

1. Aspectos destacados

Ciudad de México a 4 de mayo de 2020

Cerramos uno de los años más complejos en la historia reciente de Petróleos Mexicanos. La situación operativa y financiera estaba determinada por aspectos negativos:

- La producción mensual de petróleo crudo caía a una tasa promedio mensual de -0.65% (cifra observada para 2018); y la inversión en exploración y producción en el periodo 2015-2018 cayó a una tasa promedio anual real de 13.2%.
- El endeudamiento neto en 2018 fue de MXN 52.4 mil millones de pesos y se tenía el reto de pagar o refinanciar casi el 25 por ciento del total de la deuda en la primera mitad del sexenio.
- El robo de combustibles promedió 56 Mbd en 2018.
- Finalmente, se tenía el gran problema estructural del régimen fiscal: a diferencia de cualquier otra empresa, PEMEX no paga sus impuestos con base en la utilidad generada, sino fundamentalmente sobre los volúmenes extraídos. Para 2019, el principal concepto de carga tributaria directa, el Derecho de Utilidad Compartida (DUC), tenía una tasa de 65%.

A un año de distancia, se logró el objetivo de estabilizar la producción de petróleo. Para 2019, la **producción mensual de petróleo crudo**, aunque marginal, **creció a una tasa promedio mensual de 0.04%**.

Cabe señalar que después de 14 años de caídas en el nivel de reservas 1P, de acuerdo con cifras preliminares, PEMEX logra contar con reservas 1P al 31 de diciembre de 2019 de 7,180.75 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), es decir un crecimiento de 170.45 MMbpce. La inversión en exploración y producción en 2019 creció 13.6% en términos reales.

Por primera vez en más de una década, PEMEX no utilizó la deuda como fuente de financiamiento para cubrir su déficit financiero ni para financiar los proyectos de inversión. Por el contrario, y gracias al apoyo del Gobierno de la República, se logró una **reducción en el saldo de la deuda por MXN 99.1 mil millones de pesos**.

Asimismo, a la fecha se ha llevado a cabo el proceso de refinanciamiento más grande en la historia de la compañía, con un monto cercano a los USD 36 mil millones.

Se redujo el robo de combustibles a niveles de solo 5 Mbd en promedio durante 2019.

Finalmente, el Congreso de la Unión aprobó el pasado mes de octubre la reforma histórica de reducción de la tasa del Derecho de Utilidad Compartida (DUC). Así, para 2020 la tasa del DUC es de 58% y para 2021 de 54%.

Es relevante mencionar que el efecto de todos estos cambios se observará de manera gradual en estados financieros de los próximos trimestres.

Estamos convencidos de que los avances logrados a lo largo del año 2019 serán determinantes para una mejora gradual y constante de los indicadores operativos y financieros más relevantes de Petróleos Mexicanos.

Vale la pena recordar que en nuestro Plan de Negocios se estableció un periodo de transición de tres años. El primer año estuvo dedicado a resolver los problemas estructurales y sentar las bases de una nueva política de gestión operativa y



POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

Relación con Inversionistas

ri@pemex.com

Tel (52 55) 9126 2940

www.pemex.com/ri



Producción de crudo

1,693 Mbd



Producción de gas natural

3,767 MMpcd



Proceso de crudo

557 Mbd



EBITDA

MXN 69.2 mil millones

Calificación Crediticia de Largo Plazo en Moneda Extranjera

Agencia	Calificación	Perspectiva
S&P	BBB	Negativa
Fitch	BB-	Estable
Moody's	Ba2	Negativa
HR Ratings	BBB+	Negativa

1. Aspectos destacados

financiera de PEMEX. A partir de 2020, iremos consolidando estas iniciativas para alcanzar, en el año 2021, el equilibrio financiero de la empresa.

Información financiera seleccionada (MXN millones)

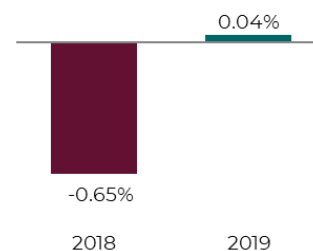
	Cuarto trimestre		Var %
	2018	2019	
Ventas totales	408,401	318,584	-22%
Ventas en México	236,765	187,968	-21%
Ventas de exportación	169,182	129,572	-23%
Deterioro (reversa)	(35,336)	104,731	-396%
Costo de ventas	324,618	320,389	-1%
Gastos generales	(39,380)	(37,416)	-5%
Rendimiento (pérdida) de operación	86,110	(145,019)	-268%
Rendimiento (pérdida) neta	(157,330)	(171,544)	9%
EBITDA	102,089	69,247	-32%

1 Incluye Gastos de distribución, transportación y venta; y Gasto de administración

Los resultados que aquí se presentan al cuarto trimestre de 2019, están determinados aún por la inercia y los rezagos de los últimos años. Estos resultados estuvieron afectados negativamente por menores ingresos de ventas, especialmente menor exportación de petróleo crudo, y por la elevada carga fiscal aplicable aún para 2019.

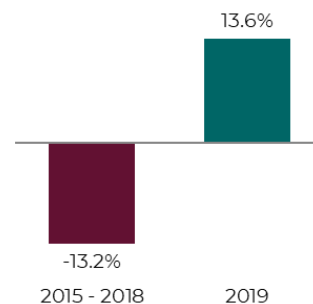
Producción mensual de petróleo

Tasa de variación promedio mensual



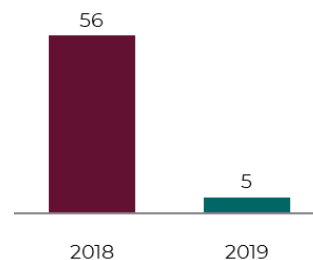
Inversión en exploración y producción

Tasa anual de crecimiento real



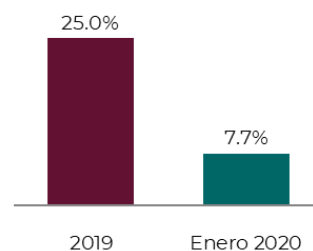
Robo de combustible

Miles de barriles diarios (Mbd)



Vencimiento de la deuda (o refinanciamiento)

Porcentaje del total para el periodo 2019-2021



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 octubre al 31 de diciembre de 2019. PEMEX exhorta al lector a analizar este reporte acompañado de la información incluida en los anexos, los cuales pueden descargarse en www.pemex.com/ri.



Ingresos

Durante el 4T19, las ventas totales disminuyeron 22.0% en comparación con el 4T18, debido principalmente a una baja de 20.6% en las ventas nacionales y de 23.4% 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 4T19, el costo de ventas bajó 1.3%, principalmente como resultado de una disminución de MXN 46.8 mil millones en compra de productos para reventa, y una disminución de MXN 10.9 mil millones en pérdidas no operativas. Considerando el deterioro, el costo de ventas se incrementó en 47.0% comparado con el 4T18. En este trimestre se registró un deterioro por MXN 104.7 mil millones, comparado con una reversa del deterioro de MXN 35.3 mil millones en el 4T18.

Impuestos y derechos

En el 4T19 el total de impuestos y derechos disminuyó 45.7% comparado con el 4T18, debido principalmente a la baja en la producción y precio de los hidrocarburos. El monto generado por concepto del Derecho por la Utilidad Compartida aumentó marginalmente en 2.0% comparado con el 4T18.

Resultado neto

Se registró una pérdida neta de MXN 171.5 mil millones, comparada con una pérdida de MXN 157.3 mil millones en el 4T18.

Deuda financiera

La deuda financiera total disminuyó 4.8% comparada con el cierre de 2018, debido principalmente al prepago de deuda que se llevó a cabo como parte de la operación de manejo de pasivos en septiembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, el tipo de cambio se ubicó en MXN 18.8452 por USD 1.00, por lo que la deuda financiera registró MXN 1,983.2 mil millones, o USD 105.2 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 37,000 millones.

Al 31 de diciembre de 2019, se tenían disponibles MXN 16.0 mil millones de las líneas de crédito en moneda nacional y USD 6,780.0 millones de las líneas en dólares.

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, el deterioro de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo y cuando aplique la partida de pozos no exitosos. El EBITDA en el 4T19 se ubicó en MXN 69.2 mil millones.

Actividades de inversión presupuestal

Al 31 de diciembre de 2019 se ejercieron MXN 201.5 mil millones (USD 10.5 mil millones ¹) en actividades de inversión.

¹ El tipo de cambio promedio utilizado del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 es de 19.2605 pesos por dólar.



Producción de hidrocarburos

La producción de crudo y condensados de PEMEX alcanzó 1,712 miles de barriles diarios (Mbd). Esta cifra representa una disminución de 29 Mbd con respecto al mismo trimestre de 2018. Este desempeño se explica por la declinación natural de algunos campos maduros y por el incremento del flujo fraccional de agua en algunos yacimientos en aguas someras. Sin embargo, se redujo la tasa de declinación debido a la producción de campos nuevos.

