	161,114	7,554
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	(215)	242	-212.3%	457	13
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	2,998	193,388	-6350.9%	190,390	10,282
Total de derechos, impuestos y otros	65,010	105,453	62.2%	40,443	5,606
Derechos por la utilidad compartida	64,669	102,967	59.2%	38,298	5,474
Impuesto sobre la renta	341	2,486	628.6%	2,145	132
Rendimiento (pérdida) neta del ejercicio	(62,012)	87,935	241.8%	149,948	4,675
Otros resultados integrales	(803)	(10,431)	1199.8%	(9,628)	(555)
Inversiones en activos disponibles para su venta	(12)	1,545	12897.1%	1,557	82
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empl	9	-	100.0%	(9)	-
Efecto por conversión	(799)	(11,976)	-1398.6%	(11,177)	(637)
(Pérdida) utilidad integral total del periodo	(62,815)	77,504	223.4%	140,319	4,121


Balance general consolidado

PEMEX					
	Al 31 de diciembre de	Al 31 de marzo de			
	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>Variación</u>		<u>2017</u>
	(MXN millones)				(USD millones)
Total activo	2,329,886	2,232,841	-4.2%	(97,045)	118,710
Activo circulante	355,399	313,128	-11.9%	(42,271)	16,648
Efectivo y equivalentes de efectivo	163,533	105,497	-35.5%	(58,036)	5,609
Cuentas por cobrar - Neto	133,221	151,680	13.9%	18,460	8,064
Inventarios	45,892	43,879	-4.4%	(2,013)	2,333
Activos no financieros mantenidos para la venta	7,461	7,461	0.0%	-	397
Activos financieros disponibles para la venta	436	-			
Instrumentos financieros derivados	4,857	4,612	-5.1%	(245)	245
Inversiones permanentes en acciones de cías. Asociadas y otras	23,155	21,366	-7.7%	(1,788)	1,136
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo - Neto	1,667,742	1,615,948	-3.1%	(51,794)	85,913
Impuestos diferidos	100,325	99,165	-1.2%	(1,159)	5,272
Efectivo restringido	10,479	9,112	-13.0%	(1,367)	484
Otros activos	166,759	168,052	0.8%	1,292	8,935
Activos financieros disponibles para la venta	6,028	6,070	0.7%	42	323
Total pasivo	3,562,894	3,388,345	-4.9%	(174,549)	180,143
Pasivo a corto plazo	426,190	328,454	-22.9%	(97,736)	17,462
Deuda financiera de corto plazo	176,166	141,031	-19.9%	(35,136)	7,498
Proveedores	151,650	85,000	-43.9%	(66,649)	4,519
Cuentas y gastos acumulados por pagar	18,667	38,617	106.9%	19,950	2,053
Instrumentos financieros derivados	30,868	18,612	-39.7%	(12,256)	990
Impuestos y derechos por pagar	48,840	45,194	-7.5%	(3,646)	2,403
Pasivo a largo plazo	3,136,704	3,059,892	-2.4%	(76,813)	162,681
Deuda financiera de largo plazo	1,807,005	1,714,338	-5.1%	(92,667)	91,144
Reserva de beneficios a los empleados	1,220,409	1,240,010	1.6%	19,601	65,926
Provisión para créditos diversos	88,318	87,638	-0.8%	(680)	4,659
Otros pasivos	16,838	13,433	-20.2%	(3,405)	714
Impuestos diferidos	4,135	4,473	8.2%	339	238
Total patrimonio	(1,233,008)	(1,155,504)	-6.3%	77,504	(61,433)
Controladora	(1,233,985)	(1,156,427)	-6.3%	77,558	(61,482)
Certificados de aportación "A"	356,544	356,544	0.0%	-	18,956
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,325
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	53
Resultados acumulados integrales	(163,399)	(173,783)	-6.4%	(10,383)	(9,239)
Déficit acumulado:	(1,471,863)	(1,383,921)	-6.0%	87,941	(73,577)
Déficit de ejercicios anteriores	(1,280,217)	(1,471,863)	-15.0%	(191,646)	(78,252)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(191,646)	87,941	145.9%	279,587	4,675
Participación no controladora	977	923	-5.5%	(53)	49
Total pasivo y patrimonio	2,329,886	2,232,841	-4.2%	(97,045)	118,710

