

# PEMEX<sup>1</sup> presenta sus resultados al cuarto trimestre de 2018<sup>2</sup>

Ciudad de México a 26 de abril de 2019



## Relación con Inversionistas

ri@pemex.com  
Tel (52 55) 9126 2940  
www.pemex.com/ri

## Aspectos destacados

El cuarto trimestre de 2018 fue un periodo con distintos retos. Aún así, se registraron mejoras en algunos indicadores operativos y financieros:

- ✓ La terminación de pozos registró un incremento de 95%, al pasar de 21 pozos en el 4T17 a 41 pozos en el 4T18
- ✓ Se revirtió el resultado bruto al pasar de una pérdida de MXN 23.3 mil millones en el 4T17 a un rendimiento de MXN 119.1 mil millones en el 4T18
- ✓ El rendimiento de operación registró MXN 86.1 mil millones, comparado con una pérdida de MXN 69.1 mil millones en el 4T17

## Información financiera seleccionada

(MXN millones)

	Cuarto trimestre		Var %
	2017	2018	
<b>Ventas totales</b>	<b>397,995</b>	<b>408,401</b>	<b>3%</b>
Ventas en México	235,225	236,765	1%
Ventas de exportación	159,848	169,182	6%
<b>Costo de ventas</b>	<b>421,261</b>	<b>289,282</b>	<b>-31%</b>
<b>Gastos generales</b>	<b>26,184</b>	<b>45,752</b>	<b>75%</b>
<b>Rendimiento (pérdida) de operación</b>	<b>(69,127)</b>	<b>86,110</b>	<b>225%</b>
<b>Rendimiento (pérdida) neta</b>	<b>(299,759)</b>	<b>(157,330)</b>	<b>58%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>93,035</b>	<b>102,053</b>	<b>10%</b>



**Producción de crudo**  
1,738 Mbd



**Producción de gas natural**  
3,809 MMpcd



**Proceso de crudo**  
505 Mbd



**EBITDA**  
MXN 102.1 mil millones

## Calificación Crediticia de Largo Plazo en Moneda Extranjera

Agencia	Calificación	Perspectiva
S&P	BBB+	Negativa
Fitch	BBB-	Negativa
Moody's	Baa3	Estable

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

<sup>2</sup> Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018. PEMEX exhorta al lector a analizar este reporte acompañado de la información incluida en los anexos y demás documentos relevantes que pueden descargarse en [www.pemex.com/ri](http://www.pemex.com/ri).



## Ingresos

Durante el 4T18, las ventas totales incrementaron 2.6% en comparación con el 4T17, debido principalmente a un aumento de 5.8% en las ventas de exportación, como resultado de la recuperación de precios del crudo. Las ventas nacionales se mantuvieron estables.

## Rendimiento bruto y de operación

El costo de ventas disminuyó 31.3% comparado con el 4T17, debido principalmente a una reversa del deterioro por MXN 35.3 mil millones. El rendimiento bruto registró MXN 119.1 mil millones. Los gastos generales (administración, distribución, transportación, venta y otros ingresos/gastos) disminuyeron 28.0%, por lo que el rendimiento de operación se ubicó en MXN 86.1 mil millones.

## Impuestos y derechos

En el 4T18 el total de impuestos y derechos se incrementó 212.9% comparado con el 4T17, debido principalmente a la recuperación de precios del crudo. El derecho por la utilidad compartida incrementó 153.2% comparado con el 4T17.

## Resultado neto

Durante el 4T18 se registró una pérdida neta de MXN 157.3 mil millones.

## Deuda financiera

La deuda financiera total incrementó 2.2% comparada con el cierre de 2017, debido

principalmente a la depreciación del peso, que impacta negativamente al convertir de dólares a pesos.

Al 31 de diciembre de 2018, el tipo de cambio se ubicó en 19.6829 pesos por dólar, por lo que la deuda financiera registrada es MXN 2,082.3 mil millones, o USD 105.8 mil millones.

## Recursos financieros

PEMEX cuenta con seis líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez por un total de USD 6.7 mil millones y MXN 32.5 mil millones. Al 31 de diciembre de 2018, USD 300.0 millones y MXN 6,300.0 millones se encontraban dispuestos.

## Nuevo cálculo de EBITDA

Para mostrar de mejor forma la capacidad operativa de generación de flujos de efectivo, a partir del 4T17 se modificó la fórmula para calcular el EBITDA. Partiendo del rendimiento de operación, se sumará el costo neto del periodo de beneficios a empleados (sin incluir servicio médico, pago de pensiones y prima de antigüedad, dado que representan salidas de efectivo), la depreciación, amortización y el deterioro de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo. El EBITDA en el 4T18 registró MXN 102.1 mil millones.

## Actividades de inversión

Al 31 de diciembre de 2018, se ejercieron MXN 188.8 mil millones (USD 9.8 mil millones), lo que representa el 92.3% de la inversión programada de MXN 204.6 mil millones para el año.



## Producción de hidrocarburos

Durante el cuarto trimestre de 2018, la producción total de hidrocarburos sumó 2,435 mil barriles de petróleo crudo equivalente diarios (Mbpced); los hidrocarburos líquidos promediaron 1,755 mil barriles diarios (Mbd) y el crudo promedió 1,738 Mbd, esta última cifra representa una disminución de 143 Mbd con respecto al mismo trimestre del 2017. Esta reducción fue ocasionada principalmente por el avance del contacto agua-aceite en Xanab, así como por la declinación natural de algunos campos maduros.

La producción de crudo pesado aumentó en 2.3% debido a que el campo Ku-Maloob-Zaab permaneció estable y por el desarrollo del campo Ayatsil.

La producción de gas natural (sin incluir nitrógeno) registró 3,809 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); esto es una reducción de 5.5% o 222 MMpcd respecto al 4T17.

## Proceso de crudo

El proceso de crudo registró 505 Mbd, esto implica una disminución de 12% con respecto al último trimestre de 2017. Este nivel de proceso de crudo es consecuencia de problemas de desempeño en la operación de plantas en la refinería de Madero, la acumulación de inventarios en Tula y Salamanca y por el incendio de una planta en Minatitlán.

Seguridad Industrial y Protección Ambiental	4T18	Variación
Índice de frecuencia (MMhh)	0.23	-13.7%
Índice de gravedad (MMhh)	24	17.0%
Envío de gas a la atmósfera (MMpcd)	241	19.6%

Producción de Hidrocarburos		
Producción total (Mbpced)	2,435	-7.6%
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	1,755	-7.8%
Crudo (Mbd)	1,738	-7.6%
Condensados (Mbd)	18	-23.4%
Gas natural (MMpcd)	3,809	-5.5%

Transformación Industrial		
Gas seco de plantas (MMpcd)	2,350	-2.5%
Líquidos del gas natural (Mbd)	215	-13.1%
Petrolíferos (Mbd)	500	-11.8%
Petroquímicos (Mt)	628	3.8%
Margen variable de refinación (USD/b)	-10.97	-18.05 USD/b



## Plan Nacional de Refinación

El 9 de diciembre de 2018, el presidente Andrés Manuel López Obrador, presentó el Plan Nacional de Refinación, que contempla una estrategia para incrementar la producción de combustibles y mejorar los procesos de refinación, mediante la rehabilitación de las seis refinerías de Petróleos Mexicanos, y la construcción de una más en Dos Bocas, municipio de Paraíso, Tabasco.

## Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos

El 15 de diciembre de 2018, el presidente Andrés Manuel López Obrador, presentó el Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos, con el objetivo de reactivar la producción de la empresa. Las líneas de acción se enfocarán en incrementar la actividad en perforación y reparación de pozos en los campos en explotación con reservas 2P; aumentar el factor de recuperación de campos maduros; y reducir la declinación de los yacimientos en explotación.

## Ixachi incrementa su proyección de reservas 3P

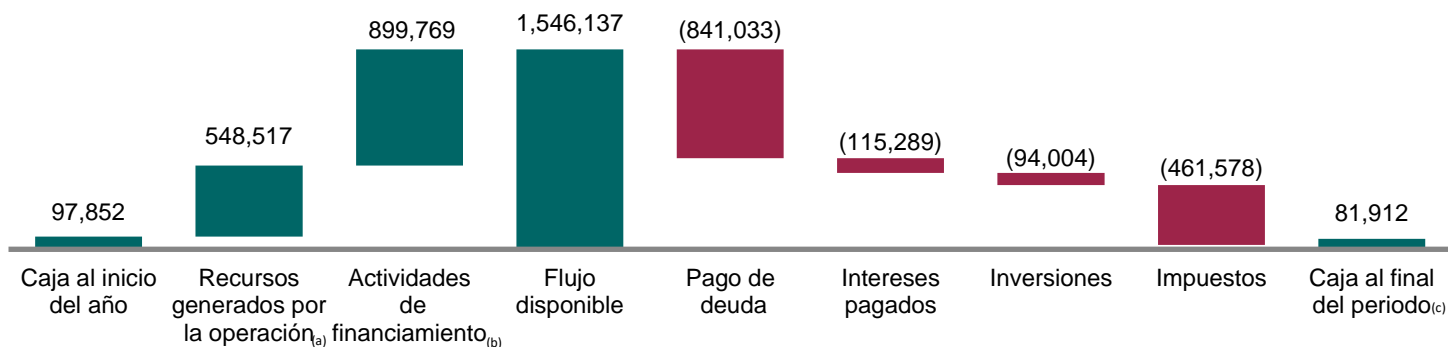
El 27 de noviembre de 2018, Petróleos Mexicanos informó que, tras de haber realizado pruebas técnicas en el campo Ixachi, ubicado en el municipio de Tierra Blanca, Veracruz, éste tiene una extensión mayor a la reportada cuando se anunció su descubrimiento. Las reservas 3P de Ixachi suman más de 1,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las estimaciones preliminares indican que este campo aportaría alrededor de 80 Mbd de condensado y más 700 MMpcd de gas.

## Programa de fortalecimiento de Petróleos Mexicanos

El 15 de febrero de 2019, el Gobierno Federal informó un conjunto de medidas financieras en apoyo a PEMEX, que le permitirán contar con ingresos adicionales por MXN 107 mil millones en 2019. Las medidas están compuestas por una inyección de capital por MXN 25 mil millones; una monetización de pagarés por concepto de pasivo laboral por MXN 35 mil millones; una reducción gradual de la carga fiscal por MXN 15 mil millones anuales, acumulativa hasta MXN 90 mil millones en 2024; así como los ingresos adicionales esperados por la recuperación del robo de combustible por más de MXN 32 mil millones.



## Fuentes y usos de recursos al cierre del 4T18 (MXN millones)



- a) Antes de impuestos y derechos. Se obtiene sumando los impuestos y derechos devengados a los recursos generados por la operación del estado de cambios.
- b) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.
- c) Incluye: un efecto por MXN 49,247 millones por activos intangibles e intereses cobrados y un efecto por MXN (1,568) millones por cambios en el valor del efectivo.

## Estado de resultados del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018

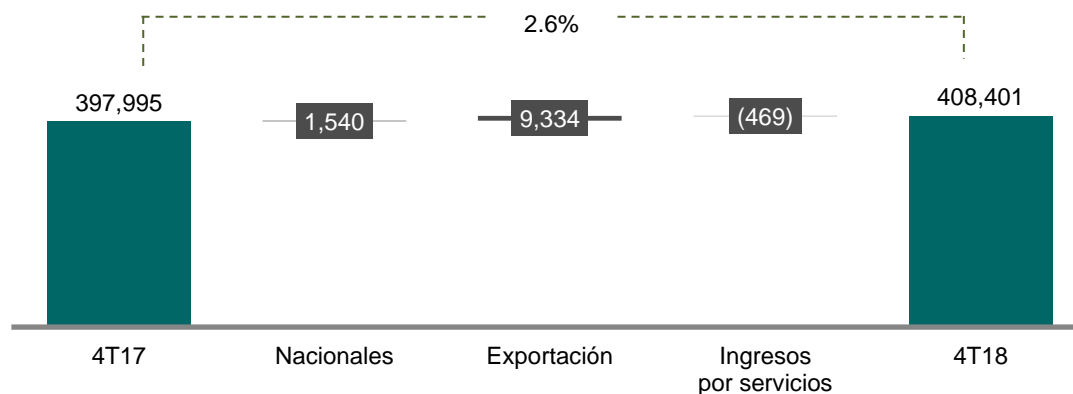
### Ventas totales

Los ingresos totales por ventas y servicios aumentaron 2.6%, en comparación con los registrados en el 4T17. Esto se debió principalmente a:

- un incremento de 5.8% en las ventas de exportación, explicado principalmente por la recuperación del precio del crudo, que pasó de un promedio de USD 52.50 por barril en el 4T17 a USD 59.98 por barril en el 4T18. El volumen exportado de crudo disminuyó 18.6%, y
- la estabilidad de los ingresos por ventas en México. El volumen de ventas de gasolinas en México disminuyó 9.3% y el de diésel disminuyó en 8.6%.

