

PEMEX¹ presenta sus resultados al segundo trimestre de 2019

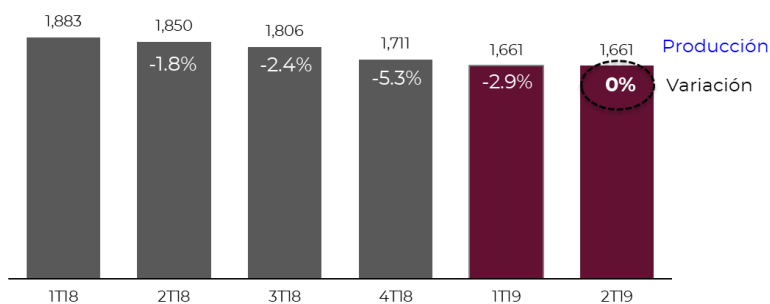
Ciudad de México a 26 de julio de 2019

Aspectos destacados

Se logra el primer paso de la estrategia del Plan de Negocios 2019-2023: estabilizar la producción de petróleo. En promedio, la producción de hidrocarburos líquidos en el segundo trimestre de 2019 fue de 1,661 Mbd, el mismo nivel que se registró en el primer trimestre del año.

Tras 14 años consecutivos de caídas en la producción, en el mes de junio se registra un crecimiento de 48.3 Mbd respecto de la producción promedio en enero.

Producción de hidrocarburos líquidos¹, 2018-2019
(miles de barriles diarios promedio de cada trimestre)



¹ Considera producción de petróleo crudo y condensados de Pemex.

Se registra un avance significativo en la ejecución de los 20 nuevos desarrollos petroleros. Los primeros pozos comenzarán a producir en el verano de 2019, con incorporaciones mayores hacia el final de este mismo año.

Se incrementa el proceso de crudo en las refinerías. Para el segundo trimestre, el nivel promedio de proceso de crudo fue 595 Mbd, lo que presenta un incremento de 35 Mbd respecto del trimestre anterior, es decir un crecimiento de 6.3% y de 90 Mbd respecto del último trimestre del año pasado.

Información financiera seleccionada

(MXN millones)

	Segundo trimestre		
	2018	2019	Var %
Ventas totales	436,174	376,648	-14%
Ventas en México	254,251	217,573	-14%
Ventas de exportación	179,670	156,250	-13%
Costo de ventas	280,882	286,519	2%
Gastos generales	(35,425)	(37,343)	5%
Rendimiento (pérdida) de operación	119,868	52,787	-56%
Rendimiento (pérdida) neta	(163,173)	(52,790)	-68%
EBITDA	149,953	109,987	-27%

¹ PEMEX se refiere a Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, sus Empresas Filiales, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias. Nota: Del 1 de abril al 30 de junio de 2019. 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 26 de julio de 2019. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.pemex.com/ri.



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



Producción de crudo
1,661 Mbd



Producción de gas natural
3,634 MMpcd



Proceso de crudo
595 Mbd



EBITDA
MXN 110.0 mil millones

Calificación Crediticia de Largo Plazo en Moneda Extranjera

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



Ingresos

Durante el 2T19, las ventas totales disminuyeron 13.6% en comparación con el 2T18, debido principalmente a una baja de 14.4% en las ventas nacionales y de 13.0 % en las ventas externas. Las variables más importantes que explican esta situación son la caída del precio de la mezcla mexicana de exportación; menores precios de referencia de gasolinas y diésel; y la disminución en volúmenes de ventas nacionales y de exportación.

Costo de ventas

En el 2T19, el costo de ventas bajó 7.3%, principalmente como resultado de una disminución de MXN 22.0 mil millones en compra de productos para reventa, y una disminución de MXN 8.3 mil millones en pérdidas no operativas. Considerando el deterioro, el costo de ventas incrementó 2.0% comparado con el 2T18, debido principalmente a un deterioro de activos por MXN 4.4 mil millones, comparado con una reversa del deterioro de MXN 23.3 mil millones en el 2T18.

Impuestos y derechos

En el 2T19 el total de impuestos y derechos disminuyó 11.3% comparado con el 2T18, debido principalmente a la baja en la producción y precio de los hidrocarburos. El monto generado por concepto del Derecho por la Utilidad Compartida disminuyó 9.8% comparado con el 2T18.

Resultado neto

Se reduce la pérdida neta del 2T19 en 67.6% con relación a la pérdida registrada en el mismo trimestre del 2018. La pérdida neta del 2T19 se ubicó en MXN 52.8 mil millones, mientras que para el 2T18 fue de MXN 163.2 mil millones.

Deuda financiera

La deuda financiera total disminuyó 3.9% comparada con el cierre de 2018, debido principalmente a una apreciación en el tipo de cambio del peso frente al dólar estadounidense y por la reclasificación de los arrendamientos financieros a un rubro separado en el balance, por la adopción de la NIIF-16.

Al 30 de junio de 2019, el tipo de cambio se ubicó en MXN 19.1685 por USD 1.00, por lo que la deuda financiera registrada es MXN 2,000.9 mil millones, o USD 104.4 mil millones.

Recursos financieros

PEMEX cuenta con líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez hasta por un total de USD 7,450 millones y MXN 29,000 millones.

Al 30 de junio de 2019, se encontraban disponibles USD 2,610 millones y MXN 15,000 millones.

EBITDA

Partiendo del rendimiento de operación, se suma 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 2T19 se ubicó en MXN 110.0 mil millones.

Actividades de inversión presupuestal

Al 30 de junio de 2019 se ejercieron MXN 105.9 mil millones (USD 5.5 mil millones¹) en actividades de inversión.

¹ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio al 30 de junio de 2019 de MXN 19.1724 = USD 1.00.



Producción de hidrocarburos

Durante el 2T19, la producción total de hidrocarburos de PEMEX (sin socios) promedió 2,372 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios (Mbpced); la producción total de crudo y condensados alcanzó 1,661 miles de barriles diarios (Mbd). Esta última cifra representa una disminución de 189 Mbd con respecto al mismo trimestre de 2018. Esta disminución se explica principalmente por el avance del contacto agua-aceite en Xanab; por la declinación natural de algunos campos maduros y por el incremento del flujo fraccional de agua en algunos yacimientos en aguas someras. Cabe destacar que el campo Ayatsil pasó de 39 Mbd a 71 Mbd, comparado con el 2T18.

La producción de gas natural de PEMEX (sin incluir nitrógeno) registró 3,634 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); esto es una reducción de 6.0% o 230 MMpcd respecto al 2T18.

Proceso de crudo

El proceso de crudo registró 595 Mbd, lo que implica un volumen inferior en 110 Mbd respecto al registrado en el 2T18. Sin embargo, al compararse con el trimestre anterior, representa un ligero incremento de 36 Mbd. En consecuencia, la capacidad de destilación primaria registró 36.3%.

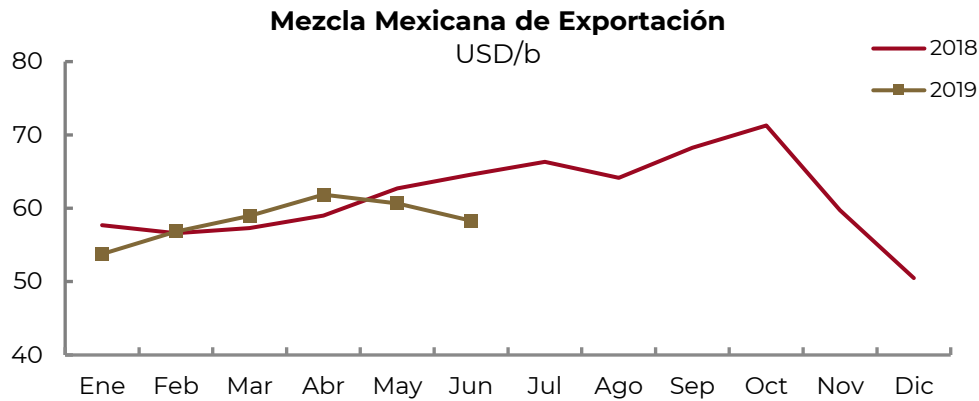
Producción de Hidrocarburos	2T18	2T19	Variación
Producción total (Mbpced)	2,545	2,372	-6.8%
Crudo y condensados (Mbd)	1,850	1,661	-10.2%
Gas natural (MMpcd)	3,864	3,634	-6.0%

Transformación Industrial	2T18	2T19	Variación
Gas seco de plantas (MMpcd)	2,451	2,218	-9.5%
Líquidos del gas natural (Mbd)	250	223	-11.0%
Petrolíferos (Mbd)	740	629	-15.1%
Petroquímicos (Mt)	750	642	14.4%
Margen variable de refinación (USD/b)	5.44	-0.64	USD -6.09 /b



Mezcla Mexicana de Exportación

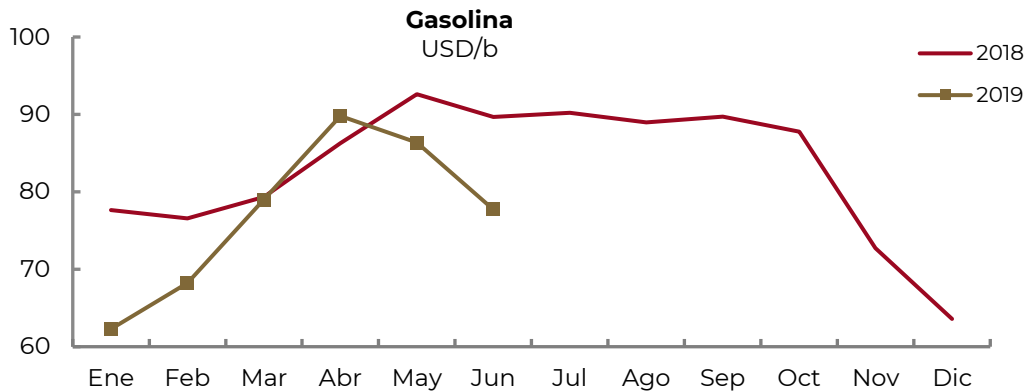
Durante el primer semestre de 2019, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de USD 58.5 por barril, valor 1.9% inferior al del mismo semestre del año anterior, debido a que el ritmo de crecimiento de la demanda internacional de petróleo ha disminuido por señales económicas mundiales cada vez más débiles, combinado con un crecimiento fuerte de la oferta en los Estados Unidos. Estos factores a la baja prevalecieron sobre las señales al alza por la disminución de la oferta en Venezuela e Irán, la extensión del acuerdo de la OPEP+ y los conflictos geopolíticos en Medio Oriente. En particular, el 2T19 presentó una disminución de 2.7%, es decir USD 1.8 por barril respecto al 2T18.



*Fuente: PEMEX, Indicadores Petroleros (www.pemex.com).

Gasolina

El precio promedio de referencia de las gasolinas en el primer semestre de 2019 fue inferior en 7.7% al observado en el mismo periodo del año anterior, debido a la baja en los precios del crudo y a que los márgenes de refinación se han reducido, toda vez que la demanda de gasolina en Estados Unidos durante la temporada de verano ha sido inferior a la esperada. En el 2T19 se observaron precios 5.5% menores a los observados durante el mismo trimestre del 2018.

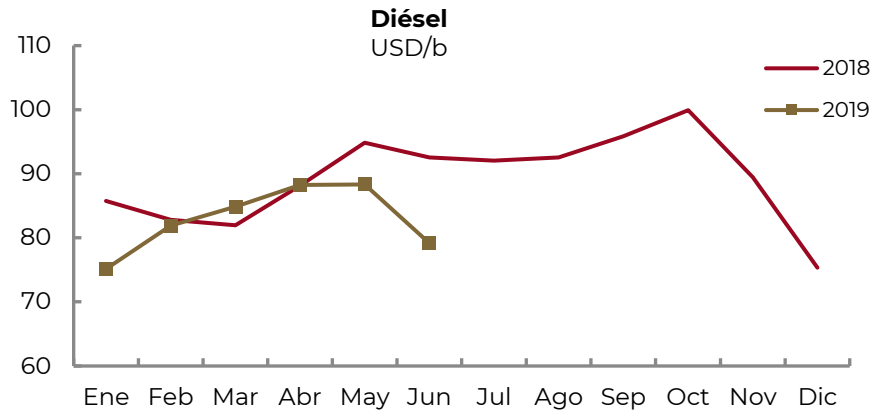


*Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos (www.eia.gov).