Estados consolidados de flujo de efectivo

PEMEX					
	Al 31 de marzo de		Variación	2017	
	2016	2017		(MXN millones)	(USD millones)
Actividades de operación					
Utilidad (pérdida) neta	(62,013)	87,935	-241.8%	149,948	4,675
Partidas relacionadas con actividades de inversión	37,636	61,939	64.6%	24,303	3,293
Depreciación y amortización	27,005	35,714	32.3%	8,709	1,899
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	-	22,329		22,329	1,187
Pozos no exitosos	6,103	1,519	-75.1%	(4,584)	81
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	3,756	2,144	-42.9%	(1,612)	114
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	-	475		475	25
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	215	(242)	-212.3%	(457)	(13)
Actualización valor presente provisión taponamiento	558	-	-100.0%	(558)	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	20,169	(118,341)	-686.7%	(138,510)	(6,292)
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión	(1,236)	(1,745)	41.2%	(509)	(93)
Intereses a cargo (favor)	4,794	25,894	440.2%	21,100	1,377
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	16,611	(142,490)	-957.8%	(159,101)	(7,576)
Subtotal	(4,207)	31,533	-849.5%	35,741	1,676
Fondos utilizados en actividades de operación	(47,223)	(56,491)	19.6%	(9,268)	(3,003)
Instrumentos financieros con fines de negociación	(10,673)	(12,010)	12.5%	(1,338)	(639)
Cuentas por cobrar a clientes	(21,352)	(23,893)	11.9%	(2,541)	(1,270)
Inventarios	(965)	2,013	-308.6%	2,979	107
Cuentas por cobrar a largo plazo	-	325		325	17
Activos intangibles	-	56		56	3
Otros activos	2,393	(148)	-106.2%	(2,541)	(8)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	5,521	19,950	261.4%	14,429	1,061
Impuestos pagados	6,653	2,976	-55.3%	(3,676)	158
Proveedores	(43,267)	(66,649)	54.0%	(23,382)	(3,543)
Reserva para créditos diversos	(499)	(207)	-58.5%	292	(11)
Reserva para beneficios a los empleados	16,328	19,598	20.0%	3,270	1,042
Impuestos diferidos	(1,361)	1,498	-210.1%	2,859	80
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	(51,430)	(24,958)	-51.5%	26,472	(1,327)
Actividades de inversión	-	-	-	-	-
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(25,277)	(8,921)	-64.7%	16,356	(474)
Gastos de exploración	191	(3,044)	-1691.2%	(3,235)	(162)
Recursos provenientes de la venta de activos financieros disponibles	-	684		684	36
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(25,085)	(11,280)	-55.0%	13,805	(600)
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento	(76,515)	(36,238)	-52.6%	40,277	(1,927)
Actividad de financiamiento					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	210,969	177,833	-15.7%	(33,136)	9,455
Pagos de principal de préstamos	(95,902)	(152,403)	58.9%	(56,501)	(8,103)
Intereses pagados	(5,746)	(34,892)	507.3%	(29,147)	(1,855)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	109,322	(9,461)	-108.7%	(118,783)	(503)
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	32,807	(45,700)	239.3%	(78,506)	(2,430)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(1,162)	(12,336)	961.9%	(11,174)	(656)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	109,369	163,533	49.5%	54,164	8,694
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	141,014	105,497	-25.2%	(35,517)	5,609

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:

Síganos en:  @Pemex y @PemexGlobal

Jaime del Río Castillo
jaime.delrio@pemex.com

Mariana López Martínez
mariana.lopezm@pemex.com

Ana Lourdes Benavides Escobar
ana.lourdes.benavides@pemex.com

Alejandro López Mendoza
alejandrolopezm@pemex.com

Lucero Angélica Medina González
lucero.angelica.medina@pemex.com

Cristina Arista Hernández
delia.cristina.arista@pemex.com

Variaciones

Las variaciones acumuladas o anuales se calculan en comparación con las realizadas del mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

Redondeo

Como consecuencia del redondeo de cifras, puede darse el caso de que algunos totales no coincidan exactamente con la suma de las cifras presentadas.