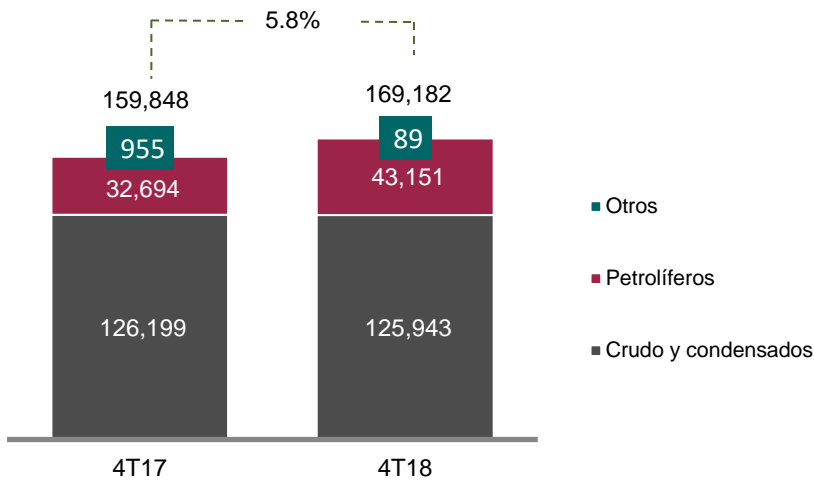
Las ventas en México presentan un efecto importante por la nueva política de precios implementada a partir de 2017. Esta política modifica la fórmula de cálculo de los precios máximos de gasolinas y diésel, y reconoce los costos de distribución y logística, así como el efecto del tipo de cambio del peso frente al dólar. Adicionalmente, a partir del 1 de diciembre de 2017, los precios de venta de gasolinas y diésel están completamente liberalizados en todo el país.

### Evolución de las ventas (MXN millones)

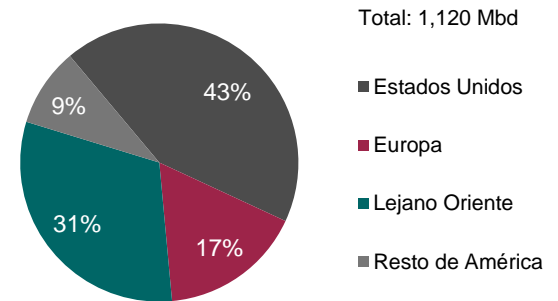




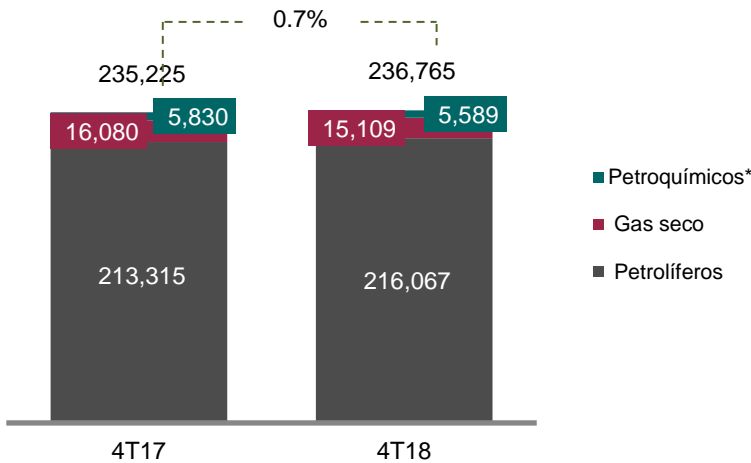
### Exportaciones (MXN millones)



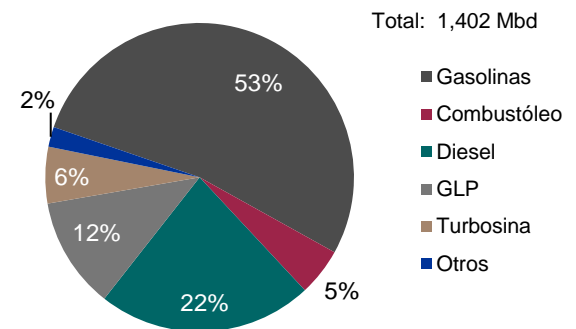
### Exportaciones de crudo por destino geográfico



### 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 disminuyó 31.3% en comparación con el 4T17, debido principalmente a una reversa de deterioro de activos fijos de MXN 35.3 mil millones. Si aislamos el deterioro, el costo de ventas se incrementó en 6.0%, como resultado principalmente de un incremento de 8.6% o MXN 13.0 mil millones en la compra de productos para reventa (en su mayoría gasolinas y diésel), dada la necesidad de satisfacer la demanda del mercado nacional de petrolíferos. El efecto precio del incremento en las compras de petrolíferos fue de 122%, mientras que el efecto volumen representó -22%.

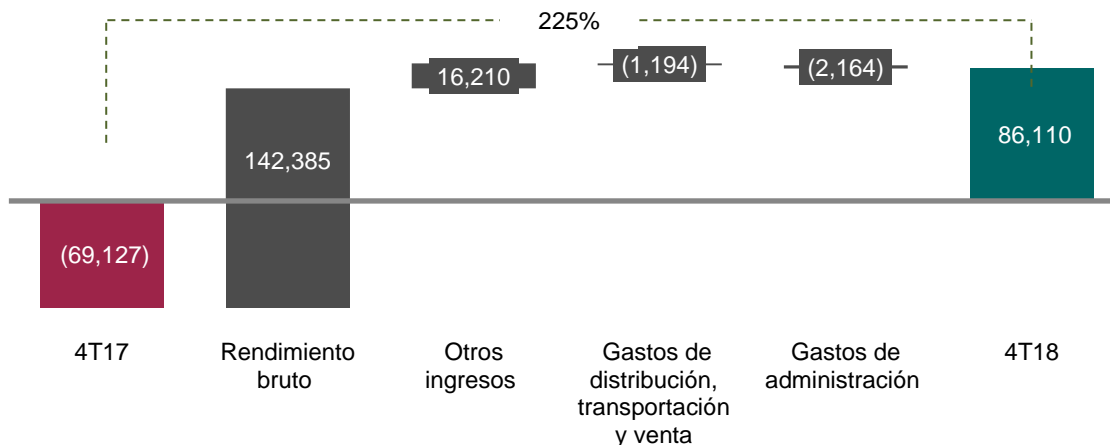
Como consecuencia de lo anterior, el rendimiento bruto se ubicó en MXN 119.1 mil millones.

Los gastos generales (administración, distribución, transportación, ventas y otros ingresos/gastos) disminuyeron 28.0%, principalmente como consecuencia principalmente del reconocimiento de ciertos activos.

Así, el resultado de operación se ubicó en un rendimiento de MXN 86.1 mil millones.



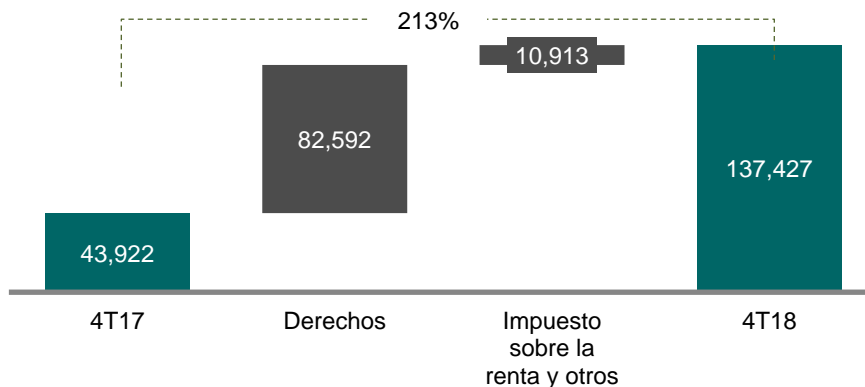
## Evolución del rendimiento de operación (MXN millones)



## Impuestos y derechos

Durante el 4T18, el total de impuestos y derechos registrados ascendió a MXN 137.4 mil millones, mostrando un incremento de 212.9% comparado con el 4T17. Este incremento se originó principalmente por el efecto de la recuperación de precios del crudo. Por su parte, el Derecho por la Utilidad Compartida, el derecho más importante que paga la empresa en términos de monto, se incrementó en 153.2%.

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



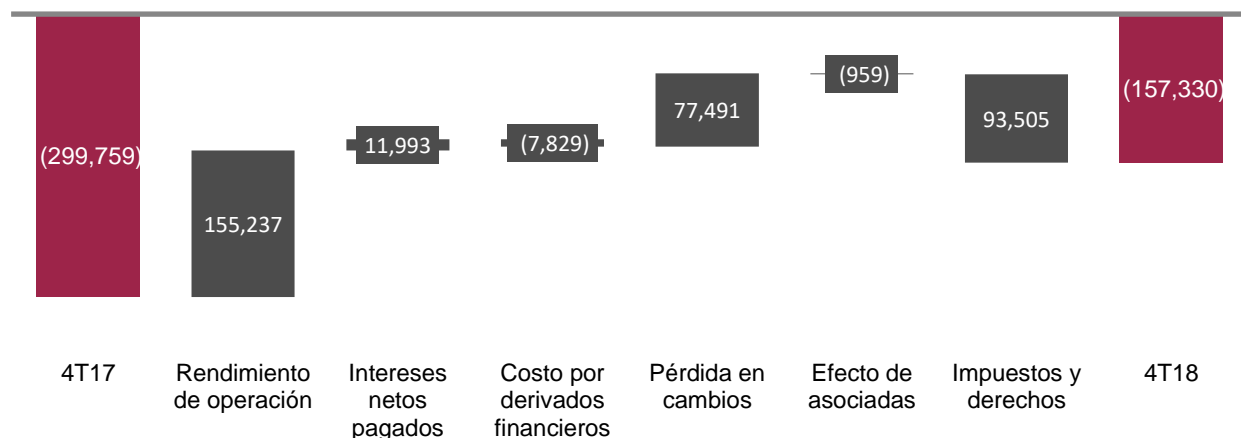
## Evolución del resultado neto

Durante el 4T18, Petróleos Mexicanos registró una pérdida neta de MXN 157.3 mil millones, comparado con una pérdida de MXN 299.8 mil millones en el 4T17. Esta variación se originó principalmente por los siguientes factores:

- pérdida cambiaria de MXN 73.6 mil millones, dada la depreciación del peso mexicano frente al dólar estadounidense en el periodo. El tipo de cambio pasó de 18.8120 pesos por dólar al 30 de septiembre de 2018 a 19.6829 pesos por dólar al cierre del cuarto trimestre, lo que representa 4.6%. Ésta es considerada una partida “virtual” y en su mayoría no representa salidas de flujo; y
- un ingreso financiero de MXN 12.4 mil millones, originado principalmente por la actualización de la tasa de descuento utilizada para la reserva de taponamiento de pozos de Pemex Exploración y Producción.



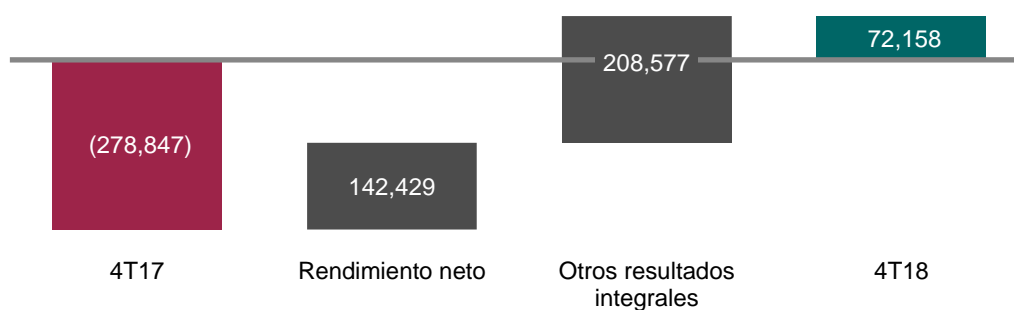
## Evolución del rendimiento (pérdida) neta (MXN millones)



## Utilidad integral

Se registró una utilidad integral de MXN 72.2 mil millones, principalmente como resultado de un incremento de MXN 212.2 mil millones en las ganancias actuariales por beneficios a empleados, dada la actualización de la tasa de descuento que pasó de 7.89% en 2017 a 9.29% en 2018.

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







## Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018

### Ventas totales

Los ingresos totales por ventas y servicios aumentaron 20.3%, en comparación con los registrados en 2017. Esto se debió principalmente a:

- un incremento de 36.1% en las ventas de exportación, explicado principalmente por la recuperación del precio del crudo, que pasó de un promedio de USD 46.79 por barril en 2017 a USD 61.34 por barril en 2018. El volumen exportado de crudo se mantuvo estable, y
- un incremento de 11.8% en las ventas nacionales. El volumen de ventas de gasolinas en México disminuyó 4.2% y el de diésel disminuyó en 9.3%.

### Costo de ventas

El costo de ventas incrementó 1.9%, impactado principalmente por la compra de productos para reventa que se incrementó en 24.5%, debido principalmente a la recuperación de los precios de los refinados.

Este efecto fue parcialmente compensado por una reversa en el deterioro de MXN 21.4 mil millones, dado el cambio en la metodología contable de cálculo. De acuerdo con la nueva metodología, se actualizó la tasa de descuento utilizada para el cálculo de los flujos futuros generados por los activos fijos, los cuales son calculados después de impuestos, en línea con las Mejores Prácticas del sector. Además, cambios recientes en la valuación de ciertos activos, resultaron en un impacto favorable en el deterioro registrado.

### Impuestos y derechos

Durante 2018, el total de impuestos y derechos registrados ascendió a MXN 461.6 mil millones, mostrando un incremento de 38.6% comparado con 2017. Este incremento obedece principalmente a la recuperación de los precios de los hidrocarburos. La mezcla mexicana de exportación pasó de un promedio de USD 46.79 por barril en 2017 a USD 61.34 por barril en 2018.

El Derecho por la Utilidad Compartida se incrementó en 39.0%.

Por otro lado, el Gobierno Federal anunció en febrero distintas medidas de soporte para PEMEX, entre las que se encuentra un apoyo fiscal con beneficios de hasta MXN 15 mil millones anuales, acumulativos de 2019 a 2024.

### Evolución del resultado neto

Durante 2018, Petróleos Mexicanos registró una pérdida neta de MXN 180.4 mil millones, comparada con una pérdida de MXN 280.9 mil millones en 2017.