Diésel

De enero a junio de 2019, el precio promedio de referencia del diésel fue 5.4% inferior al observado en el mismo periodo del año anterior, debido a una disminución en la demanda de diésel agrícola por efecto de las inundaciones que afectaron a los Estados Unidos en el segundo bimestre del año. Asimismo, el crecimiento de la demanda de diésel ha disminuido en la medida en que lo han hecho las tasas de crecimiento de la economía. Para el 2T19, el precio de referencia del diésel fue inferior en 7.2% con respecto al mismo trimestre de 2018.



*Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos (www.eia.gov).



PEMEX desarrollará 20 campos nuevos durante 2019

Para impulsar la plataforma de producción de hidrocarburos, Pemex Exploración y Producción ha iniciado el desarrollo de 20 campos nuevos.

Para estos nuevos desarrollos, se ha concluido la totalidad de la contratación de infraestructura marina y terrestre, así como la optimización de las instalaciones ya existentes.

Se espera la primera producción de la plataforma Xikin-A durante el verano, y en los meses de noviembre y diciembre se espera que inicie producción Esah, seguido del resto de los nuevos campos.

PEMEX fortalece su posición financiera

El 28 de junio, Petróleos Mexicanos firmó el acuerdo final para el refinanciamiento de su deuda bancaria por un monto total de USD 8 mil millones, convirtiendo esta transacción en la más grande operación bancaria en la trayectoria de la compañía.

La renovación de estos créditos bancarios es parte fundamental de la estrategia financiera de PEMEX, ya que garantiza la liquidez y fortalece la posición financiera de la empresa. De igual forma, le permite a PEMEX continuar con el manejo prudente de sus finanzas, cumpliendo con su compromiso de no incrementar la deuda.

Este acuerdo no constituye deuda nueva para PEMEX, toda vez que permite el refinanciamiento de un crédito bancario hasta por un monto de USD 2.5 mil millones y la renovación de dos líneas de crédito revolvente hasta por un monto total de USD 5.5 mil millones.

La transacción contó con el respaldo de 23 instituciones bancarias nacionales e internacionales, como: J.P. Morgan, Mizuho, HSBC, BBVA, BNP Paribas, MUFG Bank, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Bank of America, Bank of China, Banco Santander, Natixis, Barclays, Scotiabank, Société Générale, Credit Agricole, Citibank, ICBC, Goldman Sachs, Morgan Stanley, Banorte, ING, Banco de Crédito e Inversiones y DZ Bank.

La tasa de interés de la operación se cerró a un nivel de Libor + 235 puntos base, lo que al cierre de la operación, es equivalente a una tasa fija de 4.15%. Este nivel representa condiciones más favorables que aquellas con las que PEMEX podría financiarse en el mercado de capitales al mismo plazo.

Plan de Negocios de PEMEX 2019-2023

Recientemente se presentó el Plan de Negocios de PEMEX el cual sienta las bases para modernizar a la empresa, hacerla más competitiva y garantizar su viabilidad financiera a largo plazo.

El plan establece las medidas para enfrentar los principales problemas estructurales de la empresa: la elevada carga impositiva, su deuda y la baja inversión.

PEMEX prevé lograr su equilibrio presupuestario en el año 2021 e incrementar la producción a niveles promedio de 2,697 miles de barriles diarios en el 2023.

Asimismo, se establece el apoyo del Gobierno Federal a PEMEX, mediante una reducción de su carga fiscal, de tal forma que tenga recursos para invertir en nuevos proyectos que permitan elevar la producción de petróleo.

El plan prevé una recuperación gradual del proceso de crudo a partir de los mayores montos de inversión que se destinan para la rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación.

Se contempla que la inversión pública se complemente con inversión privada, a través de contratos de servicios de largo plazo para la producción de petróleo (CSIEEs).



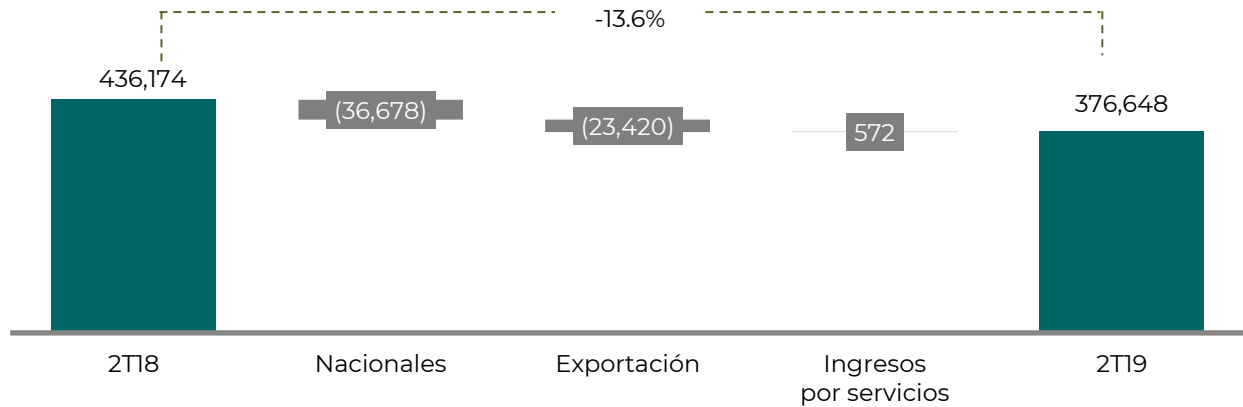
Estado de resultados del 1 de abril al 30 de junio de 2019

Ventas totales

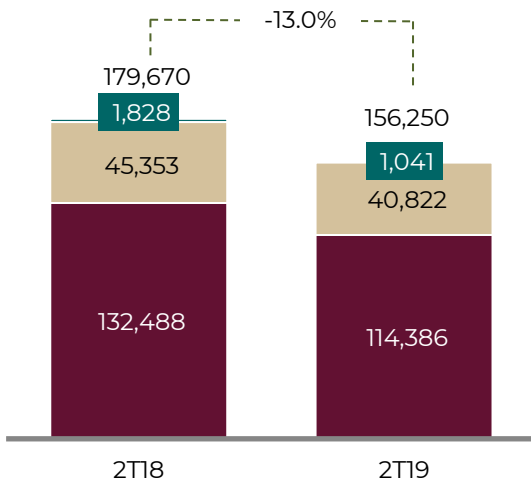
Los ingresos totales por ventas y servicios disminuyeron 13.6%, en comparación con los registrados en el 2T18. Esto se debió principalmente a:

- una disminución de 14.4% en las ventas nacionales, explicada principalmente por: (i) una baja en los precios de las gasolinas y diésel; y (ii) una disminución en los volúmenes de venta de estos combustibles debido a la pérdida de mercado dada la entrada de nuevos competidores; y
- una disminución de 13.0% en las ventas de exportación, dada la disminución de 10.3% en el volumen comercializado, aunado a la baja de USD 1.8 por barril en el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo. El precio pasó de un promedio de USD 62.1 por barril en el 2T18, a USD 60.3 por barril en el 2T19.

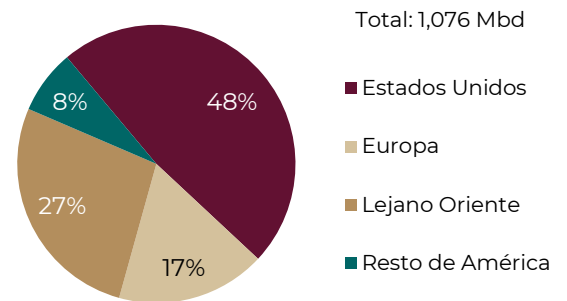
Evolución de las ventas (MXN millones)



Exportaciones (MXN millones)

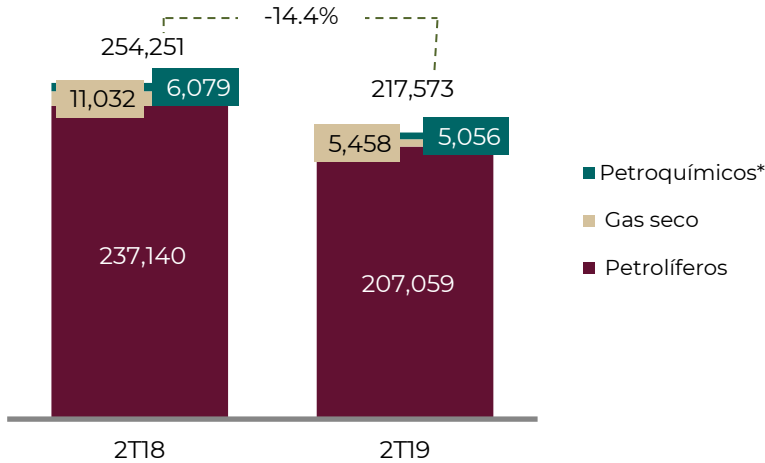


Exportaciones de crudo por destino geográfico



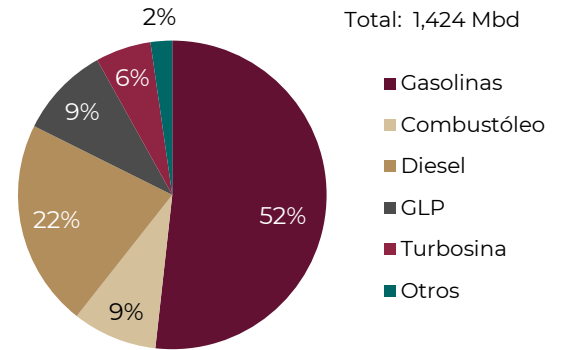


Ventas en México (MXN millones)



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

Ventas de petrolíferos en México



Costo de ventas y rendimiento de operación

El costo de ventas disminuyó 7.3%, principalmente como resultado de los avances en la implementación de la estrategia contra el robo de combustibles, y por la estabilización del proceso de crudo en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación.

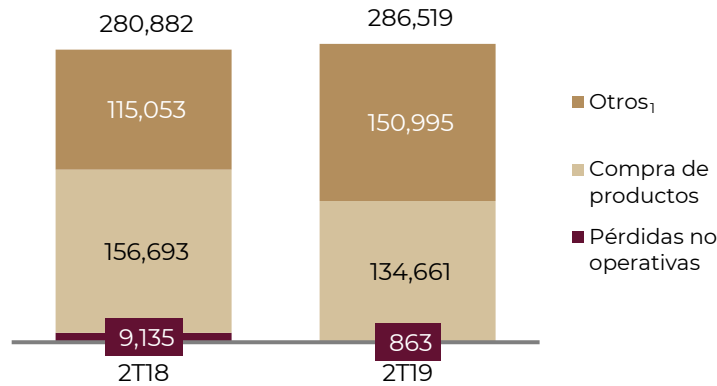
Las “pérdidas no operativas” que reflejan el robo de combustibles y su comercialización, muestran una mejora de 90.6% en comparación con el 2T18. Considerando el deterioro, el costo de ventas se incrementó 2.0% en comparación con el 2T18, debido principalmente a un deterioro de activos fijos por MXN 4.4 mil millones, comparado con una reversa del deterioro por MXN 23.3 mil millones en el 2T18.

Adicionalmente, las compras de productos para reventa disminuyeron 14.1% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Esta cifra está impactada positivamente por la mejora en la producción de refinados de PEMEX.

Como consecuencia de lo anterior, el rendimiento bruto se ubicó en MXN 90.1 mil millones. Los gastos generales (administración, distribución, transportación, ventas y otros ingresos/gastos) se incrementaron en 5.4%, principalmente por el reconocimiento de MXN 1.6 mil millones en otros ingresos/gastos, relacionados con la baja de activos fijos. Así, el resultado de operación se ubicó en un rendimiento de MXN 52.8 mil millones.