La producción de gas natural de PEMEX (sin incluir nitrógeno) registró 3,767 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); esto es un aumento de 19 MMpcd respecto al 4T18.

Proceso de crudo

El proceso de crudo registró 557 Mbd, lo que implica un volumen superior en 52 Mbd respecto al volumen procesado

en el 4T18. Este desempeño favorable se explica por los aumentos en el proceso de crudo en las refinerías de Madero y Minatitlán. Por su parte, la capacidad utilizada de destilación primaria se ubicó en 34%.

Producción de petrolíferos

Durante el 4T19, los derivados del petróleo crecieron en 80 Mbd comparado con el cuarto trimestre de 2018. Cabe destacar una mayor producción de diésel, la cual se incrementó en 27 Mbd o 30.3 por ciento. Como resultado del programa de rehabilitaciones en Madero y Minatitlán, la producción de destilados (gasolinas, diésel y turbosina) aumentó en 54 Mbd y 37 Mbd, respectivamente.

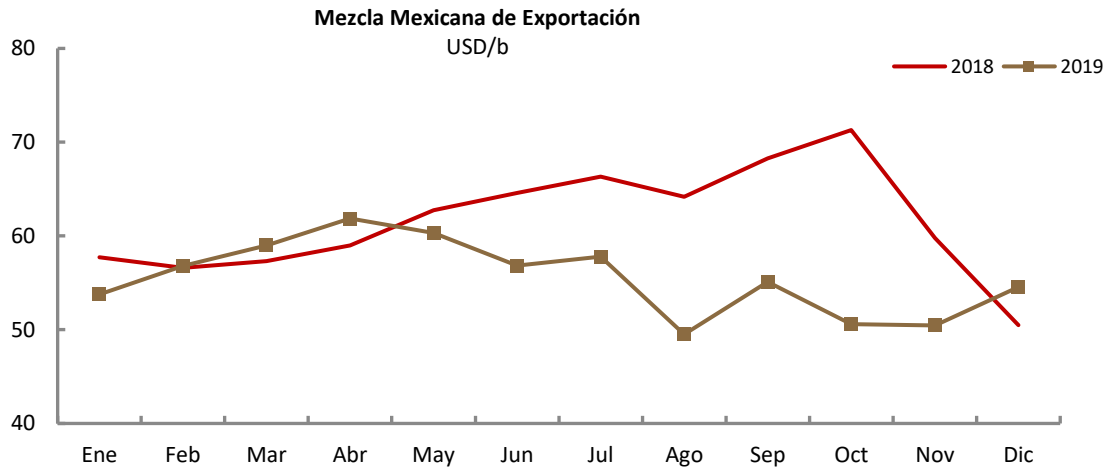
Producción de Hidrocarburos	4T18	4T19	Variación
Producción total (Mbpcd)	2,397	2,428	1.3%
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	1,755	1,731	-1.4%
Producción de PEMEX	1,741	1,712	-1.6%
Crudo y condensados	1,723	1,693	-1.7%
Condensados	18	19	8.8%
Producción de socios	15	19	25.4%
Gas natural (MMpcd)	4,851	5,003	3.1%
Producción de PEMEX	4,792	4,912	2.5%
Producción de socios	60	91	53.6%

Transformación Industrial	4T18	4T19	Variación
Gas seco de plantas (MMpcd)	2,350	2,314	-1.5%
Líquidos del gas natural (Mbd)	215	220	2.8%
Petrolíferos (Mbd)	500	580	16.1%
Petroquímicos (Mt)	381	399	4.5%
Margen variable de refinación (USD/b)	-10.97	-2.64	8.33



Mezcla Mexicana de Exportación

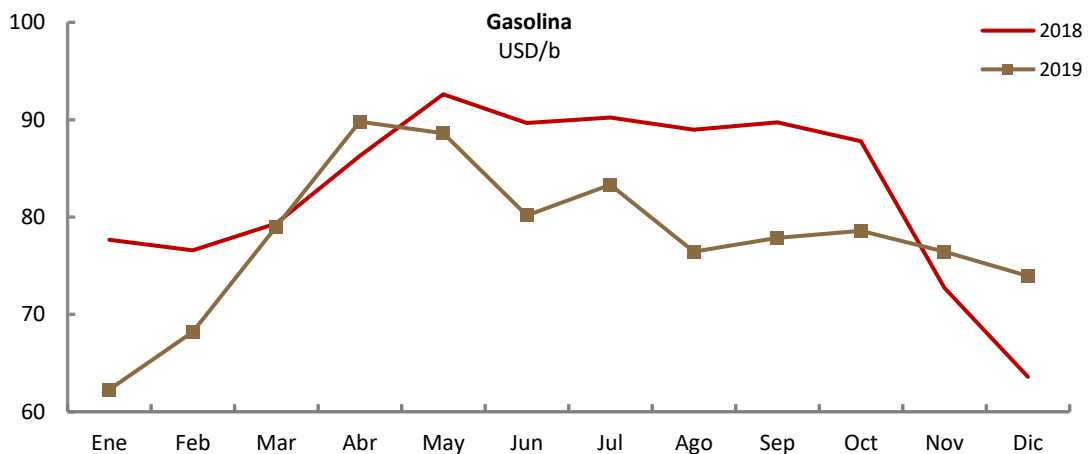
En 2019, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de USD 55.63 por barril, valor 9.3% inferior al del año anterior, debido a que el ritmo de crecimiento de la demanda internacional de petróleo disminuyó por señales económicas mundiales cada vez más débiles, combinado con un crecimiento fuerte de la oferta en los Estados Unidos y la guerra comercial entre EU y China. Estos factores a la baja prevalecieron sobre las señales al alza por la disminución de la oferta en Venezuela e Irán y los conflictos geopolíticos en Medio Oriente. En particular, el 4T19 presentó una disminución de 13.4%, es decir, USD 8.00 por barril respecto al 4T18.



*Fuente: PEMEX, Estadísticas Petroleras (www.pemex.com).

Gasolina

El precio promedio de referencia de las gasolinas durante 2019 fue inferior en 6.1% al observado el 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 fue inferior a la esperada. En el 4T19 se observaron precios 2.2% menores a los observados durante el mismo trimestre del 2018.

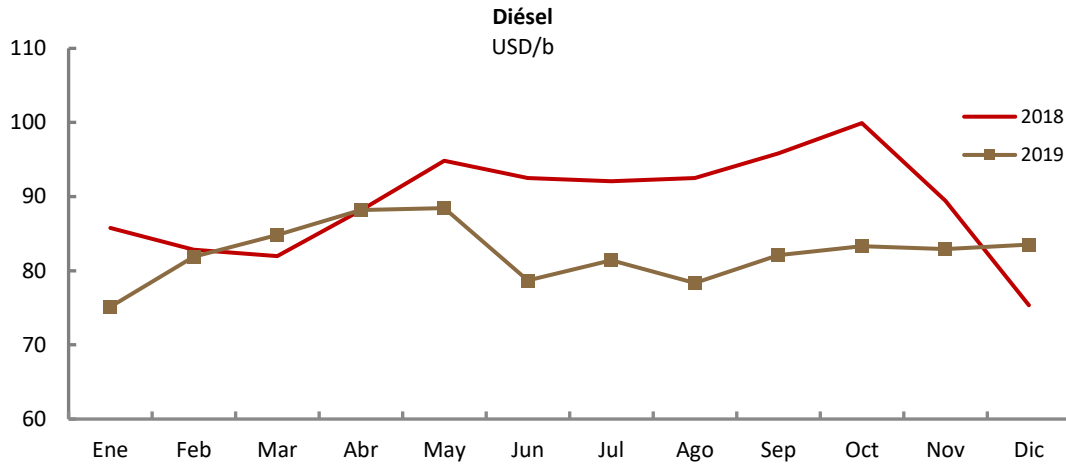


*Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos (www.eia.gov).



Diésel

En 2019, el precio promedio de referencia del diésel fue 7.7% inferior al observado el año anterior, debido a que 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 4T19, el precio de referencia del diésel fue inferior en 5.6% con respecto al mismo trimestre de 2018.



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



IFR y Latin Finance reconocen a PEMEX por las operaciones de financiamiento realizadas en 2019

Derivado de sus actividades de financiamiento en 2019, PEMEX fue reconocido por prestigias publicaciones internacionales por su destacada actividad en los mercados financieros, y por la estrategia instrumentada por la empresa para promover la óptima gestión de su estructura de financiamiento.

La International Financing Review (IFR), publicación especializada en inteligencia de mercados de capital a nivel mundial, premió a PEMEX con el bono Latinoamericano del año por la emisión de USD 7.5 mil millones en tres tramos, transacción que demostró el acceso a los mercados y ayudó a recuperar la confianza de los inversionistas en un momento crucial para obtener financiamiento.