- costo por instrumentos financieros derivados de MXN 22.3 mil millones, dada la apreciación del dólar estadounidense frente a otras monedas que Petróleos Mexicanos tiene cubiertas, parcialmente compensado por el rendimiento cambiario registrado en la deuda correspondiente; y
- un rendimiento cambiario de MXN 23.7 mil millones, dada la ligera apreciación del peso mexicano frente al dólar estadounidense en el periodo. El tipo de cambio pasó de 19.7867 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2017 a 19.6829 pesos por dólar al cierre de 2018. Ésta es considerada una partida "virtual" y en su mayoría no representa salidas de flujo.

### Utilidad (pérdida) integral

Se registró una utilidad integral de MXN 43.0 mil millones, comparada con una pérdida de MXN 269.3 mil millones en 2017. Este resultado se originó principalmente por un incremento de MXN 210.0 mil millones en ganancias actuariales por beneficios a empleados, dada la actualización de la tasa de descuento que pasó de 7.89% en 2017 a 9.29% en 2018.

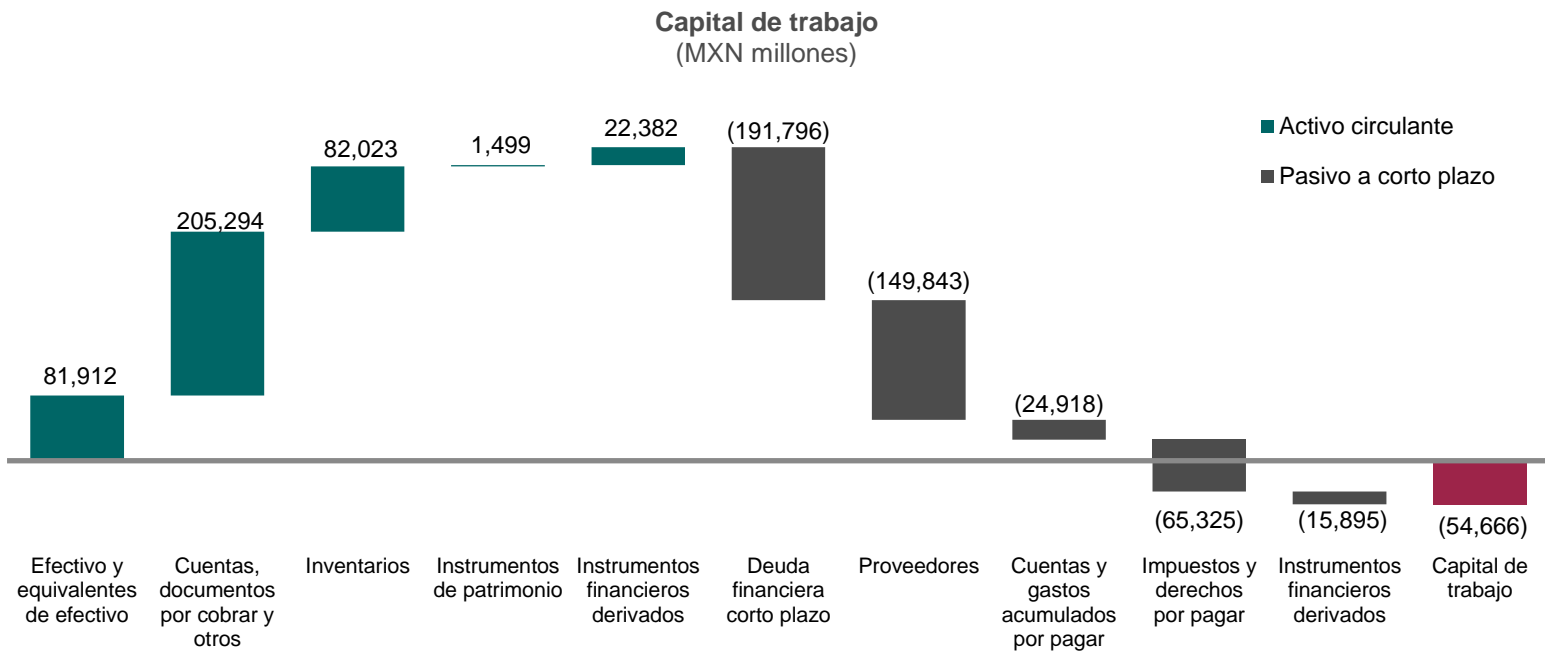


## Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2018

### Capital de trabajo

Al 31 de diciembre de 2018, el capital de trabajo negativo se ubicó en MXN 54.7 mil millones, comparado con un capital de trabajo negativo de MXN 25.6 mil millones al cierre de 2017. Esta variación se originó principalmente como resultado de los siguientes factores:

- una disminución de 16.3% en efectivo y equivalentes, como resultado del efecto neto entre la cobranza y las captaciones de recursos por financiamientos, contrarrestado parcialmente con el pago de impuestos y amortizaciones de financiamientos, así como el pago de compromisos de operación e inversión;
- una disminución de MXN 7.7 mil millones en instrumentos financieros derivados, dada la disminución en el valor de los *cross-currency swaps* causado por la apreciación del dólar frente a las otras monedas que PEMEX cubre, así como el pago de primas de cobertura petrolera;
- un incremento de 22.0% en la deuda de corto plazo, debido principalmente a reclasificación de vencimientos en los próximos 12 meses; y
- un incremento de MXN 14.3 mil millones en impuestos y derechos por pagar, ocasionado por el ajuste a los saldos pendientes al 31 de diciembre del Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS), y del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC).



### Deuda

La deuda financiera total incrementó 2.2% comparada con el cierre del año pasado, debido al efecto del tipo de cambio en el periodo.

Al cierre del 4T18, el tipo de cambio se ubicó en 19.6829 pesos por dólar, lo que se tradujo en una deuda financiera total por MXN 2,082.3 mil millones, o USD 105.8 mil millones.

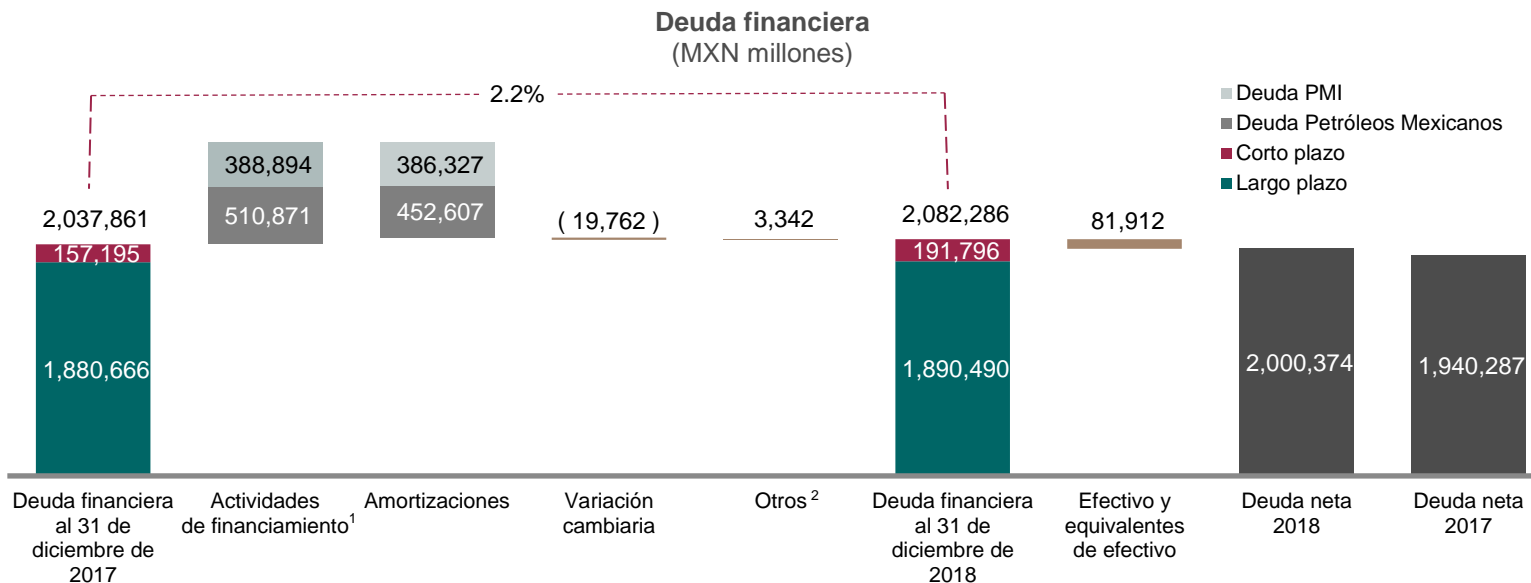
Aproximadamente el 87% de la deuda está denominada en monedas distintas al peso, principalmente en dólares de E.U.A. y para efectos de registro, se convierte a pesos al tipo de cambio de cierre.

Al 31 de diciembre de 2018, Petróleos Mexicanos y PMI realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 899.8 mil millones, o USD 45.7 mil millones. El total de amortizaciones registradas fue de MXN 838.9 mil



millones, o USD 42.6 mil millones.

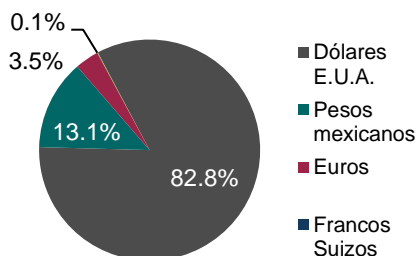
La estrategia de financiamientos de Petróleos Mexicanos se ha enfocado en los mercados de mayor profundidad, con la finalidad de incrementar la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechar ventanas de oportunidad en mercados selectos y mantener un perfil de vencimientos sin concentraciones.



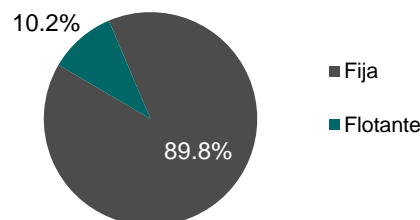
1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada y Contratos Integrales de Exploración y Producción.  
 2) Incluye intereses devengados y costo amortizado.

### Exposición de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2018

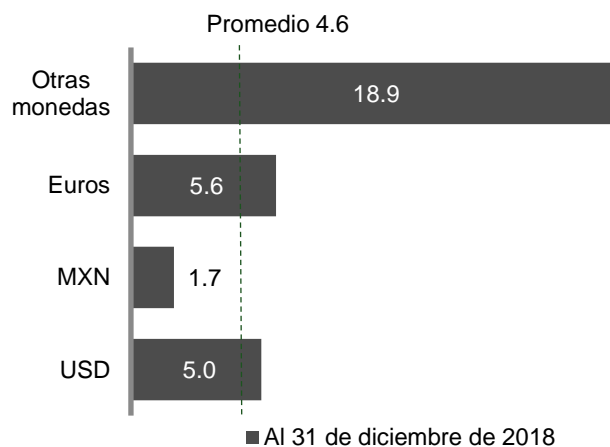
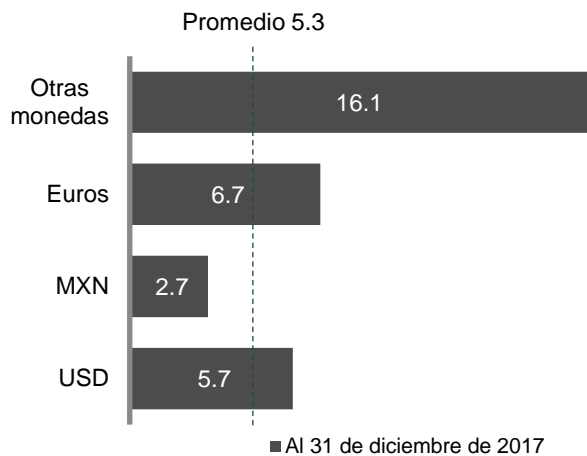
Por moneda



Por tasa



### Duración promedio de la exposición de la deuda financiera (Años)





## Actividades de inversión

### Ejercicio 2018

Al 31 de diciembre de 2018 se ejercieron MXN 188.8 mil millones (USD 9.8 mil millones<sup>1</sup>) en actividades de inversión, lo que representa 92.3% de la inversión programada del año, que asciende a MXN 204.6 mil millones (USD 11.1 mil millones<sup>2</sup>).

PEMEX revisa constantemente su portafolio de inversión de acuerdo con los planes de negocio actuales y futuros, así como con base en oportunidades potenciales, y ajusta sus necesidades de inversión en capital y en operación, buscando la optimización en el ejercicio de los recursos. Al 31 de diciembre de 2018, la inversión se distribuyó de la siguiente manera:

	Inversión autorizada 2018 (MXN mil millones)	Inversión ejercida Al 31 de diciembre 2018 (MXN mil millones)
Exploración y Producción <sup>3</sup>	168.4	160.6
Transformación Industrial	21.4	17.0
Logística	4.4	5.0
Perforación y Servicios	2.7	2.5
Corporativo	5.4	0.9
Etileno	1.8	1.0
Fertilizantes	0.4	1.8

### Presupuesto 2019

Para 2019, el Congreso de la Unión autorizó un presupuesto 33% mayor al de 2018, la inversión estimada asciende a MXN 273.1 mil millones (USD 13.7 mil millones<sup>4</sup>), distribuidos de la siguiente manera:

	Inversión autorizada 2019 (MXN mil millones)
Exploración y Producción <sup>5</sup>	210.7
Transformación Industrial	57.5
Logística	1.2
Perforación y Servicios	2.7
Corporativo	0.1
Etileno	0.3
Fertilizantes	0.5

1 La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio al 31 de diciembre de 2018 de MXN 19.2357 = USD 1.00.

2 Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio del Presupuesto de Egresos de la Federación 2018 de MXN 18.40 = USD 1.00.