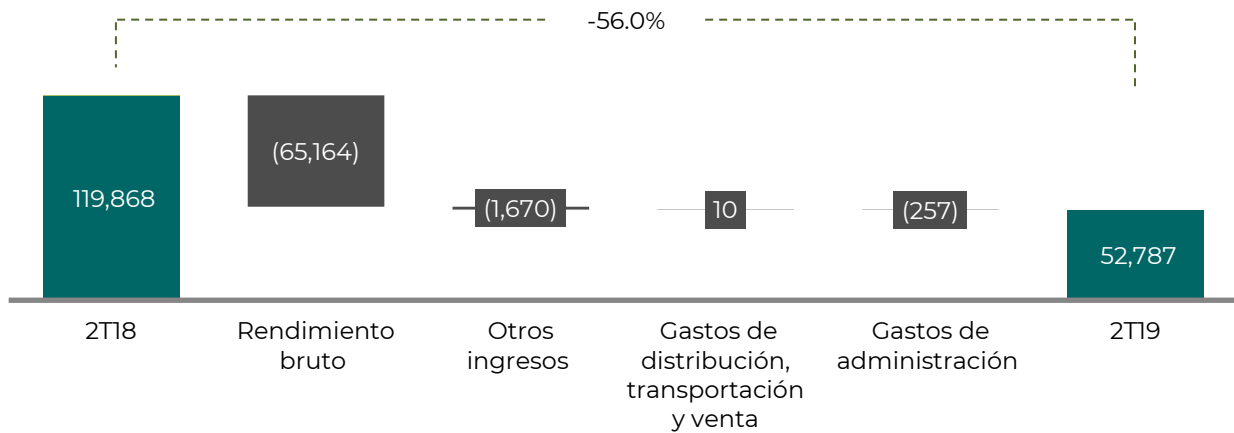


Costo de ventas (MXN millones)



¹ Incluye Depreciación y amortización, Efecto neto por la consolidación de Cías. Subsidiarias, Gastos de operación, Impuestos y derechos a la extracción, Conservación y mantenimiento, Costo neto del periodo de beneficios a empleados, Gastos de exploración y Variación de inventarios

Evolución del rendimiento de operación (MXN millones)

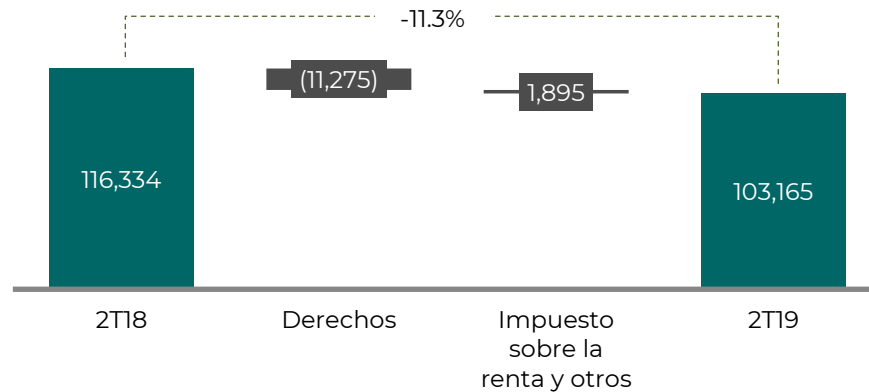


Impuestos y derechos

Durante el 2T19, el total de impuestos y derechos registrados ascendió a MXN 103.2 mil millones, mostrando una disminución de 11.3% comparado con el 2T18. Esta disminución se originó principalmente por el efecto de menores precios de crudo y menor producción de hidrocarburos. Por su parte, el Derecho por la Utilidad Compartida, el derecho más importante que paga la empresa en términos de monto, disminuyó 9.8 por ciento.



Evolución de los impuestos y derechos (MXN millones)



Evolución del resultado neto

Durante el 2T19, PEMEX registró una pérdida neta de MXN 52.8 mil millones, comparado con una pérdida neta de MXN 163.2 mil millones en el 2T18.

Entre los factores negativos que determinaron este resultado en el 2T19 están los menores precios de la mezcla mexicana de exportación y las referencias de las gasolinas y diésel; y los menores volúmenes de exportación de petróleo como consecuencia del descenso de la producción. Esto resultó en una disminución en ventas totales de MXN 59.5 mil millones.

Entre los factores positivos que compensaron parcialmente la pérdida se encuentran las menores pérdidas operativas (robo de combustible), que implicaron una reducción de 90.6% en el 2T19 respecto al mismo trimestre de 2018. Esto representó un efecto positivo sobre las finanzas de la empresa por MXN 8.3 mil millones.

Asimismo, la reducción de las importaciones de gasolinas y diésel en el segundo trimestre del año, como consecuencia de una mayor producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación, motivó que la compra de productos para reventa registrara una reducción de 14.1%, es decir, MXN 22.0 mil millones con relación al mismo trimestre del año previo.

También se registró un beneficio por utilidad cambiaria de MXN 22.4 mil millones en el 2T19, comparado con una pérdida cambiaria de MXN 118.3 mil millones en el 2T18. Esta utilidad se originó dada la apreciación del peso mexicano frente al dólar estadounidense en el periodo. El tipo de cambio pasó de MXN 19.3793 por USD 1.00 al 31 de marzo de 2019, a MXN 19.1685 por USD 1.00 al cierre del 2T19, lo que representa una variación de 1.1%. Ésta es considerada una partida "virtual" y en su mayoría no representa salidas de flujo.

Durante el 2T19, el total de impuestos y derechos registrados ascendió a MXN 103.2 mil millones, mostrando una disminución de 11.3% comparado con el 2T18. Este resultado se originó principalmente por el efecto de menor precio y menor producción de hidrocarburos. Por su parte, el Derecho por la Utilidad Compartida, el derecho más importante que paga la empresa en términos de monto, disminuyó 9.8 por ciento.

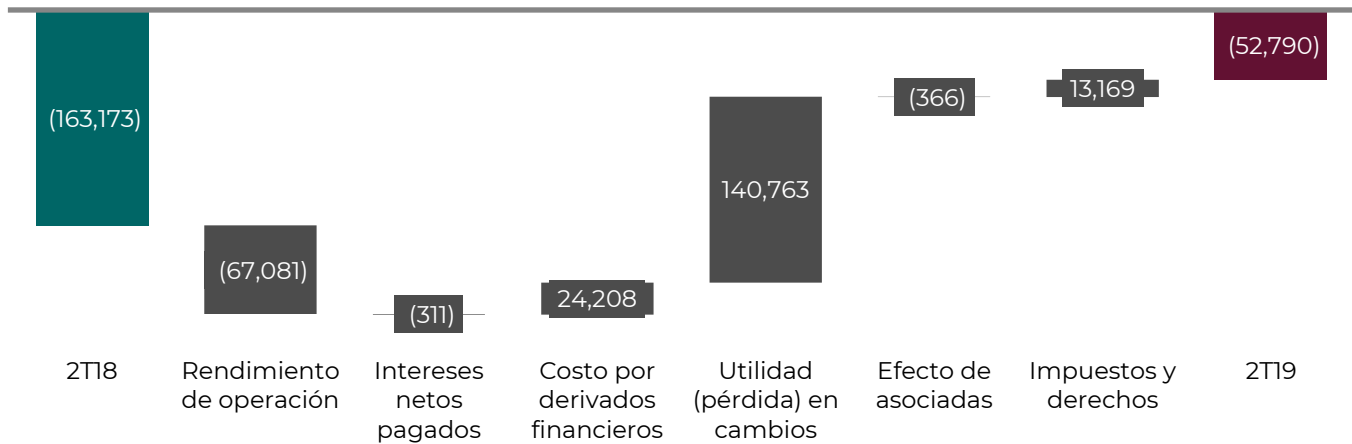
Finalmente, se obtuvo un rendimiento por instrumentos financieros derivados de MXN 3.2 mil millones en el 2T19, como resultado principalmente de utilidades no realizadas de las coberturas contratadas,



dada la depreciación del dólar contra otras monedas y a los beneficios por derivados implícitos en las operaciones de venta de crudo, comparado con una pérdida no realizada de MXN 21.0 mil millones en el 2T18 como resultado principalmente de las operaciones de cobertura de moneda, dada la apreciación del dólar contra otras monedas.

Es preciso comentar que la empresa está haciendo un esfuerzo en materia de control y disciplina en su gasto, por ejemplo, por concepto de servicios personales se registra una disminución de 11.5% en el monto erogado, lo que representó un ahorro de poco más de MXN 3.0 mil millones en el 2T19.

Evolución del rendimiento (pérdida) neta (MXN millones)



Utilidad (Pérdida) integral

Se registró una pérdida integral de MXN 203.5 mil millones, principalmente como resultado del reconocimiento de las pérdidas actuariales de MXN 149.0 mil millones, debido a la disminución en la tasa de descuento que pasó de 9.29% al 31 de diciembre de 2018 a 8.18% al 30 de junio de 2019.

Evolución del rendimiento (pérdida) integral (MXN millones)

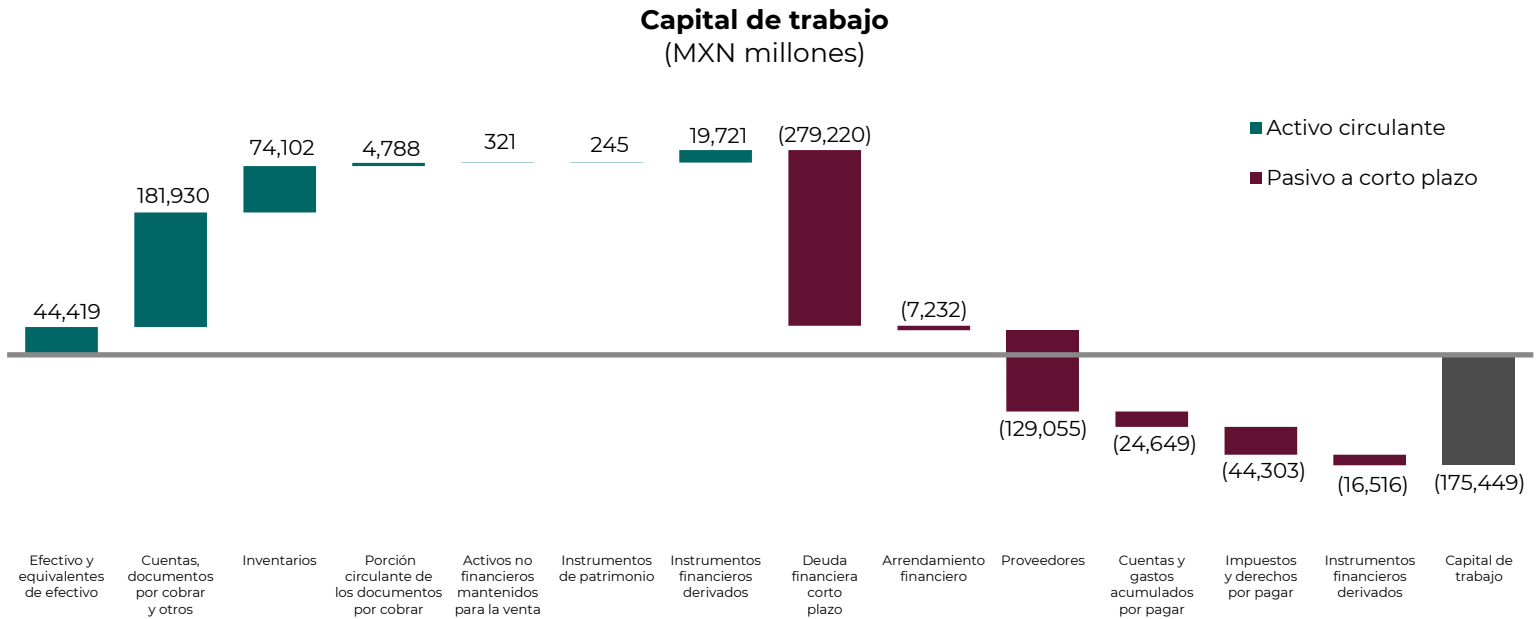




Estado de la situación financiera al 30 de junio de 2019

Capital de trabajo

Al 30 de junio de 2019, el capital de trabajo negativo se ubicó en MXN 175.5 mil millones, comparado con un capital de trabajo negativo de MXN 121.9 mil millones al 1T19. Esta reducción del 30.54% se originó principalmente como resultado de una disminución de 14.6% en efectivo y equivalentes, y a una mayor relación de pasivos de corto plazo sobre activos de corto plazo.



Deuda y arrendamientos

La deuda financiera total disminuyó 3.9% comparada con el cierre del año pasado, por una utilidad cambiaria, y por la reclasificación de los arrendamientos financieros a un rubro separado en el balance por la adopción de la NIIF-16.