Información financiera

Excluyendo información presupuestal y volumétrica, la información financiera incluida en este reporte y sus respectivos anexos está basada en los estados financieros consolidados preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que PEMEX adopta a partir del 1 de enero de 2012. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 23 de los estados financieros consolidados incluidos en el Reporte Anual 2012 registrado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), o la Forma 20-F 2012 registrada ante la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC).

El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF. La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro 33 de los respectivos anexos al reporte. La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias ni empresas filiales de Petróleos Mexicanos.

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

Metodología

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

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio de cierre prevaleciente para el periodo en cuestión, a menos de que se indique lo contrario. Derivado de la volatilidad de los mercados, la diferencia entre el tipo de cambio promedio, el tipo de cambio al cierre, el tipo de cambio spot o cualquier otro tipo de cambio podría ser material. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado. Es importante mencionar que, tanto nuestros estados financieros consolidados como nuestros registros contables, se encuentran en pesos. Al 31 de marzo de 2017, el tipo de cambio utilizado es de MXN 18.8092 = USD 1.00.

Régimen fiscal

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

El 18 de abril de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto que permite elegir entre dos esquemas para calcular el límite de deducibilidad de costos aplicable al Derecho por la Utilidad Compartida: (i) el esquema propuesto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), basado en un porcentaje del valor de los hidrocarburos; o (ii) el esquema propuesto por la SHCP, basado en tarifas fijas establecidas, USD 6.1 para campos en aguas someras y USD 8.3 para campos terrestres.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diésel de uso automotriz se establece en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios. PEMEX actúa como intermediario entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y el consumidor final, al retener el IEPS y posteriormente transferirlo al Gobierno Federal. En 2016, la SHCP publicó un decreto a través del cual se modifica el cálculo del IEPS, al tomar en cuenta 5 meses de cotizaciones de los precios internacionales de referencia de dichos productos.

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

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

Reservas de hidrocarburos

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) establecerá y administrará el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, integrado por un sistema para recabar, acopiar, resguardar, administrar, usar, analizar, mantener actualizada y publicar la información y estadística relativa a, entre otros, las reservas, incluyendo la información de reportes de estimación y estudios de evaluación o cuantificación y certificación. Con fecha del 13 de agosto de 2015, la CNH publicó los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

Al 1 de enero de 2010 la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que se revelen también reservas probables y posibles. Sin embargo, cualquier descripción presentada en este documento de las reservas probables o posibles no necesariamente debe coincidir con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente las revelaciones contenidas en el Reporte Anual registrado ante la CNBV y en la Forma 20-F registrado ante la SEC, ambos disponibles en www.pemex.com.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro, las cuales se pueden realizar en forma oral o escrita en los reportes periódicos de Petróleos Mexicanos a la CNBV y a la SEC, en las declaraciones, en memorándum de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por los directores o empleados de PEMEX. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

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

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

- cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
- efectos por competencia, incluyendo la habilidad de PEMEX para contratar y retener personal talentoso;
- limitaciones en el acceso a recursos financieros en términos competitivos;
- la habilidad de PEMEX para encontrar, adquirir o ganar acceso a reservas adicionales de hidrocarburos y a desarrollar dichas reservas exitosamente;
- incertidumbres inherentes a la elaboración de estimaciones de reservas de crudo y gas, incluyendo aquellas descubiertas recientemente;
- dificultades técnicas;
- desarrollos significativos en la economía global;
- eventos significativos en México de tipo político o económico;
- desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- cambios en el marco legal y regulatorio, incluyendo regulación fiscal y ambiental.

Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y PEMEX no tiene obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente del Reporte Anual registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. (www.bmv.com.mx) 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.