3 De los cuales MXN 36.5 mil millones se destinaron a actividades de exploración. Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

4 Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio del Presupuesto de Egresos de la Federación 2019 de MXN 20.00 = USD 1.00.

5 De los cuales MXN 48.3 mil millones se destinaron a actividades de exploración. Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.



## Actividades de Financiamiento 2018

### Captación de Recursos Financieros

#### Mercados Financieros

Durante 2018, Petróleos Mexicanos llevó a cabo las siguientes operaciones en los mercados internacionales de capitales, en el marco del programa de financiamiento autorizado para 2018:

- El 1 de febrero de 2018, colocó USD 4.0 mil millones en dos tramos:
  - USD 2.5 mil millones a 5.35% con vencimiento en febrero 2028; y
  - USD 1.5 mil millones a 6.35% con vencimiento en febrero 2048.
- El 3 de mayo de 2018, colocó CHF 365.0 millones a 1.75% con vencimiento en diciembre 2023.
- El 16 de mayo de 2018, colocó bonos por EUR 3.15 mil millones en cuatro tramos:
  - EUR 600 millones a 2.50% con vencimiento en noviembre 2022;
  - EUR 650 millones a EURIBOR 3 meses + 2.40% con vencimiento en agosto 2023;
  - EUR 650 millones a 3.625% con vencimiento en noviembre 2025; y
  - EUR 1,250 millones a 4.75% con vencimiento en febrero 2029.
- El 16 de octubre de 2018, realizó la colocación de bonos por USD 2.0 mil millones con vencimiento en enero 2029 y cupón de 6.5%.

Los recursos provenientes de estas colocaciones se utilizaron para cumplir con el programa de inversión y para liquidar o refinanciar deuda.

#### Manejo de pasivos

- Como parte de la operación del 1 de febrero de 2018, PEMEX llevó a cabo una transacción de manejo de pasivos, que consistió en:
  - el intercambio de bonos con vencimientos entre 2044 y 2046 por el nuevo bono de referencia a 30 años con vencimiento en 2048 por USD 1,828.7 millones; y
  - la recompra por USD 1,789.4 millones en bonos con vencimiento en 2019 y 2020.
- De los recursos provenientes de la emisión del 16 de mayo de 2018, EUR 406 millones se utilizaron para la recompra del bono en euros con vencimiento en 2019.
- El 3 de julio se recompraron USD 191.4 millones del nocional remanente del bono con cupón 5.5% y vencimiento en febrero de 2019.

#### Créditos bancarios

En el periodo de enero a diciembre 2018, Petróleos Mexicanos suscribió los siguientes contratos de créditos bancarios:

- El 27 de marzo de 2018, suscribió un contrato por USD 181.1 millones, a tasa de interés LIBOR a 6 meses más 0.70% anual, con vencimiento en febrero de 2025.
- El 23 de agosto de 2018, suscribió un contrato por USD 200.0 millones, a tasa de interés LIBOR a 3 meses más 1.75% anual, con vencimiento en 2023.
- El 30 de noviembre de 2018, suscribió un contrato por USD 250.0 millones, a tasa de interés LIBOR a 6 meses más 0.80% anual, con vencimiento en 2028.

#### Líneas de crédito revolventes

PEMEX cuenta con seis líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez por un total de USD 6.7 mil millones y MXN 32.5 mil millones. Al 31 de diciembre de 2018, se encontraban dispuestos USD 300.0 millones y MXN 6,300.0 millones.



## Otros Eventos Relevantes

### Nuevo Director General de PEMEX

El 1 de diciembre de 2018, el presidente de México, Andrés Manuel López Obrador, designó a Octavio Romero Oropeza como Director General de Petróleos Mexicanos.

### Nombramientos

El 14 de diciembre de 2018, el Consejo de Administración de PEMEX aprobó los siguientes nombramientos:

- Alberto Velázquez García como Director Corporativo de Finanzas;
- Marcos Manuel Herrería Alamina como Director Corporativo de Administración y Servicios;
- Rogelio Hernández Cázares como Director General de Pemex Fertilizantes;
- Javier Emiliano González del Villar como Director General de Pemex Logística;
- Manuel Antonio Mijares Bravo como Director General de Pemex Etileno;
- Miguel Gerardo Breceda Laperyre como Director General de Pemex Transformación Industrial;
- Miguel Ángel Lozada Aguilar como Director General de Pemex Exploración y Producción;
- Víctor Manuel Navarro Cervantes como Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño;
- Luz María Zarza Delgado como Subdirectora de Consultoría Jurídica de la Dirección Jurídica;
- José Samuel Sánchez Reyes como Subdirector Jurídico de Operación Regional de la Dirección Jurídica de;
- María Elena Méndez Sánchez como Subdirectora Jurídica Contenciosa y de Administración de Cartera de la Dirección Jurídica;
- Laura Josefina Chong Gutiérrez como Subdirectora Jurídica de Proyectos y Negocios de la Dirección Jurídica;
- Rodolfo Lehmann Mendoza como Subdirector de Servicios de Salud de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios;
- Iyadalid Martínez Domínguez como Subdirectora de Servicios Corporativos, de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios;
- Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera como Subdirector de Relaciones Laborales y Servicios al Personal, de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios;
- Ricardo Sánchez Madrid como Subdirector de Recursos Humanos, de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios;
- Brenda Fierro Cervantes como Subdirectora de Alineación Tecnológica, de la Dirección Corporativa de Tecnologías de la Información; y
- Arturo Velázquez Bravo como Subdirector de Salvaguardia Estratégica de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios.

### Fitch Ratings modifica calificación de Petróleos Mexicanos

El 29 de enero de 2019 la agencia calificadora Fitch Ratings (Fitch) modificó las calificaciones de Petróleos Mexicanos a largo plazo en moneda extranjera a 'BBB-' desde 'BBB+' y en escala nacional a 'AA(mex)' desde 'AAA(mex)', con perspectiva negativa. Fitch informó que el cambio de la calificación obedece al deterioro del perfil crediticio individual de PEMEX y de la subinversión en exploración y producción.



## Principales estadísticas de producción

Del 1 de octubre al 31 de diciembre de  
2017      2018      Variación

### Explotación

Total de hidrocarburos (Mbpced)	2,635	2,435	-7.6%	(200)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	1,904	1,755	-7.8%	(148)
Crudo (Mbd)	1,881	1,738	-7.6%	(143)
Condensados (Mbd)	23	18	-23.4%	(5)
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	4,791	4,851	1.3%	61

### Transformación industrial

Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	2,412	2,350	-2.5%	(61)
Líquidos del gas natural (Mbd)	247	215	-13.1%	(32)
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	567	500	-11.8%	(67)
Petroquímicos (Mt)	605	628	3.8%	23

(1) Incluye nitrógeno.

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

(3) Incluye LPG

## Producción de hidrocarburos 4T18

Durante el cuarto trimestre de 2018, la producción total de hidrocarburos alcanzó 2,435 Mbpced; en particular los hidrocarburos líquidos sumaron 1,755 Mbd, esta cifra se compone de 18 Mbd de condensados y 1,738 Mbd de petróleo crudo. En términos relativos, la producción total de hidrocarburos disminuyó en 200 Mbpced o 7.6%, con respecto al último trimestre de 2017; por su parte la producción de aceite se redujo en 143 Mbd o 7.6%.

La reducción en la producción de petróleo crudo por tipo se concentró en el crudo ligero y superligero. El primer tipo de aceite se redujo en 130 Mbd respecto al cuarto trimestre de 2017, una de las razones es el incremento del flujo fraccional de agua provocado por el avance del contacto agua aceite en el campo Xanab. Así mismo, la producción se afectó por la declinación natural de los campos, principalmente Chuc, Kuil, Chuhuk e Ixtal, del activo Abkatún-Pol-Chuc y los campos Artesa, Guaricho, Puerto Ceiba, Ayocote, Shishito y Rabasa de los activos de la

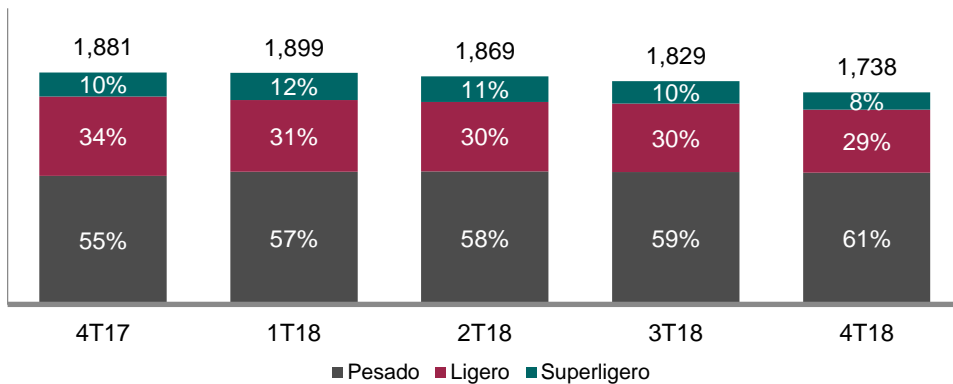


## Subdirección de Producción Bloques Sur.

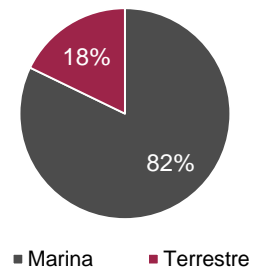
Por su parte, el promedio de la producción de crudo superligero ascendió a 140 Mbd, esto implica una reducción de 56 Mbd comparado con los barriles extraídos en el cuarto trimestre de 2017. La disminución se explica por la declinación natural en la producción de campos maduros y por el incremento del flujo fraccional de agua en algunos yacimientos de los Activos Samaria-Luna, Bellota-Jujo y Litoral de Tabasco. Adicionalmente, se reclasificaron ocho campos que se consideraban productores de crudo y gas asociado a campos de gas no asociado y condensados.

Cabe destacar que la producción de crudo pesado creció en 2.3 % o 24 Mbd adicionales hasta registrar 1,067 Mbd, esto se explica por el sostenimiento de la plataforma de producción del activo Ku-Maloob-Zaap y por el desarrollo del campo Ayatsil. Adicionalmente se mantiene el uso del bombeo electro centrífugo (BEC) en algunos pozos del activo Ku-Maloob-Zaap.

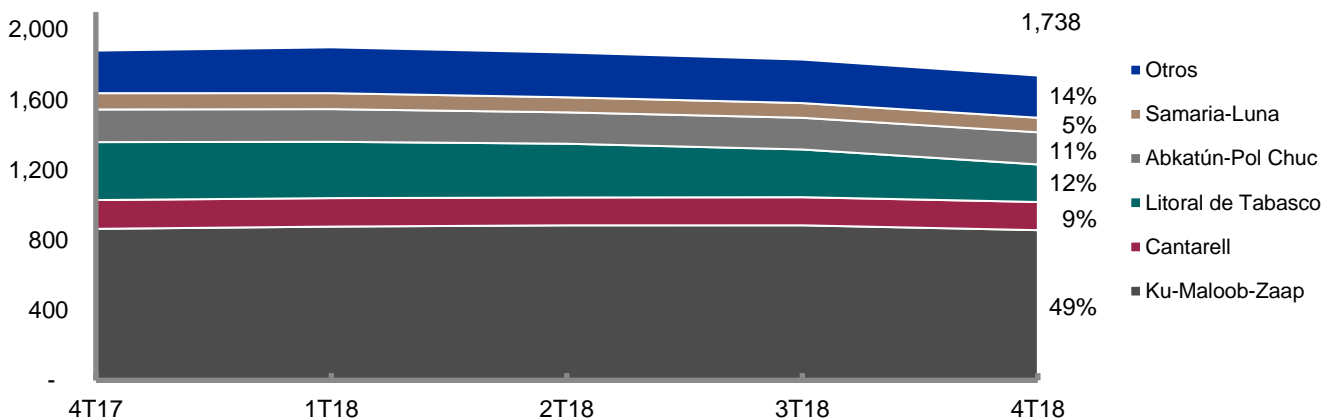
### Producción de crudo por tipo (Mbd)



### Producción de crudo por región



### Producción de crudo por activo (Mbd)



## Producción de gas natural 4T18

La producción de gas natural<sup>4</sup> durante el cuarto trimestre de 2018 promedió 3,809 MMpcd; comparada con la obtenida en el último trimestre de 2017, implica una disminución de 222 MMpcd debido a que la producción de gas asociado, que se redujo en 235 MMpcd. La menor producción se explica principalmente por la declinación natural de campos maduros y por el incremento en el flujo fraccional de agua en los activos Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco, Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Macuspana-Muspac.

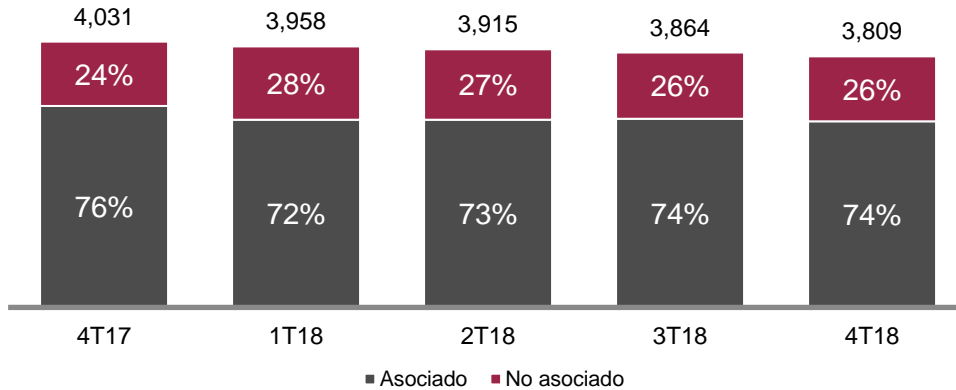
<sup>4</sup> No incluye nitrógeno



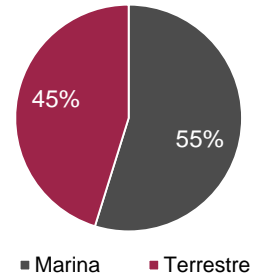


En contraste, se observó un aumento de 13 MMpcd en la producción de gas no asociado, atribuido a la reclasificación de 8 campos de crudo y gas asociado a campos de gas no asociado y condensados. Los activos Burgos y Veracruz, principales productores de gas no asociado, alcanzaron en conjunto una producción de 781 MMpcd, cifra que representa el 16.3% de la producción total de gas y el 82.5% del gas no asociado.