Al cierre del 2T19, el tipo de cambio se ubicó en MXN 19.1685 por USD 1.00, lo que se tradujo en una deuda financiera total por MXN 2,000.9 mil millones, o USD 104.4 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.

A partir del 1 de enero de 2019 entró en vigor la “Norma Internacional de Información Financiera 16.- Arrendamientos (NIIF-16)”, la cual establece básicamente que todo contrato que transmite el derecho a controlar el uso de un activo por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación, debe ser contabilizado (por el arrendatario) como un arrendamiento, reconociendo un activo por derecho de uso que representa su derecho a usar el activo arrendado y un pasivo por arrendamiento que representa su obligación para hacer pagos por arrendamiento.

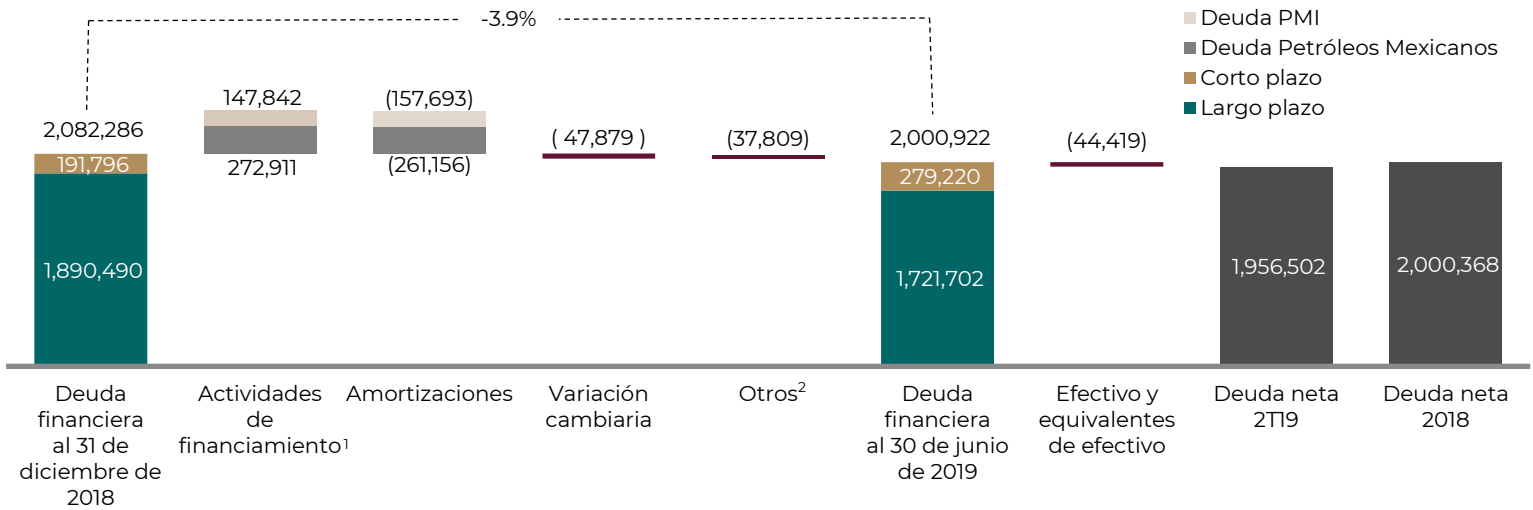
Hasta el 31 de diciembre de 2018, la deuda financiera reportada contemplaba los pasivos por financiamientos y arrendamientos, sin embargo, con la adopción de la NIIF-16, los arrendamientos



financieros registrados en la deuda por un monto de MXN 35.0 mil millones, se reclasificaron a un renglón específico en el balance, junto con aquella de otros contratos que califican como arrendamientos. Al 30 de junio de 2019 se tiene un pasivo por arrendamientos por un total de MXN 99.3 mil millones.

Al 30 de junio de 2019, Petróleos Mexicanos y PMI realizaron actividades de financiamiento (incluyendo créditos bancarios de corto plazo) por un total de MXN 420.8 mil millones, o USD 21.9 mil millones. El total de amortizaciones registradas fue de MXN 418.9 mil millones, o USD 21.9 mil millones.

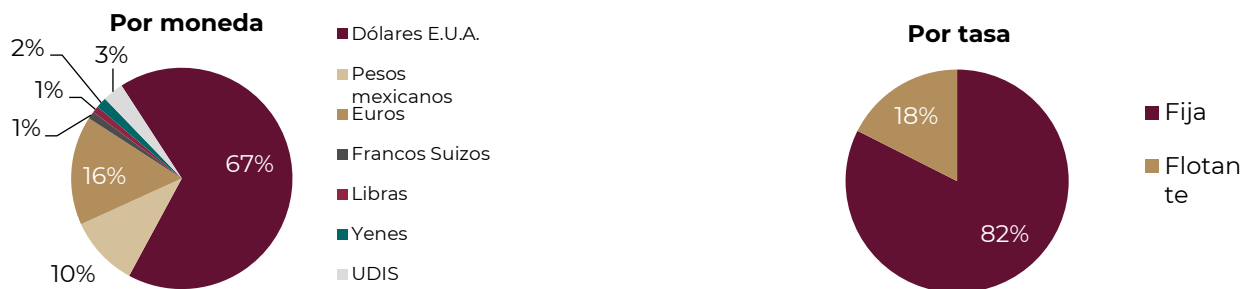
Deuda financiera (MXN millones)



1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada.

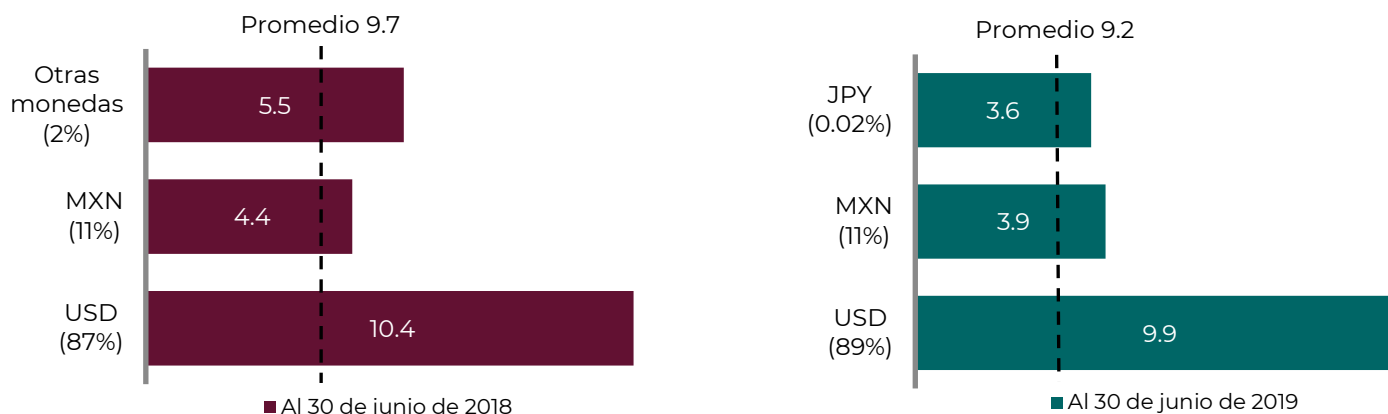
2) Incluye reclasificación de arrendamientos financieros e intereses devengados

Exposición de la deuda financiera al 30 de junio de 2019





Vida media de la deuda financiera (Años)



Actividades de inversión presupuestal

Ejercicio 2019

Al 30 de junio de 2019 se ejercieron MXN 105.9 mil millones (USD 5.5 mil millones¹) en actividades de inversión.

La inversión se distribuyó de la siguiente manera:

	Inversión autorizada 2019 (MXN mil millones)	Inversión ejercida Al 30 de junio 2019 (MXN mil millones)
Exploración y Producción ²	210.7	94.9
Transformación Industrial	57.5	7.3
Logística	1.2	1.2
Perforación y Servicios	2.7	1.5
Corporativo	0.1	0.1
Etileno	0.3	0.2
Fertilizantes	0.5	0.7

Para el ejercicio de los recursos del presupuesto de inversión, PEMEX evalúa regularmente su portafolio de proyectos de acuerdo con las líneas estratégicas de sus planes de negocio, identificando oportunidades potenciales para optimizar la captura de beneficios.

Actividades de Financiamiento

De acuerdo con lo establecido en el Plan de Negocios, la política financiera de Petróleos Mexicanos estará centrada en optimizar las fuentes de financiamiento de la empresa, bajo el compromiso de no incrementar la deuda. En línea con esta meta, se realizarán operaciones de refinanciamiento y ejercicios

¹ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del 1 de enero al 30 de junio de 2019: MXN 19,1724 = USD 1.00.

² De los cuales MXN 15.0 mil millones se destinaron a actividades de exploración. Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.



de manejo de pasivos, encaminados a optimizar la estructura de las obligaciones y mejorar el perfil de vencimientos de PEMEX.

La estrategia planteada se desarrollará en 2 etapas:

- 2019-2021: Endeudamiento neto de cero en términos reales, donde se procurará el fortalecimiento de las fuentes de ingresos propios, contando con el apoyo del Gobierno Federal y realizando un uso eficiente y eficaz del gasto público.
- 2022-2024: Reducción gradual de la deuda, a partir de los mayores flujos financieros derivados del incremento de la producción de petróleo.

Para tales efectos, PEMEX continuará utilizando un amplio y diverso conjunto de instrumentos para sus actividades de refinanciamiento, entre los cuales se incluyen créditos bancarios, mercados de capital de deuda, y agencias de exportación, diversificando el uso de monedas que incluyen pesos mexicanos, dólares estadounidenses, euros, francos suizos, libras esterlinas, entre otras. Asimismo, se analizarán, y en su caso incorporarán nuevos esquemas financieros distintos a los tradicionales, que puedan favorecer una disminución del costo de financiamiento, una ampliación de la base de inversionistas y una alternativa en escenarios de mayor volatilidad de los mercados financieros globales.

Captación de Recursos Financieros

Durante el segundo trimestre de 2019, en línea con el compromiso de tener un endeudamiento neto de cero en términos reales, es decir, no obtener deuda incremental, Petróleos Mexicanos no realizó actividades de financiamiento en los mercados de capitales.

Líneas de crédito revolventes

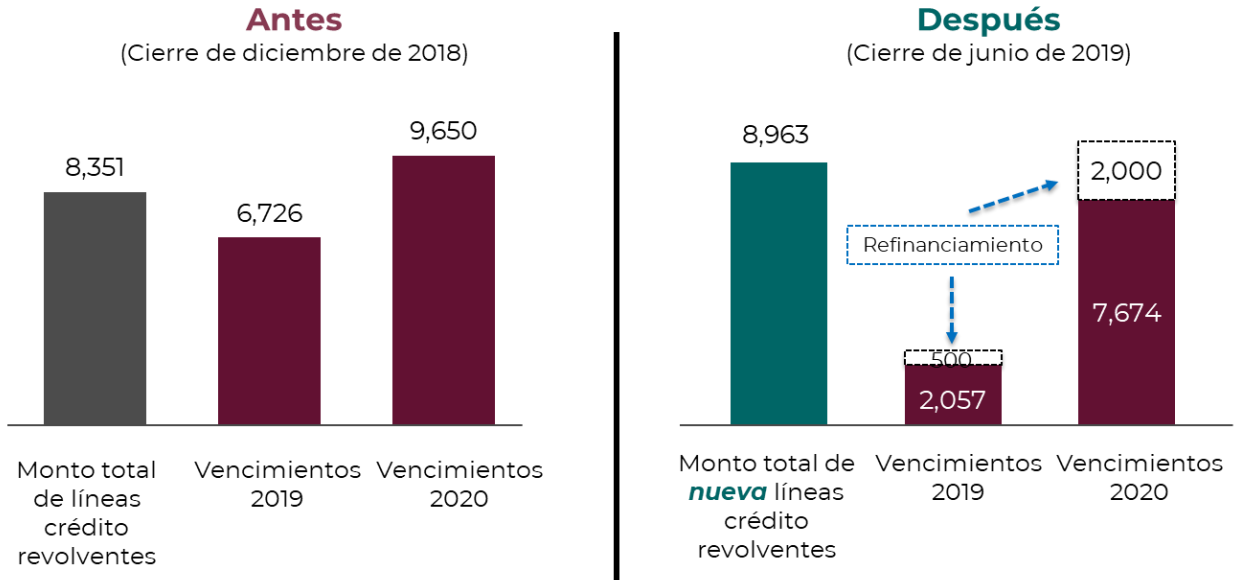
Gracias al cierre de la operación bancaria por USD 8.0 mil millones, se incrementó en USD 750 millones la disponibilidad de recursos en las líneas de crédito revolventes en dólares (+11%), por lo que ahora PEMEX cuenta con líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez hasta por un total de USD 7,450 millones y MXN 29,000 millones.