Por su parte, la revista LatinFinance, fuente especializada en economía y mercados financieros de Latinoamérica y Caribe, otorgó a la empresa dos premios por las transacciones siguientes:

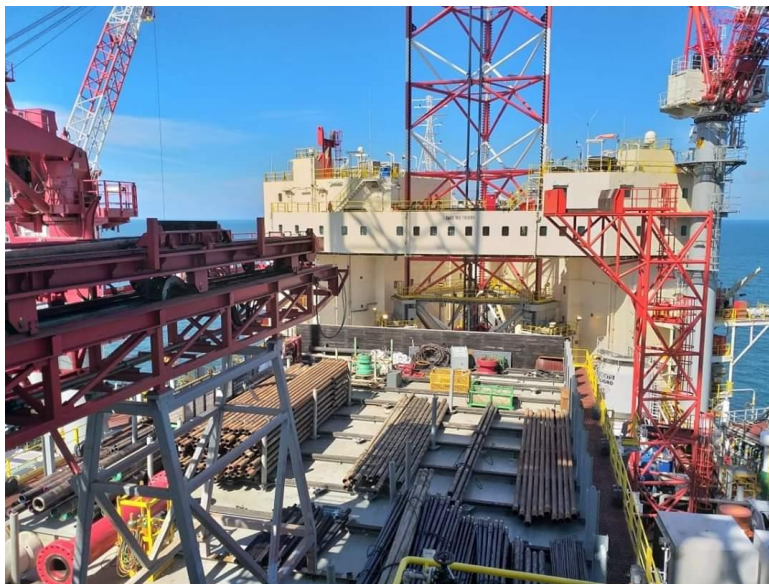
- Bono Cuasi-Soberano del Año por la emisión de USD 7.5 mil millones en 3 tramos
- Préstamo Sindicado del Año por la operación bancaria de USD 8 mil millones

PEMEX avanza en su programa de financiamiento 2020

Como parte de su programa de financiamiento del año, el 21 de enero PEMEX colocó en los mercados internacionales de capital, dos bonos de referencia a 11 y 40 años respectivamente, por un monto total de 5 mil millones de dólares.

Esta operación no incrementa el saldo de la deuda de PEMEX, ya que se trata de una operación de refinanciamiento de los vencimientos de este año, reiterando con ello el compromiso de continuar, por segundo año consecutivo, sin incrementar la deuda de la empresa.

Cabe mencionar que es la primera vez que PEMEX logra un refinanciamiento a 40 años, reflejando con ello, el amplio acceso a los mercados financieros, así como la confianza de los inversionistas en la estrategia operativa y financiera de la actual administración.

**Principales estadísticas de producción**

Del 1 de octubre al 31 de diciembre de

	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>Variación</u>	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	2,397	2,428	13%	31
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	1,755	1,731	-14%	(25)
Producción de PEMEX ⁽¹⁾	1,741	1,712	-16%	(29)
Crudo y condensados ⁽²⁾	1,723	1,693	-1.7%	(30)
Condensados (Mbd)	18	19	8.8%	2
Producción de socios	15	19	25.4%	4
Gas natural (MMpcd) ⁽³⁾	4,851	5,003	3.1%	152
Producción de PEMEX	4,792	4,912	2.5%	120
Producción de socios	60	91	53.6%	32
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽⁴⁾	2,350	2,314	-1.5%	(36)
Líquidos del gas natural (Mbd)	215	220	2.8%	6
Petrolíferos (Mbd) ⁽⁵⁾	500	580	16.1%	80
Petroquímicos (Mt)	381	399	4.5%	17

(1) Durante el 3T19 se realizó un ajuste en la serie de petróleo crudo y condensados para incluir la producción que le corresponde al Estado por Ek-Balam. Por lo tanto, la serie se corrigió desde el 1T19

(2) Condensados producidos en campos

(3) Incluye nitrógeno.

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

(5) Incluye GLP



Producción de hidrocarburos

La producción total de hidrocarburos durante el 4T19 alcanzó un promedio de 2,428 Mbpced. Esto es un crecimiento de 31 Mbpced, con respecto al mismo periodo de 2018. El incremento se explica por el aumento en la producción de gas natural. Por su parte, la producción de petróleo crudo y condensados producidos en campos (sin incluir la producción de los socios)² promedió 1,693 Mbd; esta cifra es prácticamente igual a la reportada durante el 3T19. Sin embargo, si se compara con el mismo periodo de 2018, la producción de líquidos disminuyó en 30 Mbd o 1.7 por ciento.

Al analizar la producción por tipo de petróleo crudo se observan distintas variaciones. La producción de crudo ligero y superligero decreció en 47 Mbd; siendo las causas principales la declinación natural de la producción de campos maduros y el incremento del flujo fraccional de agua en algunos yacimientos de la Región Sur y las Regiones Marinas Noreste y Suroeste.

No obstante, debido a las acciones implementadas durante el año, la producción del campo Xanab se incrementó en 26 Mbd, es decir, en el 4T19 este campo produjo 74 Mbd mientras que en el 4T18 producía 48 Mbd. Cabe recordar que en 2018, la producción de Xanab disminuyó por el avance del contacto agua y aceite. Por su parte, los campos Yaxche y Onel de la Región Marina Suroeste crecieron en 9.8 Mbd; los campos Ixachi, Bedel y Gasífero de la Región Norte aumentaron su producción en 7.2 Mbd; y los campos Yagual, Rabasa, Guaricho, Puerto Ceiba, Teotleco y Samaria de la Región Sur reportaron un crecimiento de 8.9 Mbd.

La producción de petróleo crudo pesado creció en 10 Mbd, principalmente por el desarrollo de los campos Ku, Maloob, Zaap y Ayatsil. Cabe destacar que la producción de este último campo pasó de 61 Mbd en el 4T18 a 84 Mbd en el 4T19. Este incremento de 23 Mbd superó las expectativas del efecto de la declinación natural de los campos marinos.

Como se observa abajo en la gráfica, desde el 2T19 la producción de hidrocarburos líquidos revirtió su tendencia decreciente, es decir, la tasa de declinación se ha reducido significativamente. La estabilización de la producción de hidrocarburos líquidos es consecuencia de la ejecución de las acciones siguientes:

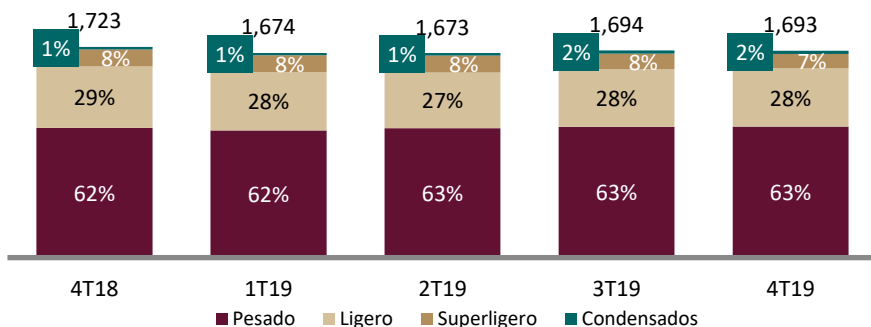
- Atención inmediata a los problemas operativos como reducción de tiempo en la intervención operativa para restablecimiento de pozos con fallas en bombeo electrocentrífugo (BEC)
- Incremento de actividades de atención a pozos (reparaciones mayores, menores, estimulaciones, limpiezas y optimizaciones)
- Producción temprana de campos nuevos

En cuanto a la producción de campos nuevos, durante el cuarto trimestre de 2019 se obtuvo una producción promedio de 9.7 Mbd de crudo y 64.5 MMpcd de gas, respectivamente. Esta producción es atribuible a los campos Xikin, Ixachi, Cibix, Chocol y Valeriana.

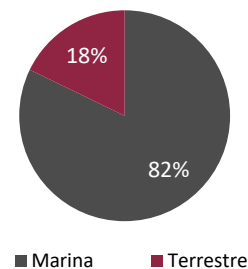
² Durante el 3T19 se realizó un ajuste en la serie de petróleo crudo y condensados para incluir la producción que le corresponde al Estado por Ek-Balam. Por lo tanto, la serie se corrigió desde el 1T19.