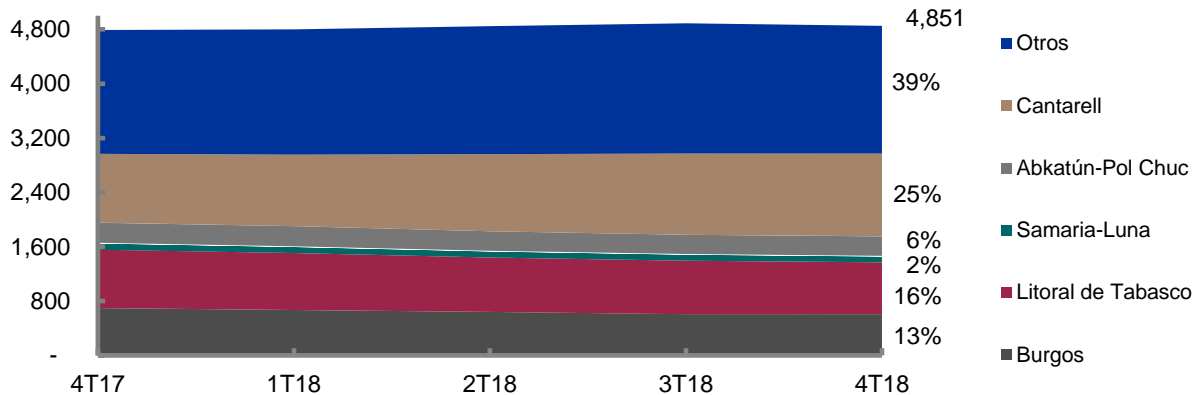
**Producción de gas natural (MMpcd)**



**Producción de gas natural por tipo de campo**



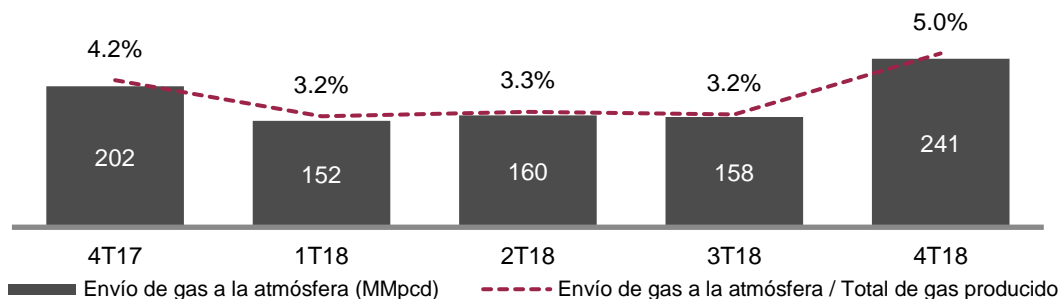
**Producción de gas natural por activo (MMpcd)**



## Aprovechamiento de gas 4T18

El envío de gas a la atmósfera aumentó 19.6% para ubicarse en 241 MMpcd, explicado por el mantenimiento a equipos de compresión, rechazos de los centros procesadores de gas debido a fallas operativas y mantenimientos no programados, fallas operativas en equipos de compresión, así como por el envío de gas a la atmósfera provocado por fugas y actos vandálicos. En consecuencia, el aprovechamiento de gas durante el cuarto trimestre de 2018 se ubicó en 95.0%.

**Envío de gas a la atmósfera**



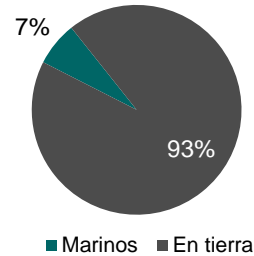


## Infraestructura 4T18

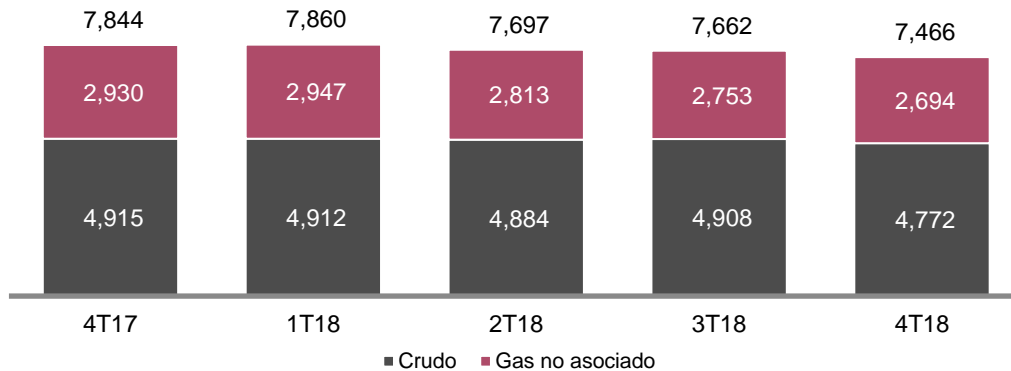
Durante el cuarto trimestre de 2018, el promedio de pozos en operación fue de 7,466; es decir, 379 pozos menos que el promedio del último trimestre de 2017, como consecuencia de menor actividad en perforación por restricciones presupuestales, así como por la declinación natural de algunos campos.

En contraste, y en línea con la estrategia de estabilizar la producción de crudo, en el último trimestre de 2018, el número total de pozos terminados aumentó en 20, esto significa un crecimiento del 95% con relación al mismo periodo de 2017. El aumento se concentra en la apertura de 35 pozos para el desarrollo de campos. En lo que respecta a pozos de exploración, durante el cuarto trimestre se terminaron 6 pozos.

### Pozos promedio en operación por tipo de campo

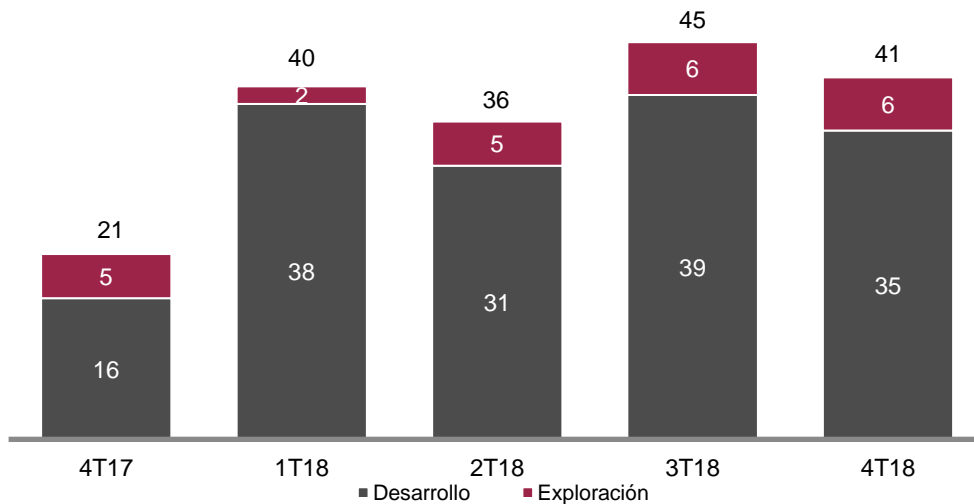


### Pozos promedio en operación



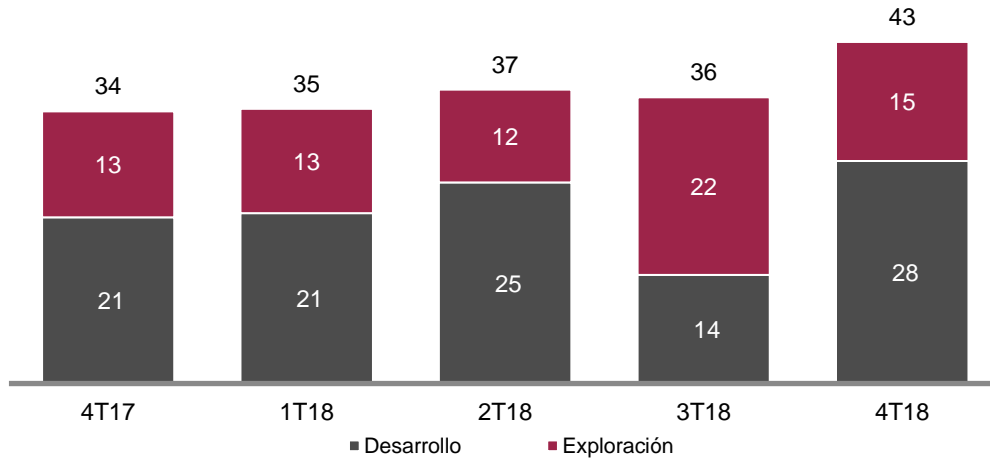
Nota: las cifras pueden no coincidir por redondeo

### Pozos terminados

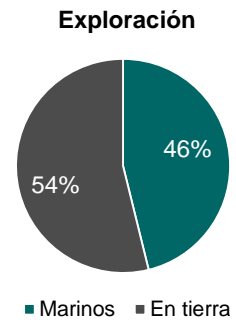
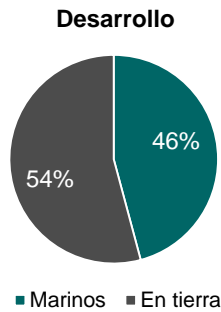




## Equipos de perforación



## Equipos de perforación promedio por tipo



## Descubrimientos 4T18

Como resultado de las actividades de exploración ejecutadas en el último trimestre de 2018, el pozo explorador Kokitl-1EXP permitió ampliar la información del Área Perdido, ubicada en aguas profundas. El tirante de agua alcanzó una profundidad de 1,936 metros bajo el nivel del mar. El tipo de hidrocarburo descubierto es gas y condensado; las reservas se encuentran en proceso de documentación.

Adicionalmente, el campo terrestre Ixachi, ubicado en la cuenca de Veracruz, resultó más grande de lo inicialmente anunciado, el comportamiento del pozo delimitador Ixachi-1DEL indica que se podría alcanzar una mayor producción de gas y condensado que Ixachi-1. Se estima que podría producir más de 3 Mbd de condensado y 30 MMpcd de gas.

Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tirante de agua Metros	Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados bd	Gas MMbpce		
Área Perdido	Kokitl-1EXP	Paleoceno Superior Wilcox			1,936	Gas y condensado



Llave	Ixachi-1DEL	Cretácico Medio	2,457	20.7	N.A.	Gas y condensado
-------	-------------	-----------------	-------	------	------	------------------

## Exploración y producción anual 2018

### Producción de hidrocarburos

La producción de hidrocarburos en 2018 promedió 2,547 Mbpced; en términos relativos, representa una disminución de 191 Mbpced con respecto a 2017. Por su parte, los hidrocarburos líquidos sumaron 1,857 Mbd; estos se componen de 1,833 Mbd de petróleo crudo y 24 Mbd de condensados.

### Producción de crudo

Durante 2018, la producción de crudo promedió 1,833 Mbd; en comparación con 2017, representa una disminución de 115 Mbd equivalente a 5.9%. Lo anterior es consecuencia del incremento del flujo fraccional de agua provocado por el avance de contacto agua aceite en el campo Xanab, el cual pasó de producir 169 Mbd de crudo ligero en enero a 39 Mbd en diciembre de 2018.

Otras causas que explican la disminución de la producción de aceite fueron la declinación natural y el incremento del flujo fraccional de agua en campos maduros, así como el cierre de producción por altos inventarios de crudo, debido a la suspensión en la carga de buque-tanques para exportación, por condiciones climatológicas adversas.

### Gas natural

La producción de gas natural promedió 3,886 MMpcd, 1.6% superior a la meta programada, sin embargo, esto representa una disminución de 7.6% o 319 MMpcd en relación con la producción registrada en 2017. La reducción se explica principalmente por la declinación natural de campos maduros y por el incremento en el flujo fraccional de agua en los activos Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco, Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Macuspana-Muspac.

### Aprovechamiento de gas

El envío de gas a la atmósfera disminuyó en 17.6% o 38 MMpcd, respecto a 2017, debido principalmente a la continuidad del programa de sustitución de equipos de bombeo neumático por bombeo electro centrífugo en pozos marinos y por el mantenimiento de los sistemas de compresión. De esta forma, en 2018 se aprovechó el 96.3% del gas.

### Pozos en operación y terminación de pozos

En 2018 se terminaron 143 pozos de desarrollo, 88 pozos más con respecto a 2017, principalmente por la implementación de la estrategia para compensar la declinación de la producción.

La producción diaria asociada a estos pozos fue 52 Mbd de crudo y 43 MMpcd. De estos pozos, 122 fueron terrestres y 21 marinos, resultando 126 productores de aceite y gas, 11 de gas y condensado y 6 improductivos, con lo cual se obtuvo un éxito de desarrollo de 96%.

En exploración, en 2018 se terminaron 19 pozos, 5 pozos menos con respecto a 2017. En aguas profundas, se concluyó exitosamente el pozo delimitador Doctus-1DL, el cual obtuvo información para dar certidumbre a un nuevo polo de desarrollo de aceite ligero en esta provincia del área Perdido.