Al 30 de junio de 2019, se encontraban disponibles USD 2,610 millones y MXN 15,000 millones.



Renovación de líneas de crédito

Cifras en millones de dólares



1. El monto de los vencimientos no incluye líneas de crédito revolventes ni intereses devengados.
2. Durante 2019 se han amortizado aproximadamente USD 4,169 millones.
3. Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 31 de diciembre de 2018 de MXN 19.6829 = USD 1.00 y al 30 de junio de 2019 de MXN 19.1685 = USD 1.00

Eventos Relevantes

Cambio en calificaciones crediticias

El 6 de junio de 2019, Fitch Ratings bajó la calificación crediticia de largo plazo, para moneda local y extranjera, de Petróleos Mexicanos de BBB- a BB+, con perspectiva negativa, posterior a la baja en la calificación crediticia de México anunciada el día anterior.

Por su parte, la agencia calificadora Moody's afirmó las calificaciones de PEMEX de Aa3.mx / Baa3 en escala nacional y global, y cambió la perspectiva a negativa de manera consistente con el cambio de la perspectiva de México.



Principales estadísticas de producción

Del 1 de abril al 30 de junio de

	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>Variación</u>	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	2,545	2,372	-6.8%	(173)
Crudo y condensados ⁽¹⁾ (Mbd)	1,869	1,690	-9.6%	(179)
Producción de PEMEX	1,850	1,661	-10.2%	(189)
Producción de socios	19	29	51.3%	10
Gas natural (MMpcd) ⁽²⁾	4,845	4,833	-0.2%	(12)
Producción de PEMEX	4,794	4,762	-0.7%	(32)
Producción de socios	52	72	38.9%	20
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽³⁾	2,451	2,218	-9.5%	(233)
Líquidos del gas natural (Mbd)	250	223	-11.0%	(28)
Petrolíferos (Mbd) ⁽⁴⁾	740	631	-14.7%	(109)
Petroquímicos (Mt)	750	642	-14.4%	(108)

(1) Condensados producidos en campos

(2) Incluye nitrógeno.

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

(4) Incluye GLP

Producción de hidrocarburos

La producción total de hidrocarburos de PEMEX en el 2T19 (sin incluir la producción de los socios, ni la correspondiente al Estado) alcanzó 2,372 Mbpced. El petróleo crudo registró 1,661 Mbd, cifra igual a la registrada durante el primer trimestre de 2019.

En el 2T19, el petróleo crudo disminuyó su producción en 189 Mbd o 10.2% con respecto al mismo periodo de 2018. En particular, los crudos ligero y superligero mostraron una reducción de 168 Mbd, debido principalmente al avance del contacto agua-aceite en la asignación Xanab, cuya producción pasó de 135 Mbd en el segundo trimestre de 2018 a 30 Mbd en el mismo periodo de 2019. El resto de la disminución en la producción de crudo se explica por la declinación natural de la producción en



campos maduros y por el incremento del flujo fraccional de agua en algunos yacimientos de los Bloques Sur y Bloques de Aguas Someras.

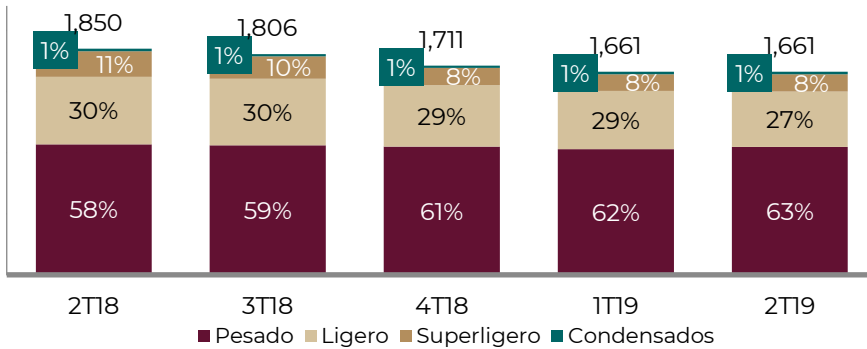
En contraste, es importante mencionar que se lograron incrementos de producción en los siguientes campos:

- Ixtal, Onel y Kax en aguas someras por 33.4 Mbd;
- Ixachi, Bedel y Gasífero en los Bloques Norte por 4.7 Mbd; y
- Edén, Teotleco y Cinco Presidentes en los Bloques Sur por 5.7 Mbd.

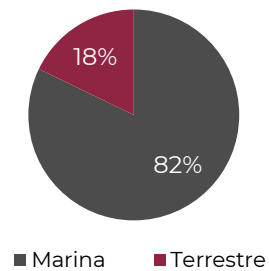
Por su parte, la producción de crudo pesado disminuyó en 21 Mbd, equivalentes al 2.0 % comparado con el segundo trimestre de 2018; esta producción se afectó principalmente por la declinación natural de la producción en campos marinos como Ku, Maloob, Zaap y Akal.

Con respecto a la producción de crudo extra pesado, es importante destacar que se continuó con el desarrollo del campo Ayatsil, cuya producción pasó de 39.2 Mbd en el segundo trimestre del 2018 a 71.8 Mbd en el 2T19.

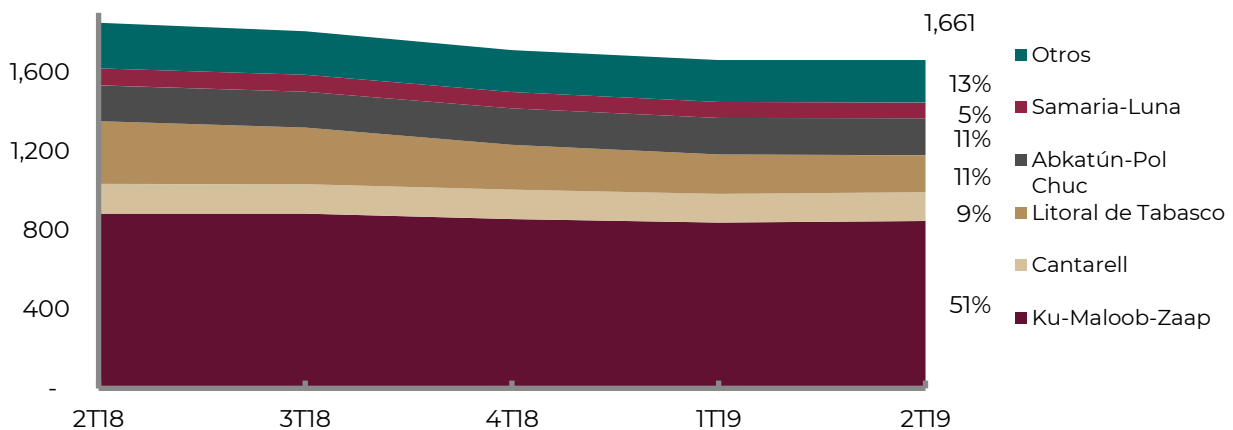
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región



Producción de crudo por activo (Mbd)





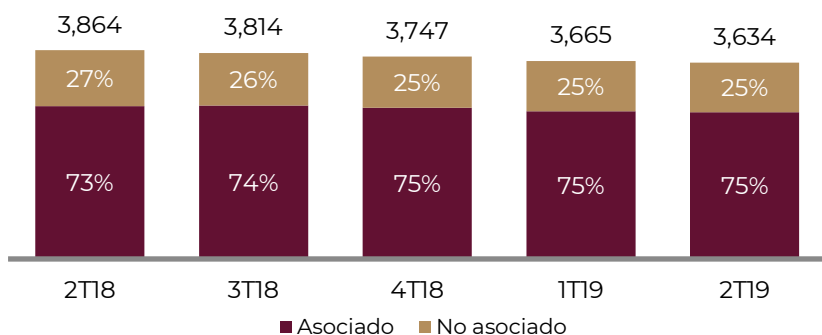
Producción de gas natural

La producción de gas natural⁴ durante el 2T19 se redujo 6.0% en comparación con el mismo periodo de 2018, es decir, pasó de 3,864 MMpcd a 3,634 MMpcd. Esta producción no incluye la de los socios ni la que corresponde al Estado.

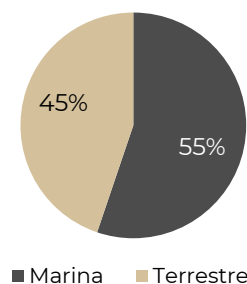
El gas natural asociado promedió 2,720 MMpcd, lo que con respecto al 2T18 significa una disminución de 109 MMpcd. La reducción en la producción del gas asociado se explica principalmente por el contacto agua-aceite en el campo Xanab y por la declinación natural de algunos campos maduros.

Por su parte, el gas natural no asociado alcanzó un promedio de 914 MMpcd, esto es, una reducción de 121 MMpcd con respecto al mismo periodo de 2018. La razón es que en los Bloques Norte se destinaron más recursos para campos productores de aceite.

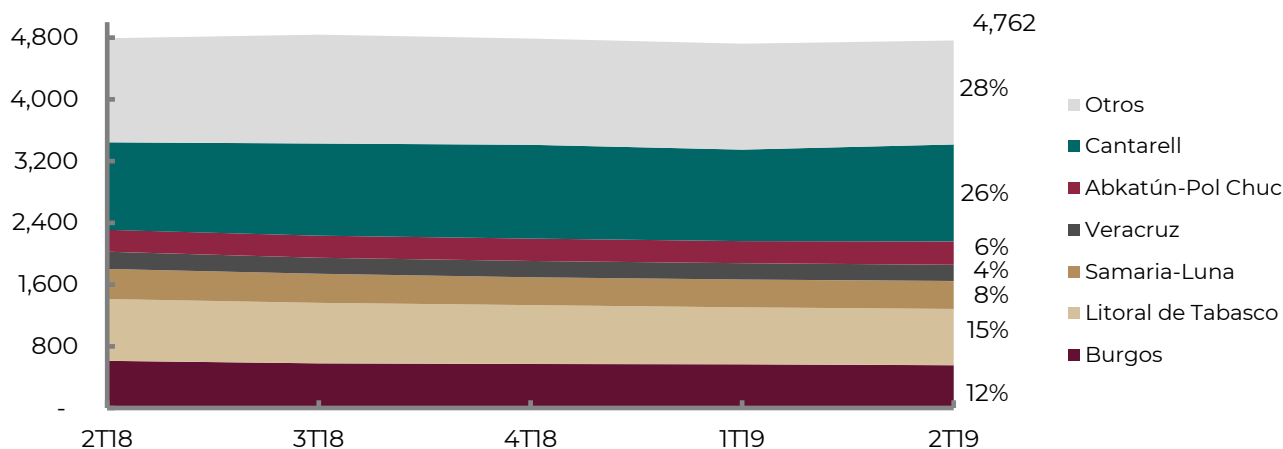
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo



Producción de gas natural por activo (MMpcd)



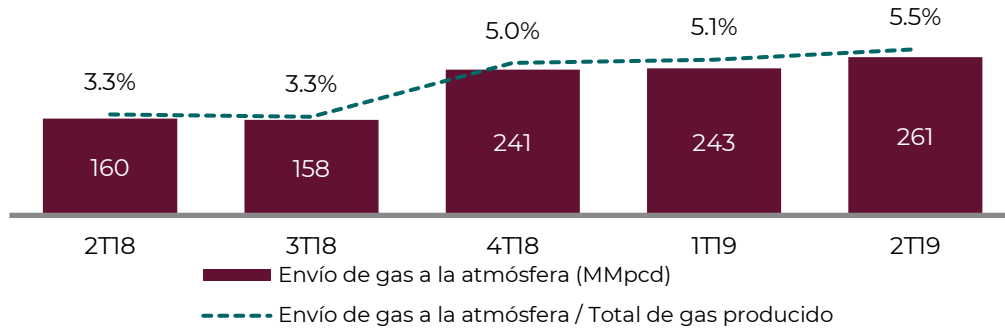
⁴ No incluye nitrógeno.