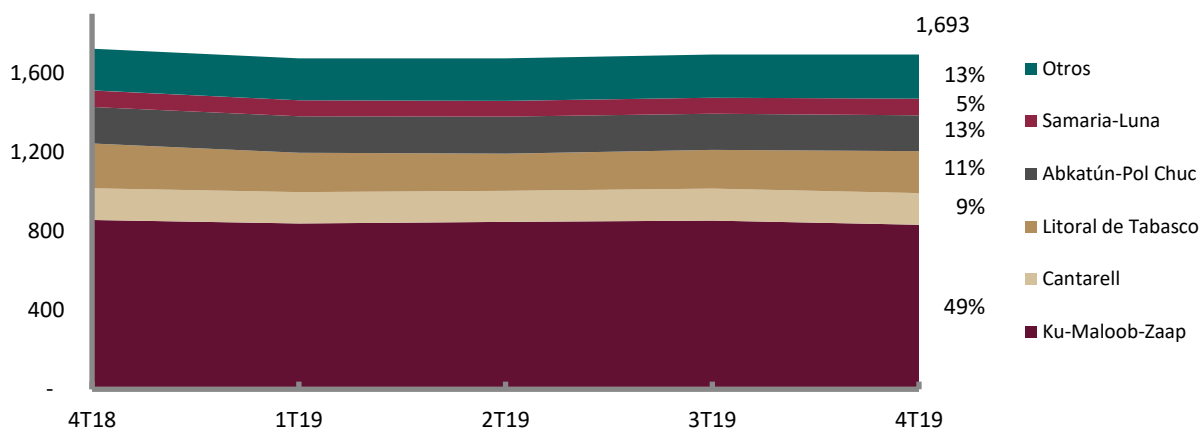
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región



Producción de crudo por activo (Mbd)



Producción de gas natural

En el cuarto trimestre de 2019 destacó la producción total de gas natural³, debido a que creció en 19 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) con respecto al 4T18. De esta forma, la producción total de gas natural promedió 3,767 MMpcd.

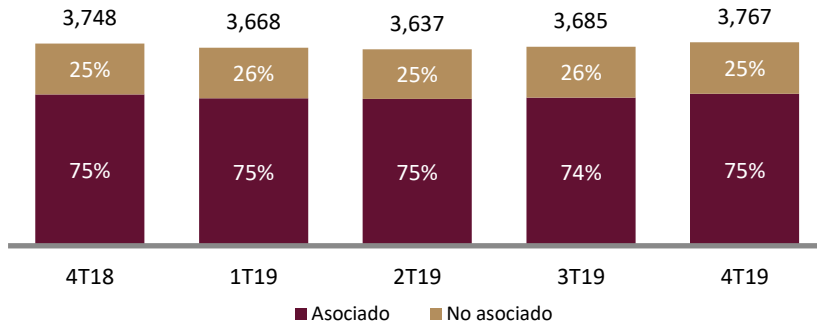
El crecimiento observado es consecuencia de las acciones anteriormente mencionadas como parte de la estrategia para incrementar la producción de hidrocarburos, principalmente el desarrollo y la producción temprana de campos nuevos. Estas acciones permitieron que el crecimiento de la producción de gas compensara la declinación natural de campos maduros y las afectaciones causadas por el incremento del flujo fraccional de agua en las Regiones Norte, Sur y Marinas, así como el incremento en el contenido de nitrógeno en la producción de gas.

El gas asociado se incrementó en 15 MMpcd; este aumento se explica por el desarrollo de los campos Teotleco (64.3 MMpcd), Quesqui (22 MMpcd) y Kax (16.2 MMpcd). Por su parte, el gas no asociado aumentó en 4 MMpcd, explicado principalmente por los resultados favorables en las intervenciones de pozos en la Región Norte.

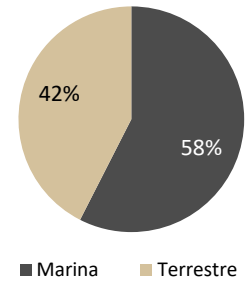
³ No incluye nitrógeno



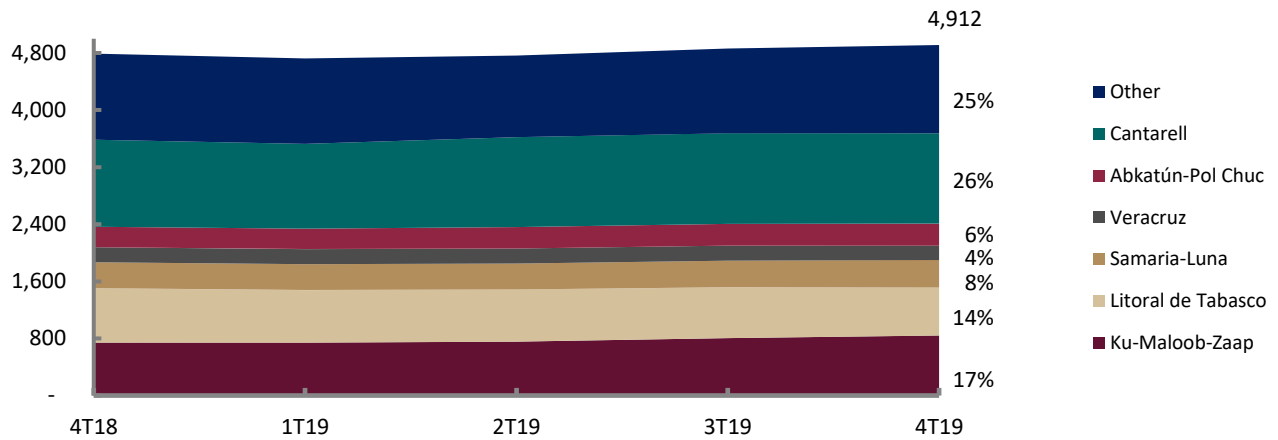
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo



Producción de gas natural por activo (MMpcd)

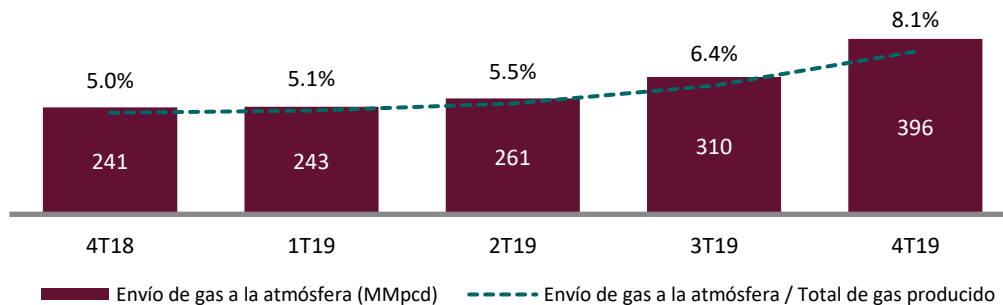


Aprovechamiento de gas

Durante el 4T19, el gas enviado a la atmósfera registró un promedio de 396 MMpcd, lo que significa un aumento de 155 MMpcd. Por lo tanto, el aprovechamiento de gas se redujo de 95% en el 4T18, a 91.9% en el último trimestre de 2019. Las razones que explican el aumento del gas enviado a la atmósfera son:

- alto contenido de nitrógeno por una falla en la planta eliminadora de nitrógeno (NRU);
- mantenimiento y fallas operativas en equipos de compresión; y
- rechazos en los Centros Procesadores de Gas, de Pemex Transformación Industrial.

Envío de gas a la atmósfera



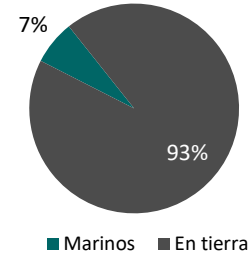


Infraestructura

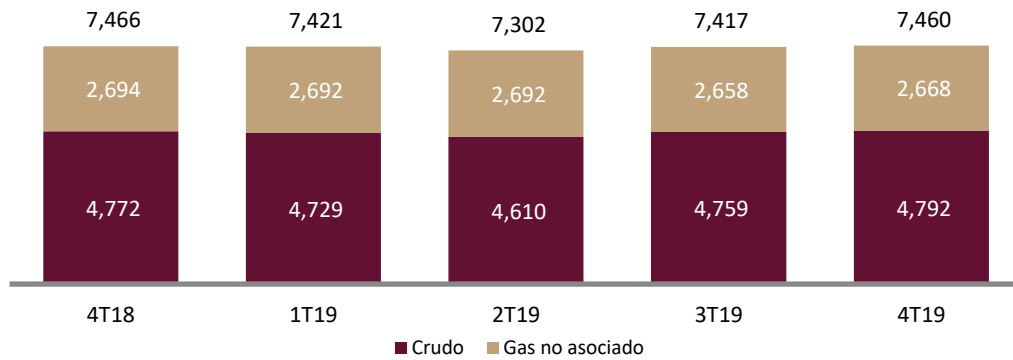
Durante el 4T19 operaron 7,460 pozos productores de gas no asociado y crudo. Cabe destacar que el número de pozos promedio en operación de aceite creció en 20 unidades, comparado con el mismo periodo de 2018.

En línea con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos, durante el cuarto trimestre de 2019 se concluyeron 57 pozos de desarrollo, esto representa 29 pozos adicionales a los terminados en el 4T18. Adicionalmente, se realizaron 8 pozos exploratorios en el último trimestre de 2019, es decir, 2 más que el 4T18.