### Descubrimientos

En 2018, PEMEX logró fortalecer su potencial en aguas someras con los descubrimientos de Manik-101A y Mulach-1. Se estima que conjuntamente incorporen reservas 3P de alrededor de 180 MMbpce.



## Información adicional relacionada con actividades de Exploración y Producción

### **PEMEX incrementa su proyección de reservas 3P en el campo Ixachi**

El 27 de noviembre de 2018, Petróleos Mexicanos informó que, tras de haber realizado pruebas técnicas en el campo Ixachi, ubicado en el municipio de Tierra Blanca, Veracruz, éste tiene una extensión mayor a la reportada cuando se anunció su descubrimiento. Las reservas 3P de Ixachi suman más de 1,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las estimaciones preliminares indican que este campo aportaría alrededor de 80 Mbd de condensado y más 700 MMpcd de gas.

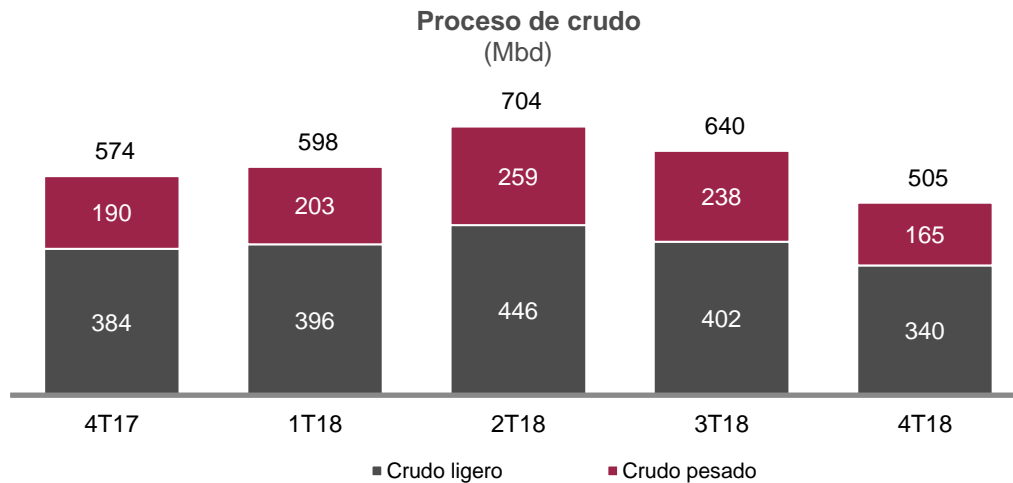


## Proceso de crudo 4T18

El proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) promedió 505 Mbd, lo que representa una disminución de 69 Mbd o 12%, en comparación con el desempeño del cuarto trimestre de 2017. En consecuencia, la capacidad utilizada de destilación primaria se ubicó en 31%.

El limitado nivel del proceso de crudo se explica por causas diversas. Primero, la refinería de Madero estuvo fuera de operación debido a problemas de desempeño en plantas. Sin embargo, a partir del 7 de enero de 2019, se inició el proceso de arranque de operaciones en dicha refinería. Segundo, el proceso de crudo en Tula y Salamanca se redujo por acumulación de inventarios de petrolíferos. Tercero, en la refinería de Minatitlán, el incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica en octubre de 2018 afectó el nivel de proceso de crudo.

En contraste, durante el cuarto trimestre de 2018, la refinería de Salina Cruz mostró un desempeño favorable al procesar 152 Mbd, esto implica un crecimiento de 86 Mbd con respecto al mismo periodo de 2017. Cabe recordar que desde marzo de 2018 se estabilizó la operación después de los problemas ocasionados por los desastres naturales de 2017. Por su parte, la refinería de Cadereyta registró un desempeño estable con respecto al mismo periodo del año anterior.



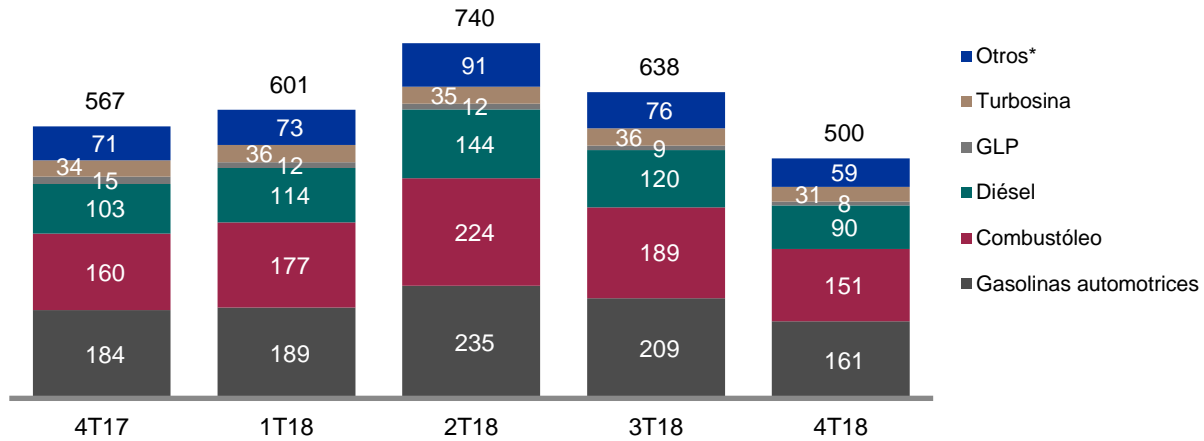
## Producción de petrolíferos 4T18

Durante el último trimestre de 2018, se produjeron 500 Mbd de petrolíferos, distribuidos en 161 Mbd de gasolinas, 90 Mbd de diésel, 31 Mbd de turbosina y 218 Mbd de otros petrolíferos y gas licuado de petróleo (GLP). La producción de derivados del petróleo se redujo en 67 Mbd, es decir, 12% inferior a la registrada en el último trimestre de 2017, como consecuencia de los problemas relacionados con el proceso de crudo en el SNR.

Por su parte, la elaboración de petrolíferos en Salina Cruz tuvo un mejor desempeño debido al aumento en la producción de gasolinas y diésel en 34 Mbd y 15 Mbd, respectivamente con respecto al cuarto trimestre de 2017.



## Producción de petrolíferos (Mbd)

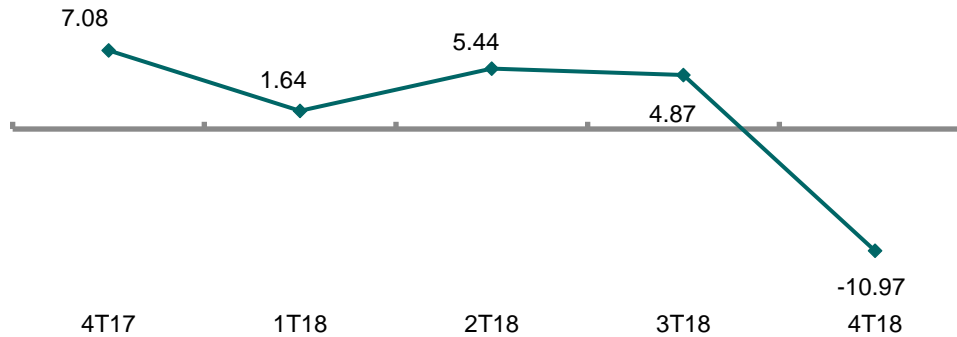


\* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.

## Margen variable de refinación 4T18

El margen variable de refinación se redujo USD 18.0 por barril hasta alcanzar una pérdida de USD 11.0 por barril. Esta disminución se explica a que en el último trimestre se estrecharon los márgenes de refinación en la Costa Norteamericana del Golfo de México.

## Margen variable de refinación (USD/b)



## Franquicias

Al 31 de diciembre de 2018, la Franquicia PEMEX reportó 9,930 estaciones de servicio, esto implica una disminución de 14% respecto a las 11,586 franquicias registradas al cierre de 2017. Del total de estaciones de servicio, 9,884 son franquicias privadas, en tanto que las 46 restantes son propiedad de Pemex TRI (estaciones de servicio de autoconsumo). Adicionalmente, existen 2,006 estaciones de servicio que no operan bajo el esquema de Franquicia PEMEX, pero a las cuales Pemex TRI les suministra combustibles. De éstas, 386 operan bajo una sublicencia de las marcas de los productos PEMEX y 1,620 utilizan marcas de otras empresas.

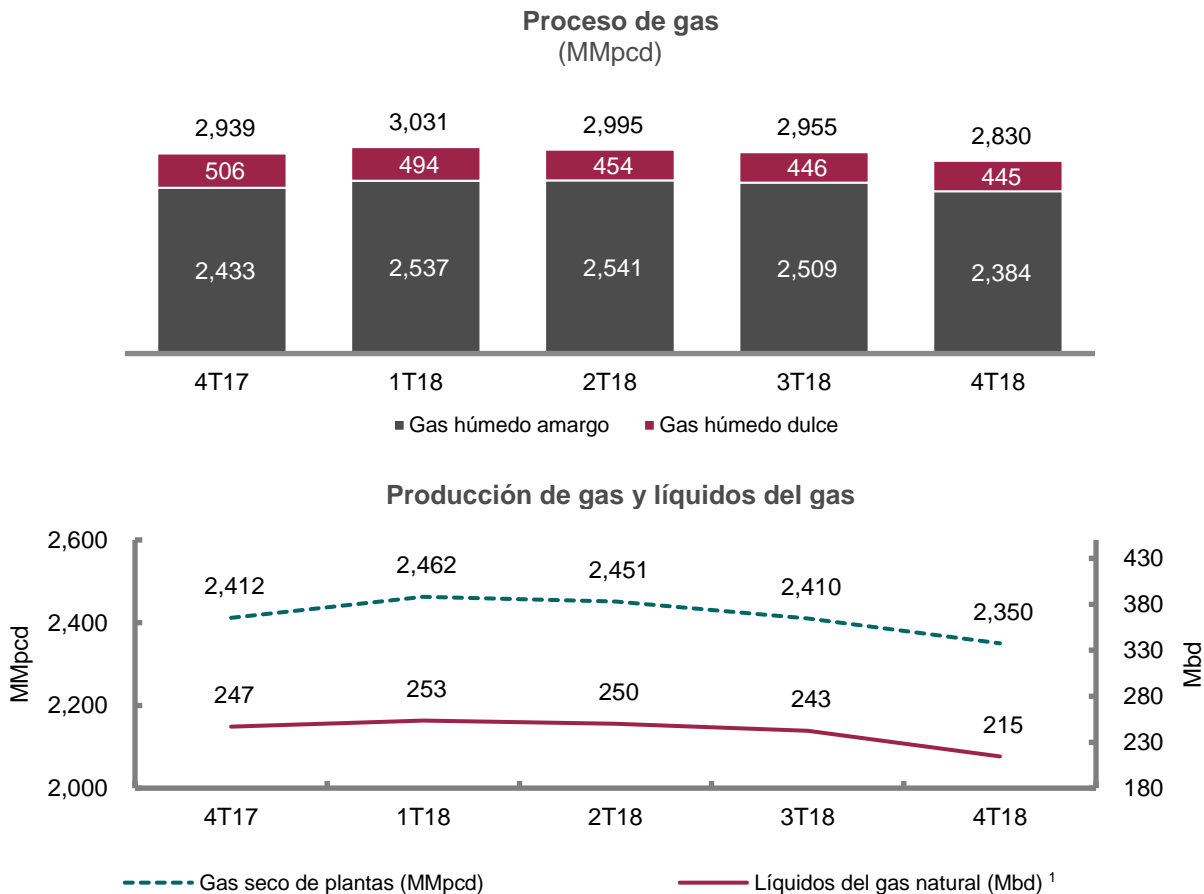
## Proceso y producción de gas 4T18

La cadena de gas continuó afectada por la menor disponibilidad de gas húmedo. En consecuencia, durante el último trimestre de 2018, el proceso de gas promedió 2,830 MMpcd esto implica una reducción del 3.7% o 110 MMpcd. Las regiones más afectadas fueron la marina en gas húmedo amargo y Burgos en gas húmedo dulce.



Como consecuencia de las afectaciones al proceso de gas, durante el cuarto trimestre de 2018, la producción de gas seco redujo su volumen en 61 MMpcd o 2.5% hasta alcanzar un promedio de 2,350 MMpcd. Por su parte, la producción de líquidos del gas disminuyó en 32 Mbd o 13.1%, respecto al mismo periodo de 2017, para promediar 215 Mbd.

El proceso de condensados registró 19.8 Mbd durante el cuarto trimestre de 2018, lo cual representa una disminución de 24.9% al compararlo contra el desempeño del mismo periodo del año anterior, debido fundamentalmente a una menor disponibilidad de condensados amargos y dulces.