Aprovechamiento de gas

Durante el 2T19, el envío de gas a la atmósfera registró 261 MMpcd, por lo que el aprovechamiento de gas durante el periodo registró 94.5%, comparado con 96.7% en el mismo periodo del año anterior. El incremento del envío de gas a la atmósfera se explica por el alto contenido de nitrógeno dadas algunas fallas en la planta eliminadora de nitrógeno (NRU), así como mantenimiento a equipos de compresión, rechazos por límite de capacidad en centros procesadores de gas y fallas operativas en algunos equipos de compresión.

Envío de gas a la atmósfera

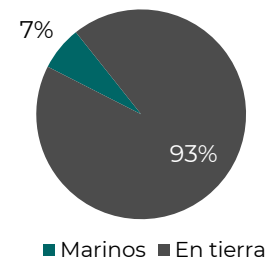


Infraestructura

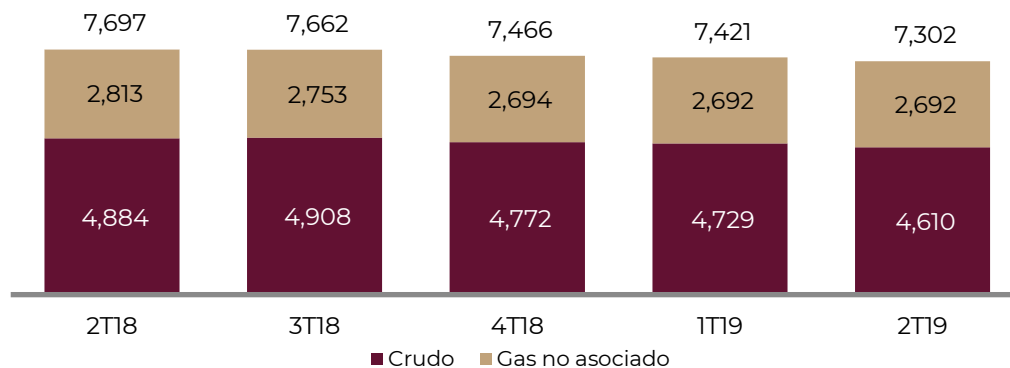
Durante el segundo trimestre de 2019, se registraron en promedio 7,302 pozos en operación; esto es 395 pozos menos que el promedio del mismo periodo de 2018. La mayoría de los pozos que dejaron de operar se ubican en la zona de Burgos y sus volúmenes de producción no eran significativos.

En línea con la estrategia de estabilizar la producción de crudo, en el 2T19 se terminaron 43 pozos de desarrollo; 12 pozos más que en el segundo trimestre de 2018. Con respecto a pozos exploratorios, se terminaron 3, comparados un con total de 5 en el segundo trimestre del año pasado.

Pozos promedio en operación por tipo de campo



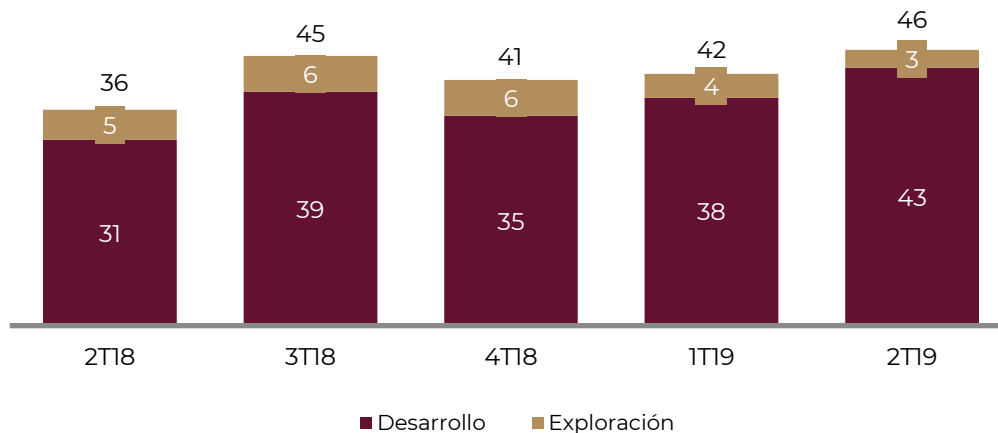
Pozos promedio en operación



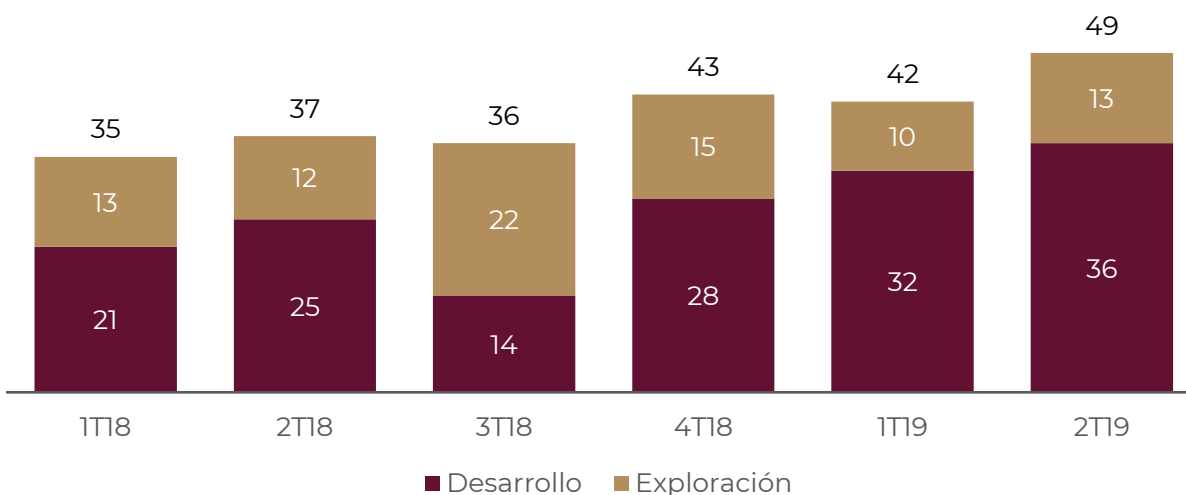
Nota: las cifras pueden no coincidir por redondeo



Pozos terminados

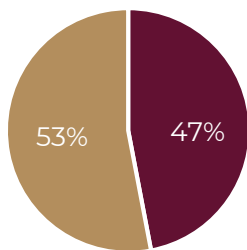


Equipos de perforación



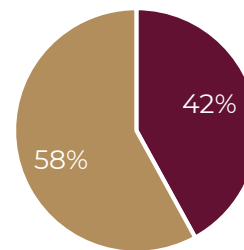
Equipos de perforación promedio por tipo, 2T19

Desarrollo



■ Marinos ■ En tierra

Exploración



■ Marinos ■ En tierra



Descubrimientos

Las actividades de exploración realizadas durante el 2T19 mostraron resultados favorables. En el proyecto Comalcalco, en el estado de Tabasco, el pozo Quesqui-1 demostró la existencia de gas y condensados. En la tabla siguiente se muestran los volúmenes de producción inicial.

Los estudios realizados determinaron un volumen recuperable de reservas 3P de 342 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tirante de agua Metros	Tipo de hidrocarburo
			Líquidos bd	Gas MMpcd		
Comalcalco	Quesqui-1	Jurásico Sup. Kimmeridgiano	4,478	16.7	-	Gas y condensados

Información adicional relacionada con actividades de Exploración y Producción

Reporta PEMEX récord histórico de inversión en nuevos desarrollos de campos petroleros

PEMEX implementó un plan para invertir en 20 nuevos desarrollos y dos desarrollos existentes en 2019; 18 en aguas someras y cuatro en áreas terrestres, los cuales ya están en ejecución.

Para estos nuevos desarrollos, se ha concluido la totalidad de la contratación de infraestructura marina consistente en 15 plataformas, 17 ductos marinos, interconexiones en 7 plataformas existentes, construcción de 3 peras y ampliación de 9 existentes, 13 ductos terrestres que representan 88 km de tendido e instalación de una batería de separación y optimización de las ya existentes.

Durante el verano comenzará la instalación de las plataformas marinas contratadas, además de las instalaciones para la perforación en tierra de los nuevos desarrollos. Con esto, para finales del mes de agosto se espera que entre en producción la plataforma Xikin-A, y en los meses de noviembre y diciembre se espera que inicien producción los desarrollos Xikin y Esah, seguidos del resto de los nuevos campos, para comenzar a producir con al menos un pozo cada desarrollo.

Así, hacia finales de diciembre se esperarí una producción conjunta de estos nuevos desarrollos de aproximadamente 70 mil barriles diarios (Mbd) de petróleo crudo. La producción de estos nuevos campos crecerá gradualmente hasta alcanzar un estimado de 267 Mbd hacia finales de 2020; y de 320 Mbd para fines de 2021.

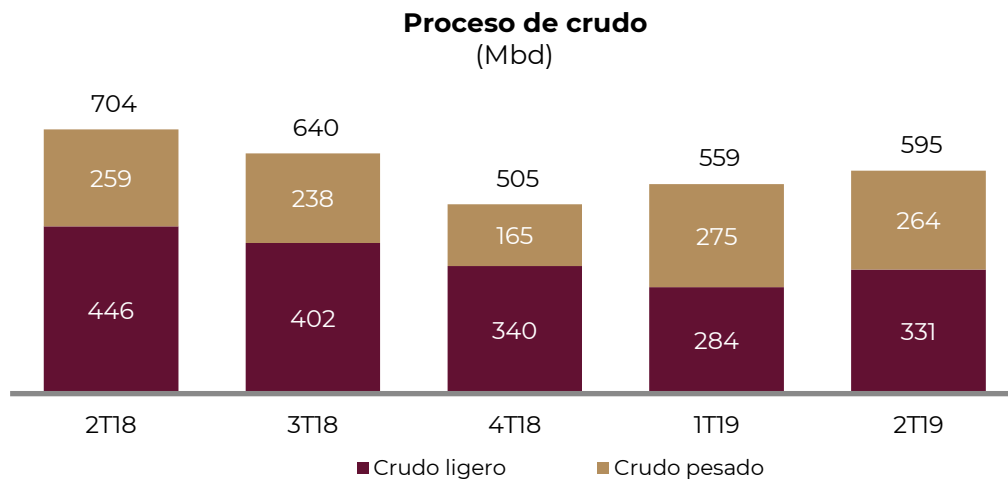


Proceso de crudo

El crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), durante el 2T19, registró un promedio de 595 mil barriles diarios (Mbd), esto implica un volumen inferior en 110 Mbd o 15.6% comparado con el mismo periodo de 2018. Sin embargo, al cierre de junio de 2019, se alcanzó un nivel de proceso de 645 Mbd, esto se explica por la estabilización de operaciones en las refinerías de Minatitlán y Salamanca.

El proceso de crudo pesado en las refinerías reconfiguradas alcanzó 179 Mbd, volumen superior en 60 Mbd al mismo período de 2018. El incremento se explica por el reinicio de operaciones de la planta combinada maya en la refinería de Minatitlán.

La capacidad de destilación atmosférica del Sistema Nacional de Refinación (SNR) es de 1,640 Mbd, por lo tanto, la utilización de la capacidad de destilación primaria registró 36.3%.