Pozos promedio en operación por tipo de campo

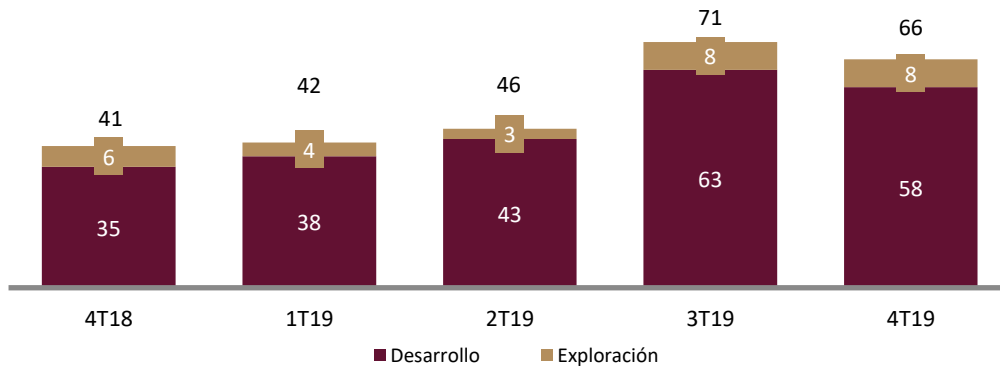


Pozos promedio en operación

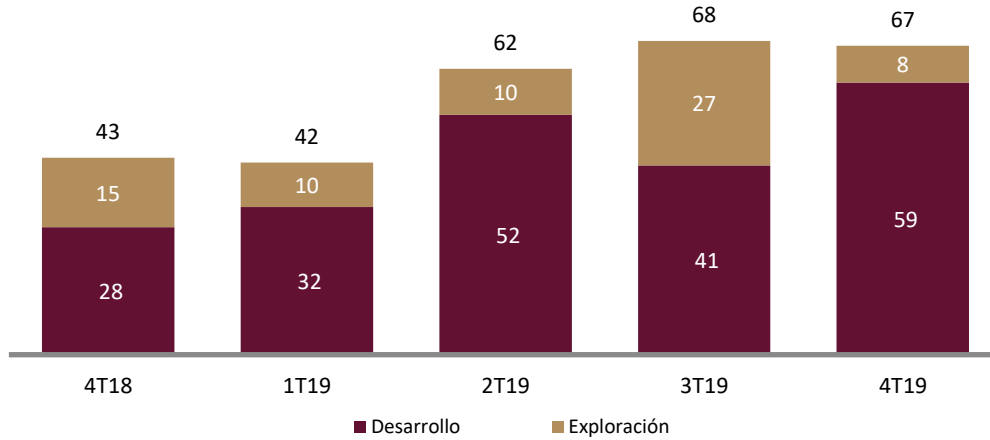


Nota: las cifras pueden no coincidir por redondeo

Pozos terminados



Equipos de perforación



Equipos de perforación promedio por tipo, 4T19



Descubrimientos

Las actividades exploratorias se distribuyeron en tres Activos de Exploración: el Marina Sur (AEMS), el Terrestre Sur (AETS) y el Terrestre Norte (AETN). En el primer activo se concentraron en el proyecto Uchukil, con dos pozos exploratorios. El pozo Xolotl-1 resultó productor de aceite de 24°API, donde se estima una reserva 3P de 20 MMbpce y el pozo Itta-1 resultó productor de aceite y gas de 33°API, con una reserva 3P estimada de 50 MMbpce.

En el proyecto Cuichapa del AETN, el pozo Vinik-1 resultó productor de aceite de 58°API (dato preliminar) donde se estiman reservas 3P del orden de 50 MMbpce. Finalmente, en el AETN, el proyecto de aceite y gas en lutitas obtuvo resultados favorables en los pozos Maxoxhitl-1, Kaneni-1 y Pankiwi-1, productores de aceite de 45°, 37° y 49° API, respectivamente (datos preliminares). Se estiman reservas 3P del orden de 200 MMbpce entre los tres campos. Por lo tanto, se estima que por la actividad exploratoria del 4T19 se adicionarán alrededor de 320 MMbpce de reservas 3P.



Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tirante de agua Metros	Tipo de hidrocarburo
			Líquidos bd	Gas MMpcd		
Uchukil	Xolotl-1	Mioceno superior	2,220	0.6	22	Aceite y gas
Uchukil	Itta-1	Mioceno superior	1,443	0.6	27	Aceite y gas
Cuichapa	Vinik-1	Cretácico Medio	582	8.6		Gas y condensado
Aceite y gas en lutitas	Maxochitl-1	Jurásico Superior Oxfordiano	23			Aceite y gas
Aceite y gas en lutitas	Kaneni-1	Jurásico Superior Tithoniano	293	0.4		Aceite y gas
Aceite y gas en lutitas	Pankiwi-1	Jurásico Superior Tithoniano	44	0.9		Gas y condensado

Exploración y Producción anual 2019

Producción de hidrocarburos

La producción total de hidrocarburos en 2019 promedió 2,405 Mbpced. En términos relativos, representa una disminución de 111 Mbpced o 4.4% con respecto a 2018. Por su parte, los hidrocarburos líquidos promediaron 1,684 Mbd durante 2019; esto implica una reducción de 139 Mbd o 7.6% comparado con el 2018. Este comportamiento se explica principalmente por la declinación natural de los yacimientos, por el incremento del flujo fraccional de agua en campos maduros, así como el cierre de producción por altos inventarios de crudo provocados por la suspensión en la carga de buque-tanques para exportación por malas condiciones climatológicas. La proporción de crudo pesado en 2019 alcanzó el 63% de la producción total, mientras que los crudos ligeros corresponden al 37% restante.

Gas natural

La producción de gas natural promedió 3,690 MMpcd, esto representa una disminución de 4% o 152 MMpcd en relación con la producción registrada en 2018. La producción de gas hidrocarburo asociado representó el 75% (2,754 MMpcd) de la producción total de gas, mientras que al gas no asociado le correspondió el 25% (936 MMpcd).

Aprovechamiento de gas

El envío de gas a la atmósfera aumentó en 125 MMpcd respecto a 2018, debido principalmente al incremento en la producción de gas contaminado con nitrógeno en los Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, así como a mantenimientos y fallas en equipos



de compresión, rechazo por parte de los Centros Procesadores de Gas y fallas en la planta eliminadora de nitrógeno (NRU). De esta forma, en 2019 se aprovechó el 93.8% del gas, mientras que en 2018 se aprovechó un 96.3% del gas.

Para incrementar el aprovechamiento de gas en el 2020 se espera el arranque de la plataforma de compresión CA-Ku-A, en el Activo Ku-Maloob-Zaap en la Sonda de Campeche. Esta plataforma contribuirá a incrementar la flexibilidad operativa de manejo del gas, al permitir segregar las corrientes con alto y bajo contenido de nitrógeno.

Pozos en operación y terminación de pozos

En 2019 se terminaron 202 pozos de desarrollo, lo que representa un incremento de 59 pozos comparado con el 2018. La razón principal del incremento es la implementación de la estrategia para compensar la declinación de la producción. La producción diaria asociada a estos pozos fue 93 Mbd de aceite y 117 MMpcd de gas natural. Del total de estos pozos, 159 fueron terrestres y 43 marinos, resultando 166 productores de aceite y gas asociado, 4 de gas húmedo, 3 de gas seco, 13 de gas y condensado, 12 improductivos y 4 inyectores, con lo cual se obtuvo un éxito de desarrollo de 94 por ciento. Adicionalmente, en 2019 se terminaron 29 pozos de exploración, esto es 4 pozos más que los terminados en 2018.

Descubrimientos

Durante 2019, uno de los descubrimientos más importantes en tierra, fue el campo Quesqui-1, cuyas reservas 3P estimadas ascienden a casi 500 MMbpce. El yacimiento incluye gas y condensados.

También destaca el proyecto Uchukil, en el cual se perforaron 5 pozos de desarrollo, y cuyas reservas 3P estimadas suman 148 MMbpce. Por su parte, en la región Tampico Misantla se perforaron tres pozos con reservas 3P estimadas de 200 MMbpce. En aguas profundas, se concluyó exitosamente el pozo Nobilis 1, yacimiento de aceite ligero que se estima reclasifique reservas del orden de 168 MMbpce.

En total, durante 2019, los descubrimientos anunciados generaron aproximadamente 900 MMbpce en reservas.

Información adicional relacionada con actividades de Exploración y Producción

PEMEX anuncia el hallazgo de Quesqui

El 6 de diciembre de 2019 se anunció oficialmente el descubrimiento del campo Quesqui. La información disponible aportada por el pozo Quesqui 1, así como los datos sísmicos de la zona, permiten confirmar la existencia de un yacimiento en tierra con 500 MMbpce en reservas 3P. El desarrollo de este campo incluirá la perforación de 11 pozos con una producción total estimada de 69 Mbd de aceite y 300 MMpcd de gas natural para 2020 y con un potencial de alcanzar una producción de hasta 110 Mbd y 410 MMpcd de aceite y gas, respectivamente en 2021.