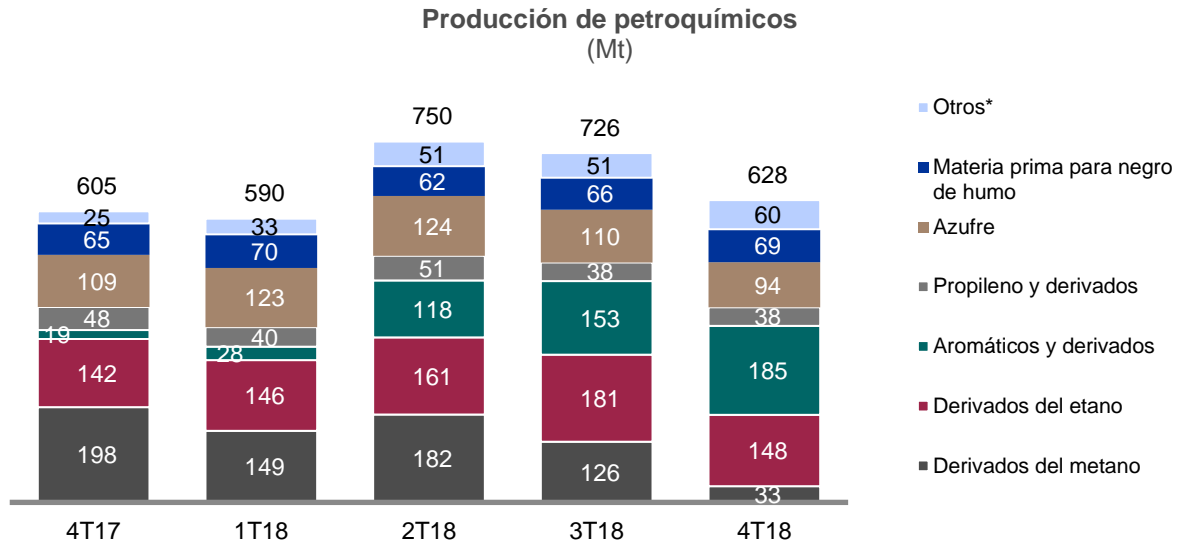
(1) Incluye el proceso de condensados.

## Producción de petroquímicos 4T18

La elaboración de petroquímicos sumó 628 mil toneladas (Mt) durante el último trimestre de 2018. Esta cifra compara favorablemente con la producción registrada en el mismo periodo de 2017, debido a que se observó un incremento de 23 Mt o 3.8%. El cambio trimestral se explica principalmente por:

- un incremento de 166 Mt en la producción en la cadena de aromáticos y derivados, la cual ascendió a 185 Mt. El crecimiento se explica porque en el cuarto trimestre de 2017, el tren de aromáticos en el Complejo Petroquímico Cangrejera se encontraba en mantenimiento, por lo tanto, se produjo una menor cantidad de hidrocarburo de alto octano;
- una disminución de 165 Mt en la producción de derivados del metano, que alcanzó 33 Mt durante el último trimestre de 2018; y,
- un incremento marginal de 7 Mt en la cadena de derivados del etano, hasta alcanzar un total de 148 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 base

## Transformación Industrial 2018

### Proceso de crudo

Durante 2018, el proceso de petróleo crudo del SNR promedió 612 Mbd, esto implica una reducción de 155 Mbd o 20% con respecto a 2017. Este nivel de proceso se explica por problemas de desempeño de plantas en el SNR.

En el caso de la refinería de Tula, la planta primaria Número 1 operó de forma intermitente de enero a septiembre, debido al déficit en el suministro de crudo ligero y por fallas en equipos de la planta, así como altos inventarios de combustóleo.

Por su parte, en la refinería de Madero, el desempeño de la planta de destilación atmosférica afectó los niveles de proceso y en consecuencia la producción de petrolíferos.

Finalmente, el proceso de crudo en la refinería de Minatitlán se afectó por un incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica en octubre de 2018.

En contraste, destaca el proceso de crudo en Salina Cruz, el cual aumentó en 28 Mbd debido a la estabilización de sus operaciones en marzo de 2018, después de los efectos ocasionados por la tormenta tropical "Calvin" y los sismos de 2017. En el caso de la refinería de Cadereyta se observó un proceso de crudo estable.

Como consecuencia de todo lo anterior, al cierre de 2018, la utilización de la capacidad de destilación primaria del SNR alcanzó casi 38%, cifra inferior a la registrada durante 2017 (47%).

### Producción de petrolíferos

Durante 2018, la producción total de derivados del petróleo promedió 620 Mbd, lo cual implica una disminución de 156 Mbd con respecto a 2017. En particular, se produjeron 198 Mbd de gasolinas, 117 Mbd de diésel, 35 Mbd de turbosina y 270 Mbd de otros petrolíferos y gas LP. Cabe destacar que la producción de gasolinas y turbosina en la refinería de Salina Cruz aumentó en 11 Mbd y 4 Mbd, respectivamente.

### Margen variable de refinación

Durante 2018, el SNR registró un margen variable de refinación de USD 0.96 por barril, que significó una reducción de USD 4.47 por barril en comparación con USD 5.43 por barril en 2017, debido principalmente a que en el último



trimestre se estrecharon los márgenes de refinación en la Costa Norteamericana del Golfo de México.

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

Derivado de la menor oferta de gas húmedo amargo, el proceso de gas en 2018 promedió 2,952 MMpcd, cifra que resultó 8.8% inferior a la observada en 2017.

Por su parte, la producción de gas seco se ubicó en 2,418 MMpcd, volumen inferior en 9.2% al registrado en 2017, en tanto que la producción de líquidos del gas promedió 240 Mbd, menor en 14.4% o 40 Mbd a la obtenida en 2017.

En 2018, el proceso de condensados promedió 27 Mbd, volumen inferior en 15.4% o 5 Mbd al registrado durante 2017, debido fundamentalmente a una menor entrega de condensados amargos del mesozoico y de condensados dulces de Burgos.

## **Producción de petroquímicos**

La producción total de petroquímicos en 2018 registró 2,695 Mt, lo cual implica una disminución de 583 Mt con respecto a lo elaborado en 2017.

La producción de aromáticos y derivados promedió 485 Mt, cantidad inferior en casi 109 Mt al promedio registrado en 2017. Este comportamiento se explica porque la planta reformadora de nafta (CCR), a partir de su arranque en febrero del 2018 ha operado de manera intermitente por falla en equipos, suministro de servicios auxiliares y falta de materia prima. Asimismo, el tren de aromáticos operó con baja carga por restricciones en la recepción de productos por problemas operativos en la refinería de Minatitlán.

La producción de azufre alcanzó 450 Mt, cifra inferior en 95 Mt al registrada en 2017. En este resultado influyó la menor producción en las refinerías, principalmente en Minatitlán, Tula y Madero por menor proceso de crudo, así como en los complejos procesadores de gas, básicamente en Cactus por un menor recibo de gas húmedo amargo y por mantenimientos correctivos en las plantas de azufre.

Por su parte la producción de metanol en el centro de trabajo Independencia fue de 148 Mt, cifra superior en 32 Mt con relación al 2017.

La producción de propileno fue de 169 Mt, cifra que disminuyó en 60 Mt respecto al 2017, debido principalmente al menor proceso de crudo en las refinerías de Minatitlán y Tula.

## **Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial**

### **Plan Nacional de Refinación**

Con la finalidad de fortalecer la producción de combustibles y atender el desempeño irregular en algunas plantas, el 9 de diciembre de 2018 se presentó el Plan Nacional de Refinación, el cual considera el Plan de Reparaciones en el SNR. En este sentido, se elaboró el diagnóstico para integrar los requerimientos puntuales de cada planta y se espera que, durante los primeros meses de 2019, se someta a autorización la obtención de los recursos presupuestarios necesarios y se defina la estrategia de contratación para la adquisición de materiales y equipos para ejecutar los trabajos.

El Plan Nacional de Refinación también incluye el proyecto de una nueva refinería en Dos Bocas, Tabasco. En el primer semestre de 2019, PEMEX elaborará los entregables requeridos para evaluar y someter a las instancias de autorización internas el caso de negocio. Posteriormente, se contratarán los estudios e ingenierías necesarias para continuar con la maduración del proyecto. En el segundo semestre iniciará la preparación de sitio y se espera iniciar con la construcción hacia finales de año.



## Seguridad Industrial 4T18

### Índice de frecuencia<sup>5</sup>

Durante el cuarto trimestre de 2018, el índice de frecuencia se ubicó en 0.23 lesiones por millón de horas hombre laboradas (MMhh). Esta cifra representa una disminución de 13.7%, con respecto a la registrada en el mismo periodo de 2017.

### Índice de gravedad<sup>6</sup>

En el periodo de octubre a diciembre de 2018, el índice de gravedad registró 24 días perdidos por MMhh, lo que implica un incremento de 4 días con respecto al nivel registrado en el mismo periodo de 2017.

## Protección Ambiental 4T18

### Emisiones de óxidos de azufre

Durante el cuarto trimestre 2018, las emisiones registradas de óxidos de azufre aumentaron 30.6% con respecto al mismo periodo de 2017, debido a que se presentó una reducción en el tiempo de operación de las plantas de recuperación de azufre en centros procesadores de gas Cactus y Poza Rica, las refinerías de Tula, Minatitlán y Salina Cruz, así como un incremento en la quema de gas en los bloques AS01 y Sur de Pemex Exploración y Producción.

### Reuso de agua

Al cierre del cuarto trimestre de 2018, el índice de reuso de agua (reuso/uso) presentó una reducción de 0.03 millones de metros cúbicos por mes respecto al mismo periodo de 2017, principalmente como consecuencia de un menor volumen de agua tratada en el SNR.

## Seguridad Industrial 2018

### Índice de frecuencia

En el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre 2018, el índice de frecuencia se ubicó en 0.25 lesiones por MMhh, lo que representa una mejora de 26% con respecto al mismo periodo del 2017.

### Índice de gravedad

En 2018, el índice de gravedad se ubicó en 15, cifra 30% menor a la registrada en el mismo periodo del 2017.

El mejor desempeño registrado en ambos indicadores es consecuencia de la continua implementación de las directrices, fuerzas de trabajo en instalaciones críticas de las empresas productivas subsidiarias, campañas y demás acciones del Sistema PEMEX de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), implementadas en todos los centros de trabajo.

<sup>5</sup> 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 tareas.

<sup>6</sup> El índice de gravedad es el total de días perdidos por MMhh de exposición al riesgo en el periodo considerado. Los días perdidos son los días de incapacidad médica por lesiones consecuencia de accidentes de trabajo, más los días de arrastre, más los días de indemnización por incapacidad parcial o total, permanente o muerte, correspondientes.



## Protección Ambiental 2018

### **Emisiones de óxidos de azufre**

En 2018, las emisiones de óxidos de azufre se redujeron en 8 Mt con respecto al mismo periodo de 2017, no obstante, el resultado se vio afectado por la reducción en el tiempo de operación de las plantas de recuperación de azufre en algunos centros procesadores de gas, así como en las refinerías de Tula, Minatitlán y Salina Cruz durante el cuarto trimestre del año, mencionado anteriormente.

### **Reuso de agua**

En el periodo comprendido de enero a diciembre de 2018, el índice del reúso de agua (reúso/uso) presentó una reducción de 18.9% respecto al mismo periodo de 2017, debido principalmente a la baja en el volumen agua tratada en el SNR.



## Estado de resultados consolidado

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de			2018	
	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>Variación</u>	<u>(USD millones)</u>	
	<u>(MXN millones)</u>				
<b>Ingresos totales por ventas y servicios</b>	<b>397,995</b>	<b>408,401</b>	<b>2.6%</b>	<b>10,406</b>	<b>20,749</b>
Ventas en México	235,225	236,765	0.7%	1,540	12,029
Ventas de exportación	159,848	169,182	5.8%	9,334	8,595
Ingresos por servicios	2,922	2,454	-16.0%	(469)	125
Costo de ventas	421,261	289,282	-31.3%	(131,979)	14,697
<b>Rendimiento (pérdida) bruto</b>	<b>(23,266)</b>	<b>119,118</b>	<b>612.0%</b>	<b>142,385</b>	<b>6,052</b>
Otros ingresos (gastos) - Neto	(9,838)	6,372	-164.8%	16,210	324
Gastos de distribución, transportación y venta	5,312	6,505	22.5%	1,194	331
Gastos de administración	30,711	32,875	7.0%	2,164	1,670
<b>Rendimiento (pérdida) de operación</b>	<b>(69,127)</b>	<b>86,110</b>	<b>224.6%</b>	<b>155,237</b>	<b>4,375</b>
Costo financiero	(40,674)	(36,683)	9.8%	3,991	(1,864)
Ingreso financiero	4,412	12,414	181.4%	8,002	631
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	356	(7,473)	-2198.1%	(7,829)	(380)
Pérdida (rendimiento) en cambios - Neta	(151,052)	(73,561)	51.3%	77,491	(3,737)
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	248	(710)	-386.0%	(959)	(36)
<b>Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros</b>	<b>(255,837)</b>	<b>(19,903)</b>	<b>92.2%</b>	<b>235,934</b>	<b>(1,011)</b>
<b>Total de derechos, impuestos y otros</b>	<b>43,922</b>	<b>137,427</b>	<b>212.9%</b>	<b>93,505</b>	<b>6,982</b>
Derechos por la utilidad compartida	53,926	136,518	153.2%	82,592	6,936
Impuesto sobre la renta y otros	(10,004)	909	109.1%	10,913	46
<b>Rendimiento (pérdida) neta del ejercicio</b>	<b>(299,759)</b>	<b>(157,330)</b>	<b>47.5%</b>	<b>142,429</b>	<b>(7,993)</b>
<b>Otros resultados integrales</b>	<b>20,911</b>	<b>229,488</b>	<b>997.4%</b>	<b>208,577</b>	<b>11,659</b>
Inversiones en activos disponibles para su ven	2,806	(0)		(2,806)	(0)
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficio	12,499	224,726		212,227	11,417
Efecto por conversión	5,606	4,305	23.2%	(1,301)	219
Impuestos diferidos	-	457		457	23
<b>(Pérdida) utilidad integral total del periodo</b>	<b>(278,847)</b>	<b>72,158</b>	<b>125.9%</b>	<b>351,005</b>	<b>3,666</b>