Producción de petrolíferos

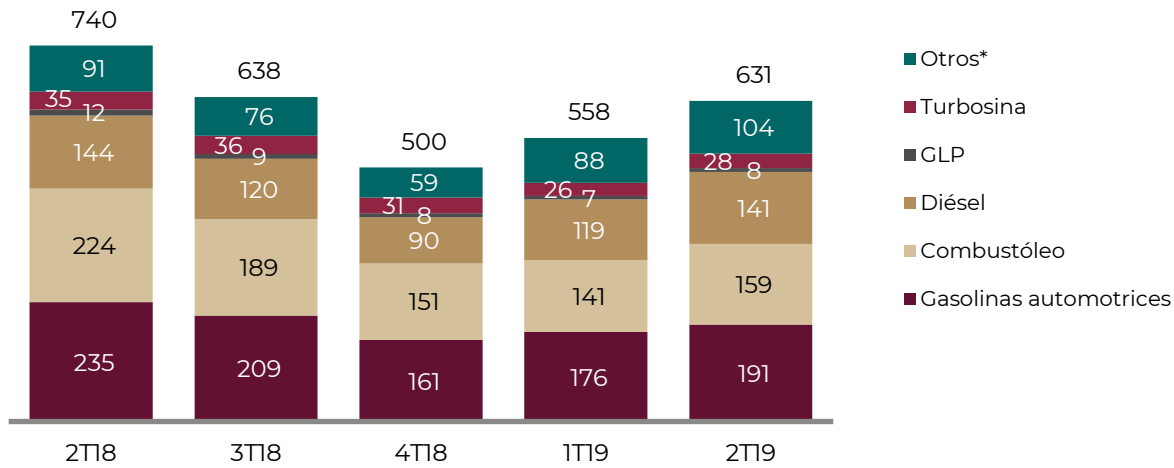
En el segundo trimestre de 2019, la producción de petrolíferos en el SNR alcanzó 631 Mbd; de los cuales 191 Mbd fueron gasolinas automotrices; 141 Mbd diésel; 28 Mbd turbosina y 271 Mbd otros petrolíferos y gas LP. En relación con el mismo trimestre de 2018, la producción de petrolíferos representa una disminución de 109 Mbd o 14.7%.

Si comparamos la producción de gasolinas y diésel con la del 1T19, se observa un incremento combinado de 36 Mbd.

Los rendimientos del crudo dependen de la calidad del aceite y de la configuración de la refinería donde se procese. De esta forma, debido en parte al mayor proceso de crudo pesado en las refinerías reconfiguradas, el rendimiento de crudo durante el segundo trimestre alcanzó 60%, cifra superior al segundo trimestre de 2018.



Producción de petrolíferos (Mbd)

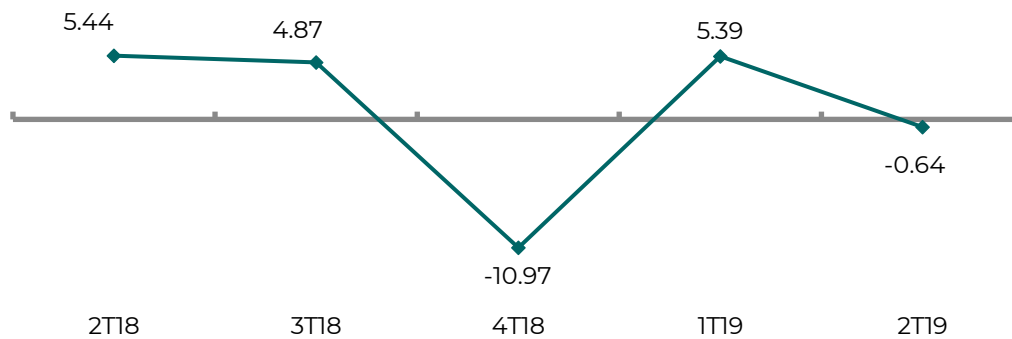


* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.

Margen variable de refinación

El margen variable del SNR durante el segundo trimestre de 2019 fue negativo y registró USD -0.64 por barril, esto implica una disminución de USD 6.08 por barril con respecto al mismo periodo de 2018. Esta disminución se explica principalmente por la caída en los precios de los refinados en la Costa Norte del Golfo de México, de manera más marcada en los meses de mayo y junio. Sin embargo, un factor que redujo este impacto negativo fue la mejora en el desempeño operativo de las refinерías por un mayor rendimiento de destilados.

Margen variable de refinación (USD/b)



Franquicias

Al 30 de junio de 2019, la Franquicia PEMEX registró 9,161 estaciones de servicio, esto es 15.0% inferior a las 10,782 que operaban al cierre del 2T18. Del total de estaciones de servicio en operación, 9,116 son privadas y operan como franquicias, en tanto que las 45 restantes son propiedad de PEMEX Transformación Industrial (estaciones de servicio de autoconsumo). Adicionalmente, a la misma fecha se



registraron 490 estaciones de servicio con sublicenciamiento de marca y 1,933 estaciones de servicio que operan con marcas distintas a PEMEX, pero el producto sigue siendo suministrado por PEMEX.

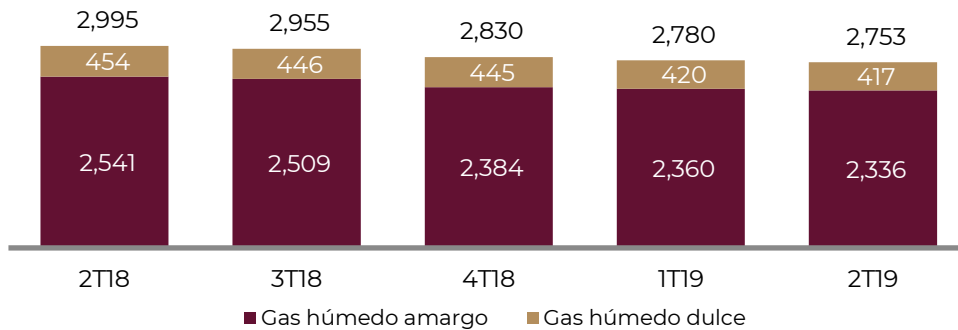
Proceso y producción de gas

Durante el 2T19, el proceso de gas promedió 2,753 MMpcd, cifra que resultó 242 MMpcd inferior en comparación con el mismo periodo de 2018. Las regiones más afectadas fueron los bloques de aguas someras, con producción de gas húmedo amargo del mesozoico y los bloques norte, con producción de gas húmedo dulce de Burgos.

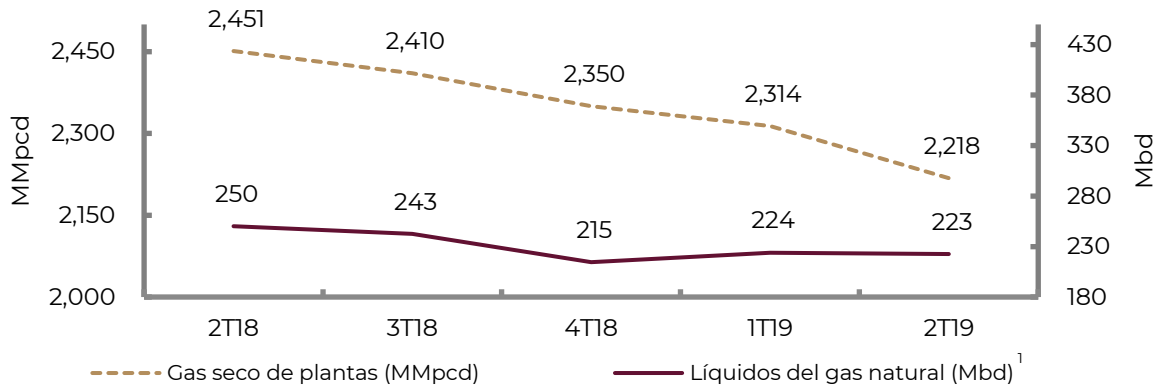
Por su parte, la producción de gas seco se ubicó en 2,218 MMpcd y se vió afectada por la menor oferta de gas húmedo, lo que resultó en un volumen inferior en 233 MMpcd en comparación con el mismo periodo de 2018. La producción de líquidos del gas fue menor en 11%, es decir, 28 Mbd con respecto al mismo trimestre del año anterior.

El proceso de condensados promedió 25 Mbd; 5 Mbd por debajo del volumen registrado en el 2T18, debido fundamentalmente a una menor entrega de condensados amargos del mesozoico.

Proceso de gas (MMpcd)



Producción de gas y líquidos del gas



(1) Incluye el proceso de condensados.

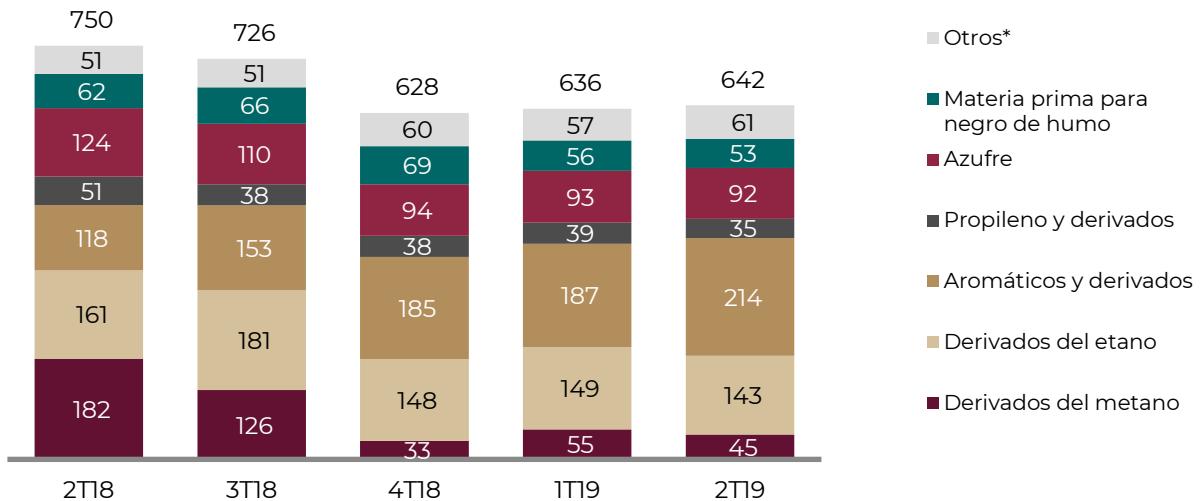


Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos sumó 642 mil toneladas (Mt) durante el 2T19. Esta cifra es inferior en 108 Mt a la registrada en el 2T18. Las variaciones principales que explican este resultado son:

- La producción de metanol en el Complejo Petroquímico Independencia fue de 31 Mt, cantidad inferior en 14 Mt con relación al mismo trimestre de 2018, debido a que la planta de metanol estuvo fuera de operación durante tres semanas en el mes de abril, por altos inventarios de producto terminado.
- La producción de propileno se ubicó en 35 Mt, cifra menor en 17 Mt respecto al segundo trimestre de 2018, debido principalmente al menor proceso de crudo en las refinerías de Salina Cruz y Tula.
- Por último, la producción de azufre se redujo en 32 Mt, como consecuencia de una menor producción en el complejo Cactus, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo y por mantenimientos correctivos en las plantas de azufre.
- En contraste, la producción de aromáticos y derivados del Complejo Petroquímico Cangrejera, se ubicó en 214 Mt, cifra superior en 96 Mt a la registrada en el mismo periodo de 2018. Este resultado positivo se debe a que el tren de aromáticos operó de manera estable.

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 base octano y nafta pesada.

Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial

Avances en la estrategia de combate al mercado ilícito de combustibles

Como resultado de la estrategia conjunta entre Petróleos Mexicanos y el Gobierno Federal, al 30 de junio de 2019, se ha podido reducir el desvío de combustibles en 91%, comparado con el promedio registrado en 2018.



Seguridad Industrial

Índice de frecuencia⁵

Durante el primer semestre de 2019, el índice de frecuencia se ubicó en 0.26 lesiones por millón de horas hombre laboradas (MMhh). Esta cifra implica un crecimiento de 0.03 lesiones, con respecto al índice registrado en el mismo periodo de 2018.

Cabe mencionar que este incremento no resulta significativo en relación con el observado durante el mismo periodo en 2018, tomando en cuenta que en este último año se alcanzó el mejor desempeño histórico en materia de seguridad.

Índice de gravedad⁶

Durante el primer semestre de 2019, el índice de gravedad registró 12 días perdidos por MMhh, lo que implica un incremento de 3 días con respecto al nivel registrado durante el mismo periodo del año pasado.

Protección Ambiental

Emisiones de óxidos de azufre

Durante el 2T19, las emisiones registradas de óxidos de azufre aumentaron 53.0% con respecto al mismo periodo de 2018. El incremento se debió principalmente al aumento en el volumen de gas ácido y gas amargo enviado a quemadores en la Refinería Lázaro Cárdenas (Minatitlán), por encontrarse fuera de operación los sistemas de recuperación de azufre.

Reuso de agua

Al cierre del 2T19, el índice del reúso de agua (reúso/uso), presentó un crecimiento de 0.5% respecto al mismo periodo de 2018, debido principalmente al menor uso de agua en Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno.

⁵ 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.

⁶ 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.