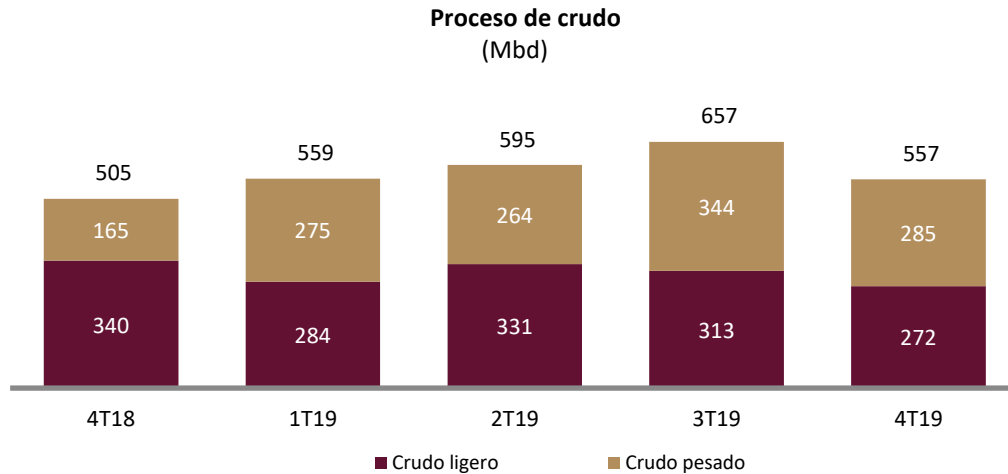


Proceso de crudo

Durante el cuarto trimestre de 2019 en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) se procesaron 557 mil barriles diarios (Mbd), esto es una variación absoluta de 52 Mbd con respecto al 4T18. Este desempeño favorable se explica por los aumentos en el proceso de crudo en las refinerías de Madero y Minatitlán en 93 Mbd y 69 Mbd, respectivamente. El incremento del proceso en Madero se explica porque se reiniciaron las plantas de proceso, incluyendo la planta combinada maya; mientras que en el caso de Minatitlán se estabilizaron las operaciones.

Los resultados del programa de rehabilitaciones en las refinerías se demuestran con el mayor volumen de crudo pesado procesado en las refinerías reconfiguradas. Durante el 4T19 se procesaron 212 Mbd de crudo pesado, esto es un volumen superior en 152 Mbd con respecto al mismo periodo de 2018. En 2020 se espera concluir con el programa de rehabilitaciones para incrementar el proceso de crudo pesado en el SNR.

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 34%, cifra superior a la registrada en el 4T18 (30%). Este indicador se ve aún limitado porque a partir del cuarto trimestre de 2019 se incrementó el trabajo de rehabilitación en las refinerías.



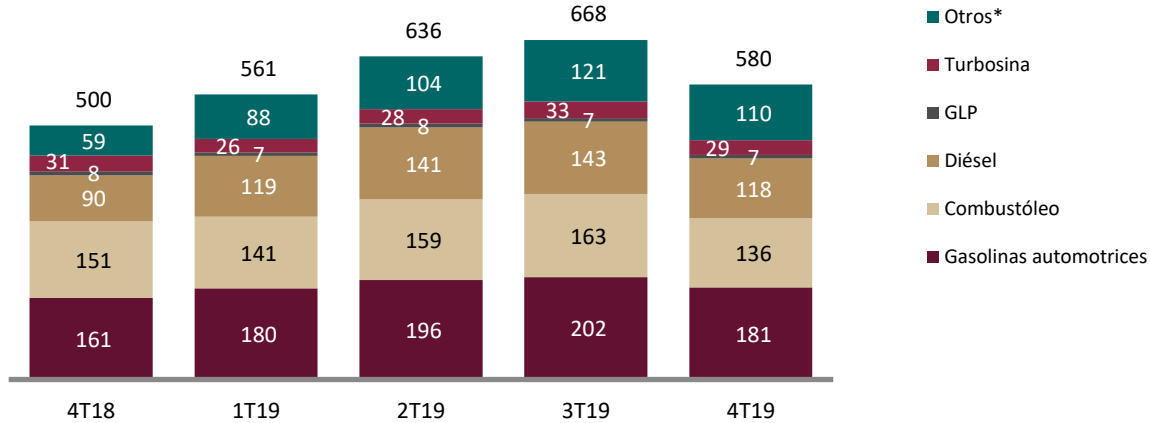
Producción de petrolíferos

Durante el periodo octubre a diciembre de 2019 en el SNR se produjeron 580 Mbd petrolíferos. De éstos, 181 Mbd fueron gasolinas, 118 Mbd diésel, 29 Mbd turbosina y 252 Mbd otros petrolíferos y gas LP.

Como resultado del programa de rehabilitaciones, en Madero y Minatitlán la producción de destilados (gasolinas, diésel y turbosina) aumentó en 54 Mbd y 37 Mbd, respectivamente.

En todo el SNR, los rendimientos del crudo mostraron un desempeño superior al del 4T18. De esta forma, el porcentaje de destilados producidos en todas las refinerías registró 58.9%, este indicador es superior al registrado en el 4T18 (55.9%).

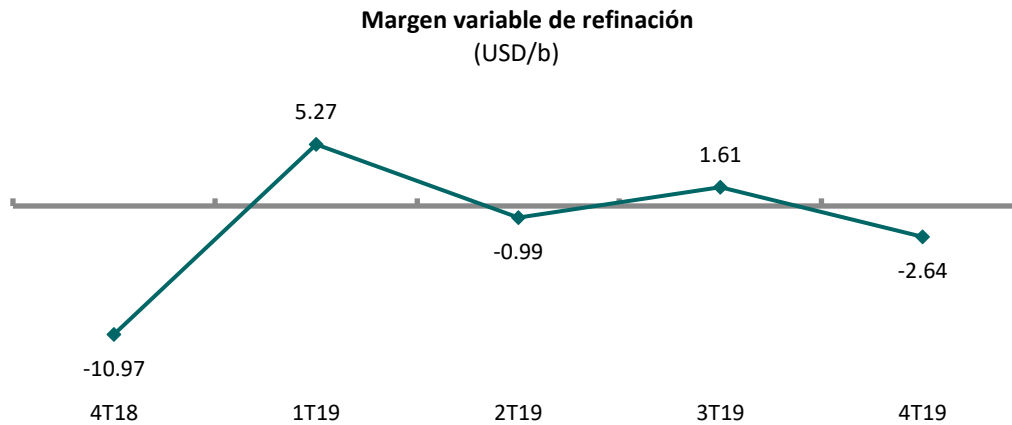
Producción de petrolíferos (Mbd)



* 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 4T19 fue negativo y promedió USD 2.64 por barril (USD/b). No obstante, se observa un incremento de USD 8.33 por barril (USD/b), en comparación con el margen variable registrado en el 4T18. El aumento se explica por el mejor desempeño operativo en el SNR por un mayor rendimiento de destilados.



Franquicia PEMEX

Al 31 de diciembre de 2019, 8,593 estaciones de servicio operaban bajo la Franquicia PEMEX, este número es inferior en 13.5% a las 9,930 que existían en 2018. Del total de estaciones de servicio en operación, 8,548 son privadas y operan como franquicias, en tanto que las 45 restantes son propiedad de PEMEX Transformación Industrial (estaciones de servicio de autoconsumo). Adicionalmente, Pemex TRI suministra productos petrolíferos a 2,992 estaciones de servicio fuera de la Franquicia PEMEX (estaciones de bandera blanca); de las cuales 568 operan bajo una sublicencia de las marcas de los productos PEMEX y 2,424 utilizan marcas de terceros. El total de estaciones de servicio con producto suministrado por PEMEX es de 11,585.