## Estado de resultados consolidado

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de				2018 (USD millones)
	2017 (MXN millones)	2018	Variación		
<b>Ingresos totales por ventas y servicios</b>	<b>1,397,030</b>	<b>1,681,119</b>	<b>20.3%</b>	<b>284,089</b>	<b>85,410</b>
Ventas en México	877,360	980,560	11.8%	103,200	49,818
Ventas de exportación	508,539	691,887	36.1%	183,348	35,152
Ingresos por servicios	11,131	8,673	-22.1%	(2,458)	441
Costo de ventas	1,155,649	1,178,093	1.9%	22,443	59,854
<b>Rendimiento (pérdida) bruto</b>	<b>241,380</b>	<b>503,027</b>	<b>108.4%</b>	<b>261,646</b>	<b>25,557</b>
Otros ingresos (gastos) - Neto	5,174	23,053	345.5%	17,878	1,171
Gastos de distribución, transportación y venta	21,890	24,357	11.3%	2,468	1,237
Gastos de administración	119,939	134,321	12.0%	14,382	6,824
<b>Rendimiento (pérdida) de operación</b>	<b>104,725</b>	<b>367,400</b>	<b>250.8%</b>	<b>262,675</b>	<b>18,666</b>
Costo financiero	(117,645)	(120,727)	-2.6%	(3,082)	(6,134)
Ingreso financiero	16,166	31,557	95.2%	15,391	1,603
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	25,338	(22,259)	187.8%	(47,597)	(1,131)
Pérdida (rendimiento) en cambios - Neta	23,184	23,659	2.1%	475	1,202
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	360	1,527	323.7%	1,167	78
<b>Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros</b>	<b>52,129</b>	<b>281,158</b>	<b>439.3%</b>	<b>229,029</b>	<b>14,284</b>
<b>Total de derechos, impuestos y otros</b>	<b>332,980</b>	<b>461,578</b>	<b>38.6%</b>	<b>128,598</b>	<b>23,451</b>
Derechos por la utilidad compartida	338,044	469,934	39.0%	131,889	23,875
Impuesto sobre la renta y otros	(5,064)	(8,355)	65.0%	(3,291)	(424)
<b>Rendimiento (pérdida) neta del ejercicio</b>	<b>(280,851)</b>	<b>(180,420)</b>	<b>35.8%</b>	<b>100,431</b>	<b>(9,166)</b>
<b>Otros resultados integrales</b>	<b>11,506</b>	<b>223,392</b>	<b>1841.5%</b>	<b>211,885</b>	<b>11,350</b>
Inversiones en activos disponibles para su ven	5,564	0		(5,564)	0
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficio	12,499	222,546		210,047	11,307
Efecto por conversión	(6,557)	846	-112.9%	7,403	43
Impuestos diferidos	-	-		-	-
<b>(Pérdida) utilidad integral total del periodo</b>	<b>(269,344)</b>	<b>42,972</b>	<b>116.0%</b>	<b>312,316</b>	<b>2,183</b>



## Balance general consolidado

	Al 31 de Diciembre de <u>2017</u>	Al 31 de Diciembre de <u>2018</u>		<u>Variación</u>	<u>2018</u>
	(MXN millones)				(USD millones)
<b>Total activo</b>	<b>2,132,003</b>	<b>2,075,197</b>	<b>-2.7%</b>	<b>(56,805)</b>	<b>105,431</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>363,527</b>	<b>393,110</b>	<b>8.1%</b>	<b>29,583</b>	<b>19,972</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	97,852	81,912	-16.3%	(15,939)	4,162
Cuentas por cobrar - Neto	170,646	205,294	20.3%	34,648	10,430
Inventarios	63,859	82,023	28.4%	18,164	4,167
Instrumentos de patrimonio	1,057	1,499	41.8%	442	76
Instrumentos financieros derivados	30,113	22,382	-25.7%	(7,731)	1,137
<b>Inversiones permanentes en acciones de cias. Asociadas y otras</b>	<b>16,707</b>	<b>16,842</b>	<b>0.8%</b>	<b>134</b>	<b>856</b>
<b>Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo - Neto</b>	<b>1,436,509</b>	<b>1,402,486</b>	<b>-2.4%</b>	<b>(34,023)</b>	<b>71,254</b>
<b>Impuestos diferidos</b>	<b>146,192</b>	<b>122,785</b>		<b>(23,408)</b>	<b>6,238</b>
<b>Otros activos</b>	<b>169,067</b>	<b>139,975</b>		<b>(29,092)</b>	<b>7,112</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>3,634,355</b>	<b>3,534,603</b>	<b>-2.7%</b>	<b>(99,752)</b>	<b>179,577</b>
<b>Pasivo a corto plazo</b>	<b>389,128</b>	<b>447,776</b>	<b>15.1%</b>	<b>58,649</b>	<b>22,750</b>
Deuda financiera de corto plazo	157,209	191,796	22.0%	34,586	9,744
Proveedores	139,955	149,843	7.1%	9,887	7,613
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,212	24,918	7.3%	1,706	1,266
Instrumentos financieros derivados	17,746	15,895	-10.4%	(1,851)	808
Impuestos y derechos por pagar	51,005	65,325	28.1%	14,320	3,319
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>3,245,227</b>	<b>3,086,826</b>	<b>-4.9%</b>	<b>(158,401)</b>	<b>156,828</b>
Deuda financiera de largo plazo	1,880,666	1,890,490	0.5%	9,825	96,047
Reserva de beneficios a los empleados	1,258,436	1,080,542	-14.1%	(177,894)	54,898
Provisión para créditos diversos	87,677	101,753	16.1%	14,076	5,170
Otros pasivos	14,194	9,528	-32.9%	(4,666)	484
Impuestos diferidos	4,254	4,512	6.1%	258	229
<b>Total patrimonio</b>	<b>(1,502,352)</b>	<b>(1,459,405)</b>	<b>-2.9%</b>	<b>42,947</b>	<b>(74,146)</b>
<b>Controladora</b>	<b>(1,503,317)</b>	<b>(1,459,883)</b>	<b>-2.9%</b>	<b>43,435</b>	<b>(74,170)</b>
Certificados de aportación "A"	356,544	356,544	0.0%	-	18,114
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,222
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	51
Resultados acumulados integrales	(151,887)	71,947	147.4%	223,834	3,655
Déficit acumulado:	(1,752,707)	(1,933,107)	10.3%	(180,399)	(98,212)
Déficit de ejercicios anteriores	(1,471,863)	(1,752,732)	-19.1%	(280,870)	(89,048)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(280,845)	(180,374)	35.8%	100,471	(9,164)
<b>Participación no controladora</b>	<b>965</b>	<b>477</b>	<b>-50.6%</b>	<b>(488)</b>	<b>24</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>2,132,003</b>	<b>2,075,197</b>	<b>-2.7%</b>	<b>(56,805)</b>	<b>105,431</b>



## Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		Variación	2018	
	2017	2018		(USD millones)	
	(MXN millones)				
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad (pérdida) neta	(280,851)	(180,420)	-35.8%	100,431	(9,166)
Costo Neto del Periodo	108,073	114,622	6.1%	6,549	5,823
Impuestos diferidos	(46,549)	14,966	-132.2%	61,514	760
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>	342,028	156,959	-54.1%	(185,069)	7,974
Depreciación y amortización	156,705	153,382	-2.1%	(3,322)	7,793
Amortización de intangibles	312	2,541	713.8%	2,229	129
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	151,445	(21,419)	-114.1%	(172,864)	(1,088)
Pozos no exitosos	6,165	15,443	150.5%	9,278	785
Gastos de Exploración	(1,448)	(2,171)	50.0%	(723)	(110)
Pérdida de propiedades maquinaria y equipo	17,064	16,885	-1.0%	(178)	858
Bajas de activos financieros disponibles para la venta	2,808	-		(2,808)	-
Disminución en activos financieros disponibles para la venta	1,360	-		(1,360)	-
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	3,524	-		(3,524)	-
Pérdida (utilidad) por venta de compañías	(3,139)	778	-124.8%	3,917	40
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(360)	(1,527)	323.7%	(1,167)	(78)
Dividendos	(181)	-		181	-
Actualización valor presente provisión taponamiento	7,774	(6,953)	-189.4%	(14,727)	(353)
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>	91,855	69,606	-24.2%	(22,250)	3,536
Intereses a cargo	117,645	120,727	2.6%	3,082	6,134
Intereses a favor	(9,104)	(31,359)	244.5%	(22,255)	(1,593)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(16,685)	(19,762)	18.4%	(3,077)	(1,004)
<b>Subtotal</b>	<b>214,557</b>	<b>175,732</b>	<b>-18.1%</b>	<b>(38,825)</b>	<b>8,928</b>
<b>Fondos utilizados en actividades de operación</b>	<b>(154,900)</b>	<b>(88,794)</b>	<b>-42.7%</b>	<b>66,106</b>	<b>(4,511)</b>
Impuestos y derechos a la utilidad	375,259	446,612	19.0%	71,354	22,690
Impuestos pagados	(372,241)	(443,785)	19.2%	(71,545)	(22,547)
Instrumentos financieros con fines de negociación	(38,378)	5,880	-115.3%	44,258	299
Cuentas por cobrar a clientes	(27,124)	(34,673)	27.8%	(7,549)	(1,762)
Inventarios	(17,967)	(18,164)	1.1%	(197)	(923)
Otros activos	(1,973)	(531)	-73.1%	1,442	(27)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4,545	1,706	-62.5%	(2,839)	87
Proveedores	(11,694)	9,887	-184.5%	21,581	502
Reserva para créditos diversos	(7,267)	(5,950)	-18.1%	1,316	(302)
Reserva para beneficios a los empleados	(58,008)	(69,970)	20.6%	(11,962)	(3,555)
Otros impuestos y derechos	(53)	20,193	-38472.2%	20,246	1,026
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>59,657</b>	<b>86,938</b>	<b>45.7%</b>	<b>27,281</b>	<b>4,417</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(91,860)	(94,004)	2.3%	(2,144)	(4,776)
Documento recibido del Gobierno Federal	1,512	2,353	55.6%	841	120
Intereses cobrados por el documento recibido del Gob. Feder	50	198	296.1%	148	10
Otros documentos por cobrar	7,656	57,472	650.7%	49,816	2,920
Activos intangibles	(5,478)	(14,855)	171.1%	(9,376)	(755)
Recursos provenientes de la venta de activos financieros disponibles	8,027	-		(8,027)	-
Recursos provenientes de la venta de compañías	3,142	4,078	100.0%	4,078	207
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(76,951)</b>	<b>(44,756)</b>	<b>-41.8%</b>	<b>32,194</b>	<b>(2,274)</b>
<b>Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>(17,293)</b>	<b>42,182</b>	<b>-343.9%</b>	<b>59,475</b>	<b>2,143</b>
<b>Actividad de financiamiento</b>					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	704,715	899,769	27.7%	195,054	45,713
Pagos de principal de préstamos	(642,060)	(841,033)	31.0%	(198,974)	(42,729)
Intereses pagados	(108,910)	(115,289)	5.9%	(6,379)	(5,857)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>(46,255)</b>	<b>(56,554)</b>	<b>22.3%</b>	<b>(10,299)</b>	<b>(2,873)</b>
<b>Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(63,548)</b>	<b>(14,372)</b>	<b>77.4%</b>	<b>49,176</b>	<b>(730)</b>
<b>Efectos por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>(2,133)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>-26.5%</b>	<b>565</b>	<b>(80)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo</b>	<b>163,533</b>	<b>97,852</b>	<b>-40.2%</b>	<b>(65,681)</b>	<b>4,971</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>97,852</b>	<b>81,912</b>	<b>-16.3%</b>	<b>(15,939)</b>	<b>4,162</b>





**Alberto Velázquez**  
Director Corporativo de Finanzas

**Ulises Hernández**  
Director de Recursos, Reservas y Asociaciones  
de Exploración y Producción

**Jonathan Cerda**  
SPA Subdirector de Análisis Estratégico  
de PemexTransformación Industrial

darán los resultados financieros y operativos de PEMEX al 31 de diciembre de 2018

**Miércoles 27 de febrero de 2019**  
**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: 47970832.

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

La repetición de la conferencia telefónica y web estará disponible a partir del 27 de febrero de 2019 a las 2:00 p.m. (hora Cd. de México) a través de esta [liga](#) y hasta el 26 de abril de 2019. Asimismo, a partir del 8 de marzo de 2019, también estará disponible en [Reportes de resultados no dictaminados 2018](#).

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 December 31, 2018](#).

[Relación con Inversionistas](#)  
[ri@pemex.com](mailto: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.





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) 9126 2940, o mandar un correo a [ri@pemex.com](mailto:ri@pemex.com)

Síganos en:  @Pemex y @PemexGlobal

*Vanessa Ramírez*  
[vanessa.julia.ramirez@pemex.com](mailto:vanessa.julia.ramirez@pemex.com)

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

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

*José González*  
[jose.manuel.gonzalez@pemex.com](mailto:jose.manuel.gonzalez@pemex.com)

*Guillermo Bitar*  
[guillermo.karim.bitar@pemex.com](mailto:guillermo.karim.bitar@pemex.com)

*Alejandro López*  
[alejandro.lopezm@pemex.com](mailto:alejandro.lopezm@pemex.com)

#### Variaciones

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

#### Redondeo

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

#### Información financiera

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

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

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

#### Metodología

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

#### Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio de cierre prevaleciente para el periodo en cuestión, a menos de que se indique lo contrario. Derivado de la volatilidad de los mercados, la diferencia entre el tipo de cambio promedio, el tipo de cambio al cierre, el tipo de cambio spot o cualquier otro tipo de cambio podría ser material. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado. Es importante mencionar que, tanto nuestros estados financieros consolidados como nuestros registros contables, se encuentran en pesos. Al 31 de diciembre de 2018, el tipo de cambio utilizado es de MXN 19.6829 = USD 1.00.

#### Régimen fiscal

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

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

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

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

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

#### Reservas de hidrocarburos

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

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

#### Proyecciones a futuro

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

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

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

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

Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y PEMEX no tiene obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente del Reporte Anual registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. ([www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx)) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.