Estado de resultados consolidado

Del 1 de abril al 30 de junio de

	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>Variación</u>		<u>2019</u>
	<u>(MXN millones)</u>				<u>(USD millones)</u>
Ingresos totales por ventas y servicios	436,174	376,648	-13.6%	(59,526)	19,649
Ventas en México	254,251	217,573	-14.4%	(36,678)	11,351
Ventas de exportación	179,670	156,250	-13.0%	(23,420)	8,151
Ingresos por servicios	2,254	2,826	25.4%	572	147
Costo de ventas	280,882	286,519	2.0%	5,638	14,947
Rendimiento (pérdida) bruto	155,293	90,129	-42.0%	(65,164)	4,702
Otros ingresos (gastos) - Neto	3,479	1,808	-48.0%	(1,670)	94
Gastos de distribución, transportación y venta	5,551	5,541	-0.2%	(10)	289
Gastos de administración	33,353	33,610	0.8%	257	1,753
Rendimiento (pérdida) de operación	119,868	52,787	-56.0%	(67,081)	2,754
Costo financiero	(29,804)	(31,443)	-5.5%	(1,639)	(1,640)
Ingreso financiero	1,850	3,177	71.8%	1,328	166
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	(20,967)	3,242	115.5%	24,208	169
Pérdida (rendimiento) en cambios - Neta	(118,348)	22,415	118.9%	140,763	1,169
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	563	196	-65.1%	(366)	10
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	(46,838)	50,375	207.5%	97,213	2,628
Total de derechos, impuestos y otros	116,334	103,165	-11.3%	(13,169)	5,382
Derechos por la utilidad compartida	115,179	103,905	-9.8%	(11,275)	5,421
Impuesto sobre la renta y otros	1,155	(740)	-164.1%	(1,895)	(39)
Rendimiento (pérdida) neta del ejercicio	(163,173)	(52,790)	67.6%	110,383	(2,754)
Otros resultados integrales	11,936	(150,680)	-1362.4%	(162,617)	(7,861)
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empl	-	(148,968)		(148,968)	(7,772)
Efecto por conversión	11,936	(1,712)	-114.3%	(13,648)	(89)
(Pérdida) utilidad integral total del periodo	(151,236)	(203,470)	-34.5%	(52,234)	(10,615)



Balance general consolidado

	Al 31 de diciembre de	Al 30 de junio de	Variación		2019
	2018	2019			(USD millones)
	(MXN millones)				
Total activo	2,075,197	2,021,266	-2.6%	(53,931)	105,447
Activo circulante	393,110	325,526	-17.2%	(67,584)	16,982
Efectivo y equivalentes de efectivo	81,912	44,419	-45.8%	(37,493)	2,317
Cuentas por cobrar - Neto	167,140	181,930	8.8%	14,790	9,491
Inventarios	82,023	74,102	-9.7%	(7,921)	3,866
Porción circulante de los documentos por cobrar	38,154	4,788	-87.5%	(33,366)	250
Activos no financieros mantenidos para la venta	1,254	321	-74.4%	(933)	17
Instrumentos de patrimonio	245	245	0.0%	0	13
Instrumentos financieros derivados	22,382	19,721	-11.9%	(2,661)	1,029
Inversiones permanentes en acciones de cías. Asociadas y otras	16,842	16,204	-3.8%	(638)	845
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo - Neto	1,402,486	1,331,325	-5.1%	(71,161)	69,454
Impuestos diferidos	122,785	123,596	0.7%	811	6,448
Otros activos	139,975	135,757	-3.0%	(4,218)	7,082
Derechos de uso	-	88,859		88,859	4,636
Total pasivo	3,534,603	3,694,275	4.5%	159,672	192,726
Pasivo a corto plazo	447,776	500,975	11.9%	53,199	26,135
Deuda financiera de corto plazo	191,796	279,220	45.6%	87,424	14,567
Arrendamiento financiero	-	7,232		7,232	377
Proveedores	149,843	129,055	-13.9%	(20,788)	6,733
Cuentas y gastos acumulados por pagar	24,918	24,649	-1.1%	(269)	1,286
Instrumentos financieros derivados	15,895	16,516	3.9%	621	862
Impuestos y derechos por pagar	65,325	44,303	-32.2%	(21,022)	2,311
Pasivo a largo plazo	3,086,826	3,193,300	3.4%	106,473	166,591
Deuda financiera de largo plazo	1,890,490	1,721,702	-8.9%	(168,789)	89,819
Arrendamiento financiero	-	92,139		92,139	4,807
Reserva de beneficios a los empleados	1,080,542	1,265,760	17.1%	185,218	66,033
Provisión para créditos diversos	101,753	102,136	0.4%	383	5,328
Otros pasivos	9,528	6,674	-30.0%	(2,855)	348
Impuestos diferidos	4,512	4,889	8.3%	377	255
Total patrimonio	(1,459,405)	(1,673,009)	-14.6%	(213,603)	(87,279)
Controladora	(1,459,883)	(1,673,379)	-14.6%	(213,496)	(87,298)
Certificados de aportación "A"	356,544	381,544	7.0%	25,000	19,905
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,281
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	52
Resultados acumulados integrales	71,947	(78,144)	-208.6%	(150,091)	(4,077)
Déficit acumulado:	(1,933,107)	(2,021,512)	-4.6%	(88,405)	(105,460)
Déficit de ejercicios anteriores	(1,752,732)	(1,933,107)	-10.3%	(180,374)	(100,848)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(180,374)	(88,405)	51.0%	91,969	(4,612)
Participación no controladora	477	370	-22.4%	(107)	19
Total pasivo y patrimonio	2,075,197	2,021,266	-2.6%	(53,931)	105,447



Estados consolidados de flujo de efectivo



	Al 30 de junio de		Variación	2019	
	2018	2019		(USD millones)	
	(MXN millones)				
Actividades de operación					
Utilidad (pérdida) neta	(49,860)	(88,509)	-77.5%	(38,649)	(4,617)
Partidas relacionadas con actividades de inversión	50,610	94,660	87.0%	44,050	4,938
Depreciación y amortización	73,734	69,030	-6.4%	(4,704)	3,601
Amortización de intangibles	191	291	52.1%	100	15
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	(42,360)	9,598	122.7%	51,958	501
Gastos de Exploración	9,054	10,923	20.6%	1,869	570
Pérdida de propiedades maquinaria y equipo	9,758	972	-90.0%	(8,785)	51
Amortización de derechos de uso	-	3,849		3,849	201
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolid.	(848)	15	101.8%	863	1
Actualización valor presente provisión taponamiento	1,081	(19)	-101.8%	(1,100)	(1)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	44,757	6,653	-85.1%	(38,103)	347
Intereses a cargo	56,973	61,298	7.6%	4,325	3,198
Intereses a favor	(10,970)	(7,079)	35.5%	3,891	(369)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(1,246)	(47,565)	-3716.1%	(46,319)	(2,481)
Subtotal	45,506	12,804	-71.9%	(32,702)	668
Fondos utilizados en actividades de operación	18,742	(12,305)	-165.7%	(31,047)	(642)
Impuestos y derechos a la utilidad	225,597	188,389	-16.5%	(37,208)	9,828
Impuestos pagados	(215,679)	(186,084)	13.7%	29,596	(9,708)
Instrumentos financieros con fines de negociación	185	3,282	1670.7%	3,097	171
Cuentas por cobrar a clientes	(917)	(14,790)	-1513.2%	(13,873)	(772)
Inventarios	10,533	7,921	-24.8%	(2,613)	413
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(1,910)	(269)	85.9%	1,641	(14)
Proveedores	(30,484)	(20,788)	31.8%	9,696	(1,084)
Reserva para créditos diversos	6,559	(2,455)	-137.4%	(9,013)	(128)
Reserva para beneficios a los empleados	29,472	36,250	23.0%	6,778	1,891
Otros impuestos y derechos	(4,614)	(23,762)	-415.0%	(19,148)	(1,240)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	64,248	499	-99.2%	(63,749)	26
Actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(32,524)	(31,132)	4.3%	1,392	(1,624)
Documento recibido del Gobierno Federal	-	32,312		32,312	1,686
Intereses cobrados por el documento recibido del Gob. F	-	6,392		6,392	333
Otros documentos por cobrar	10,102	2,792	-72.4%	(7,310)	146
Activos intangibles	(8,249)	(10,058)	-21.9%	(1,810)	(525)
Otros activos	(4,641)	2,012	143.3%	6,653	105
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(35,312)	2,317	106.6%	37,630	121
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento	28,936	2,817	-90.3%	(26,119)	147
Actividad de financiamiento					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	-	25,000		25,000	1,304
Pagos de principal e intereses por arrendamientos financ	-	(4,243)		(4,243)	(221)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	449,929	420,752	-6.5%	(29,177)	21,950
Pagos de principal de préstamos	(416,412)	(418,849)	-0.6%	(2,437)	(21,851)
Intereses pagados	(56,785)	(61,848)	-8.9%	(5,063)	(3,227)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(23,269)	(39,189)	-68.4%	(15,920)	(2,044)
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	5,667	(36,372)	-741.8%	(42,039)	(1,897)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	5,988	(1,121)	-118.7%	(7,109)	(58)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	97,852	81,912	-16.3%	(15,939)	4,273
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	109,507	44,419	-59.4%	(65,087)	2,317



POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

Alberto Velázquez
Director Corporativo de Finanzas

Ulises Hernández
Subdirector de Exploración y Producción por Contratos y Asignaciones
SPA de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

Reinaldo Wences
SPA de la Subdirección de Evaluación y Cumplimiento Regulatorio de PEMEX
Transformación Industrial

darán los resultados financieros y operativos de PEMEX al
30 de junio de 2019

Viernes 26 de julio de 2019
a las 10:00 a.m. (hora Cd. de México) / 11:00 a.m. (hora del este de E.U.A.)

Al finalizar la conferencia habrá una sesión de preguntas y respuestas.
Podrán hacerse 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: 48867574.

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

La repetición de la conferencia telefónica y web estará disponible a partir del 26 de julio de 2019 a las 2:00 p.m. (hora Cd. de México) a través de esta [liga](#) y hasta el 25 de octubre de 2019. Asimismo, a partir del 8 de agosto de 2019, también estará disponible en [Reportes de resultados no dictaminados 2019](#).

Adicionalmente, a las 11:00 a.m. (hora Cd. de México) / 12:00 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 June 30, 2019](#).

[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.



Visite nuestra página
Relación con Inversionistas
<http://www.pemex.com/ri>



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

Síguenos en:  @Pemex y @PemexGlobal

Vanessa Ramírez

vanessa.julia.ramirez@pemex.com

José González

jose.manuel.gonzalez@pemex.com

Lucero Medina

lucero.angelica.medina@pemex.com

Alejandro López

alejandro.lopezm@pemex.com

Mariana López

mariana.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 prevaletante para el periodo en cuestión, a menos de que se indique lo contrario. Derivado de la volatilidad de los mercados, la diferencia entre el tipo de cambio promedio, el tipo de cambio al cierre, el tipo de cambio spot o cualquier otro tipo de cambio podría ser material. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado. Es importante mencionar que, tanto nuestros estados financieros consolidados como nuestros registros contables, se encuentran en pesos. Al 30 de junio de 2019, el tipo de cambio utilizado es de MXN 19.1685 = 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.

Producción compartida de hidrocarburos

De conformidad con los acuerdos de Producción Compartida en los que Petróleos Mexicanos forma parte, derivado de su participación en las rondas de licitación llevadas a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), y migraciones de bloques, Petróleos Mexicanos revelará la producción correspondiente únicamente a su parte proporcional de la asociación, para los bloques Ek-Balam, Bloque 2 Tampico-Misantla (Ronda 2.1), Bloque 8 Cuencas del Sureste (Ronda 2.1), Santuario, Misión, Bloque 16 Tampico-Misantla-Veracruz (Ronda 3.1), Bloque 17 Tampico-Misantla-Veracruz (Ronda 3.1), Bloque 18 Tampico-Misantla-Veracruz (Ronda 3.1), Bloque 29 Cuencas del Sureste Marino (Ronda 3.1), Bloque 32 Cuencas del Sureste Marino (Ronda 3.1), Bloque 33 Cuencas del Sureste Marino (Ronda 3.1) y Bloque 35 Cuencas del Sureste Marino (Ronda 3.1).

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, más 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.