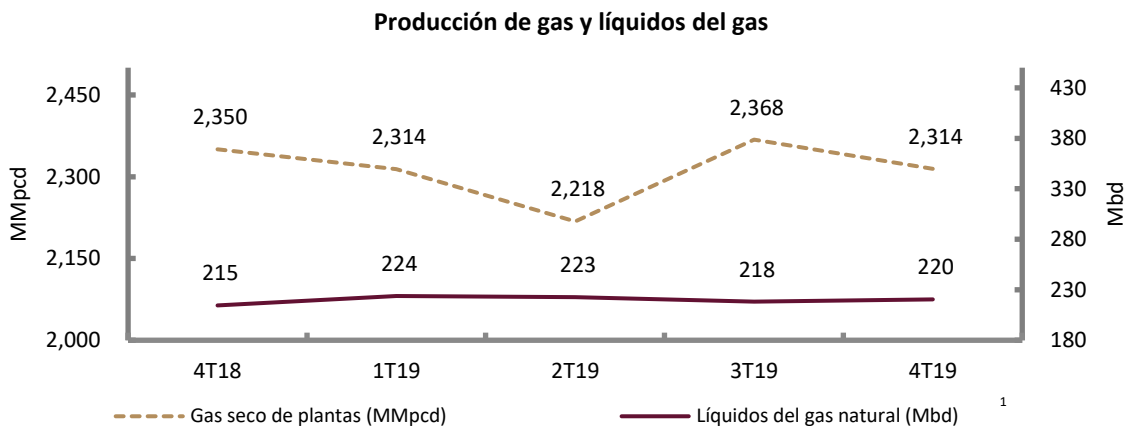
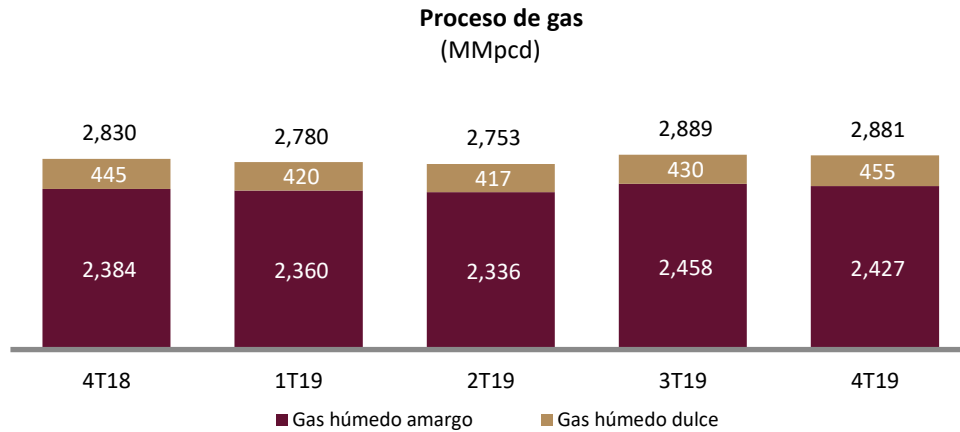
Proceso y producción de gas

En el 4T19 se destaca que el proceso de gas húmedo se incrementó en 52 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), con respecto al mismo periodo de 2018. De esta forma, el proceso de gas húmedo promedió 2,881 MMpcd. Este resultado es consecuencia del incremento en la producción de gas húmedo amargo por parte de Pemex Exploración y Producción.



Por su parte, la producción de gas seco promedió 2,314 MMpcd, esta cifra es marginalmente inferior a la registrada durante el 4T18. En contraste, la producción de líquidos de gas creció en 2.8% para promediar 220 Mbd, como consecuencia del aumento en la oferta de gas húmedo.

Finalmente, el proceso de condensados promedió 21 Mbd, este volumen es superior al registrado en el trimestre octubre-diciembre de 2018, debido fundamentalmente a una mayor entrega de condensados amargos por parte de Pemex Exploración y Producción.



(1) Incluye el proceso de condensados.

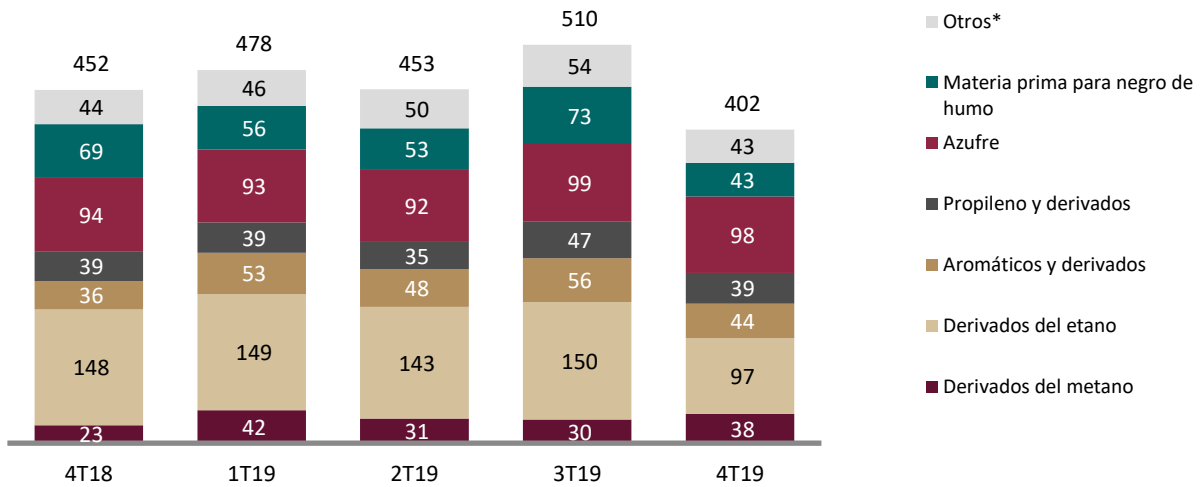
Producción de petroquímicos

Durante el 4T19, la producción de petroquímicos decreció en comparación con el mismo período de 2018. La producción total promedió 402 mil toneladas (Mt), esto es una disminución de 46 Mt y un 10% inferior al 4T18. Las variaciones trimestrales que explican este resultado son:

- La producción de propileno sumó 39 Mt, cifra superior en 5 Mt respecto al 4T18, debido principalmente al mayor proceso de crudo en la refinería de Minatitlán;
- Los aromáticos y derivados promediaron 44 Mt, un aumento de 8 Mt explicado porque el tren de aromáticos del complejo petroquímico la Cangrejera operó de manera estable;
- La producción de metanol del complejo petroquímico Independencia fue de 38 Mt, cantidad superior en 15 Mt con relación al mismo trimestre de 2018;
- El azufre sumó 98 Mt, cantidad superior en 4 Mt con respecto al 4T18; y
- La producción de materia prima para negro de humo fue de 43 Mt, cifra inferior en 26 Mt respecto 4T18 debido principalmente al mayor proceso de crudo en la refinería de Minatitlán.



Producción de petroquímicos (Mt)



*Incluye Anhídrido carbónico, Butadieno crudo, Ceras polietilénicas, Especialidades petroquímicas, Heptano, Hexano, Hidrogeno, Líquidos de pirolisis, Nitrógeno, Oxígeno, Mezcla de pentanos y Butanos.

Transformación Industrial anual 2019

Proceso de crudo

Durante 2019, el proceso de petróleo crudo del SNR promedió 592 Mbd, lo que implica una reducción de 20 Mbd o 3.2% con respecto a 2018. Esta reducción se explica principalmente por el inicio de los trabajos de rehabilitación en el SNR. Al cierre de diciembre, el mejor desempeño se observó en las refinerías de Madero y Minatitlán. Por su parte, la utilización de la capacidad de destilación primaria del SNR promedió 36%, cifra similar a la registrada en 2018 (37%).

Producción de petrolíferos

En 2019 la producción de derivados del petróleo alcanzó 612 Mbd, de este total, 190 Mbd corresponde a gasolinas, 130 a diésel, 29 Mbd a turbosina y 263 Mbd a otros petrolíferos y gas LP. Los rendimientos del crudo se mantuvieron en niveles similares a los de 2018, esto quiere decir que la proporción de producción de destilados de alto valor con respecto al crudo procesado se mantuvo estable.

Margen variable de refinación

Durante 2019, el margen variable del SNR registró USD 0.80 /b, este número es inferior en USD 0.16 /b al margen variable de 2018. Esta disminución se explica por la reducción de los precios de los refinados en la costa norte del Golfo de México. Sin embargo, un factor que compensó la caída, fue el mejor desempeño operativo en el SNR por una mejora en el rendimiento de los destilados.

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

Durante 2019, el proceso de gas húmedo promedió 2,826 MMpcd, de los cuales 2,396 MMpcd fueron de gas húmedo amargo y 431 MMpcd de gas húmedo dulce. Respecto a 2018, aún se observa una reducción en el nivel proceso de gas húmedo de 126 MMpcd, sin embargo, en la segunda mitad de 2019 el nivel de proceso de gas fue superior al promedio del primer semestre.

La producción de gas seco se ubicó en 2,304 MMpcd, volumen inferior en 4.7% a 2018, mientras que la producción de líquidos del gas fue menor en 7.8%, con respecto a 2018.



El proceso de condensados promedió 22 Mbd, volumen inferior en 5 Mbd al registrado en 2018, debido principalmente a una menor entrega de condensados amargos por parte de Pemex Exploración y Producción.

Producción de petroquímicos

La producción de petroquímicos en 2019 totalizó 1,842 Mt, lo cual implica una disminución de 393 Mt o 17%, con respecto a la producción registrada en 2018.

La producción de aromáticos y derivados del complejo petroquímico la Cangrejera, se ubicó en 202 Mt, cifra superior en 96 Mt a la registrada en 2018. Este desempeño se explica porque el tren de aromáticos operó de manera estable.

Por su parte, la producción de propileno fue de 159 Mt, cifra superior en 6.5 Mt respecto a 2018, debido principalmente al mayor proceso de crudo en la refinería de Minatitlán.

La producción de metanol en el complejo petroquímico Independencia fue de 141 Mt, cantidad inferior en 7 Mt con relación a 2018, debido a que la planta de metanol estuvo fuera de operación por altos inventarios de producto terminado.

La producción de azufre se ubicó en 382 Mt, cantidad inferior en 68 Mt, comparada con 2018. En este resultado influyó la menor producción en el complejo procesador de Cactus, dada la salida de operación de dos plantas recuperadoras de azufre por mantenimiento correctivo.

La producción de materia prima para negro de humo fue de 225 Mt, cifra menor en 43 Mt respecto a 2018, debido principalmente al menor proceso de crudo en la refinería de Salamanca.

Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial y Logística

Avances en el programa de rehabilitación del SNR

En septiembre de 2019 inició la etapa de ejecución del programa de rehabilitaciones en las refinerías. Como resultado de estas acciones, al cierre de diciembre, el mejor desempeño se registró en las refinerías de Minatitlán donde se estabilizó el nivel de proceso, con el reinicio de operaciones de la planta combinada maya, mientras que en la refinería de Madero en junio inició el arranque de sus plantas de proceso, incluyendo la planta combinada maya. Con las reparaciones que concluyen en febrero de 2020 se espera llegar a niveles de proceso de alrededor de 600 Mbd. Actualmente, se continúa trabajando en dicho programa, con un enfoque de atención de los riesgos críticos en las plantas de proceso, en servicios principales y almacenamiento.

Avances en la estrategia contra el robo de combustible

Como resultado de la estrategia conjunta entre PEMEX y el Gobierno Federal, al 31 de diciembre de 2019, el volumen robado de combustible disminuyó en un 91% con respecto al promedio registrado en 2018. Como se detalla en la sección financiera, en 2018 las pérdidas no operativas ascendieron a MXN 39.4 mil millones y en 2019 registraron MXN 4.6 mil millones, es decir, se redujeron en MXN 34.8 millones u 88 por ciento.



Seguridad Industrial 2019

En todos los eventos moderados y graves, Petróleos Mexicanos realiza un análisis de causa raíz para identificar las causas que los originan y definir acciones correctivas para evitar la recurrencia. En eventos muy graves los análisis han sido desarrollados por investigadores independientes, que garantizan la total transparencia y permiten fortalecer el Sistema PEMEX SSPA y la rendición de cuentas ante las partes interesadas.

Índice de frecuencia⁴

Durante el periodo enero a diciembre de 2019, el índice de frecuencia promedió 0.24 lesiones por millón de horas hombre laboradas (MMhh). Esta cifra implica una disminución marginal de 0.01, con respecto al índice registrado en el 2018.

Cabe mencionar que esta disminución es significativa si se toma en cuenta que en el 2018 se alcanzó el mejor desempeño histórico de PEMEX en materia de seguridad.

Índice de gravedad⁵

En el periodo enero a diciembre de 2019, el índice de gravedad registró 17 días perdidos por MMhh, lo que implica un incremento de 2 días con respecto al nivel registrado durante el mismo periodo del año pasado.

Protección Ambiental 2019

Emisiones de óxidos de azufre

Al cierre del 2019, las emisiones de óxidos de azufre aumentaron 35.7% en comparación con el mismo periodo del año 2018. El incremento se debió principalmente al aumento en el volumen de gas ácido enviado a quemadores por fallas en las unidades de recuperación de azufre y falta de capacidad de procesamiento, en particular en los centros procesadores de gas Cactus y Poza Rica, así como en las refinerías de Tula y Salina Cruz.

Reuso de agua

Al cierre del 2019, el índice del reúso de agua (reúso/uso), presentó un incremento del 2.1% respecto al mismo periodo de 2018, debido principalmente al incremento en el uso de agua urbana tratada en la planta de tratamiento de aguas negras San Rafel de la refinería de Cadereyta, al incremento de uso de agua urbana tratada externamente por la refinería de Madero y al incremento del tratamiento de agua por la planta de tratamiento de aguas negras (PTAR) de la refinería de Salamanca. Cabe mencionar que se encuentran fuera de operación las PTAR en las refinerías de Minatitlán, Salina Cruz y recientemente Cadereyta debido a la falta de mantenimiento.

⁴ 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.

⁵ El índice de gravedad es el total de días perdidos por MMhh de exposición al riesgo en el periodo considerado. Los días perdidos son los días de incapacidad médica por lesiones consecuencia de accidentes de trabajo, más los días de arrastre, más los días de indemnización por incapacidad parcial o total, permanente o muerte, correspondientes.



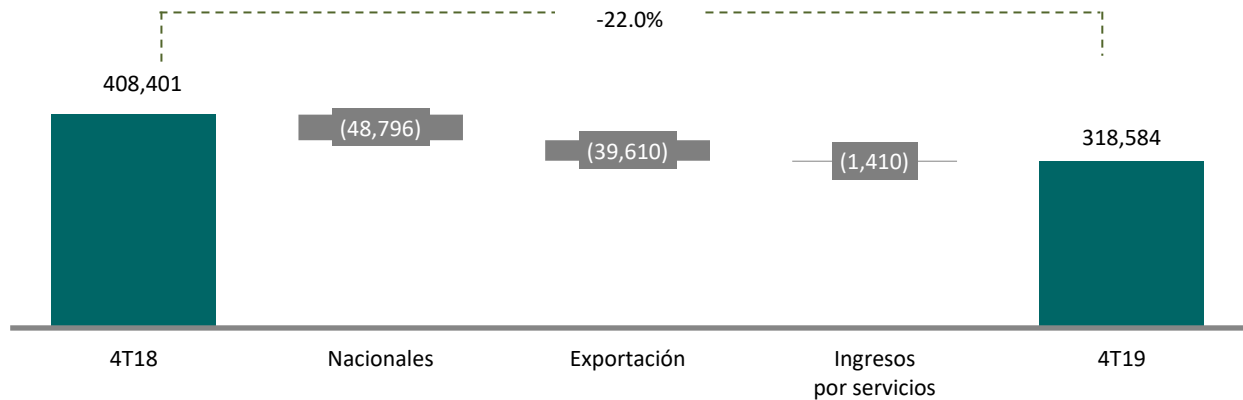
9.1 Estado de resultados del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019

Ventas totales

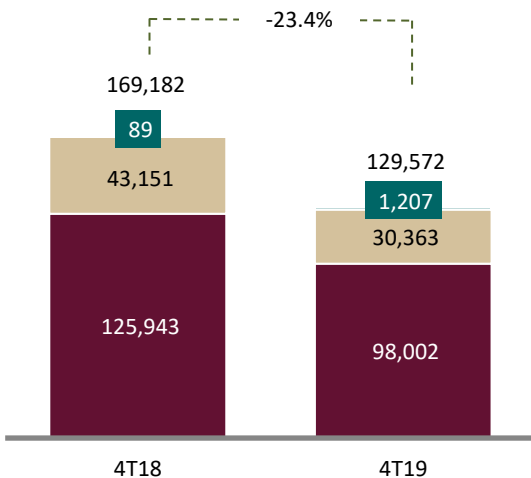
Los ingresos totales por ventas y servicios disminuyeron 22.0%, en comparación con los registrados en el 4T18. Esto se debió principalmente a:

- una disminución de 20.6% 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 23.4% en las ventas de exportación, dada la disminución de 5.0% en el volumen comercializado de crudo, aunado a la baja de USD 8.4 por barril en el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo. El precio pasó de un promedio de USD 60.3 por barril en el 4T18, a USD 51.9 por barril en el 4T19.

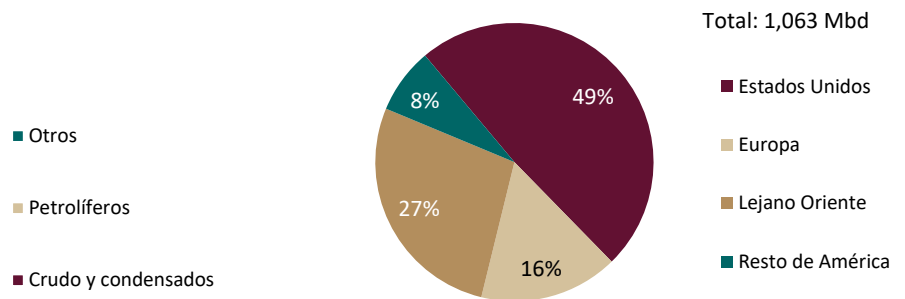
Evolución de las ventas (MXN millones)



Exportaciones (MXN millones)

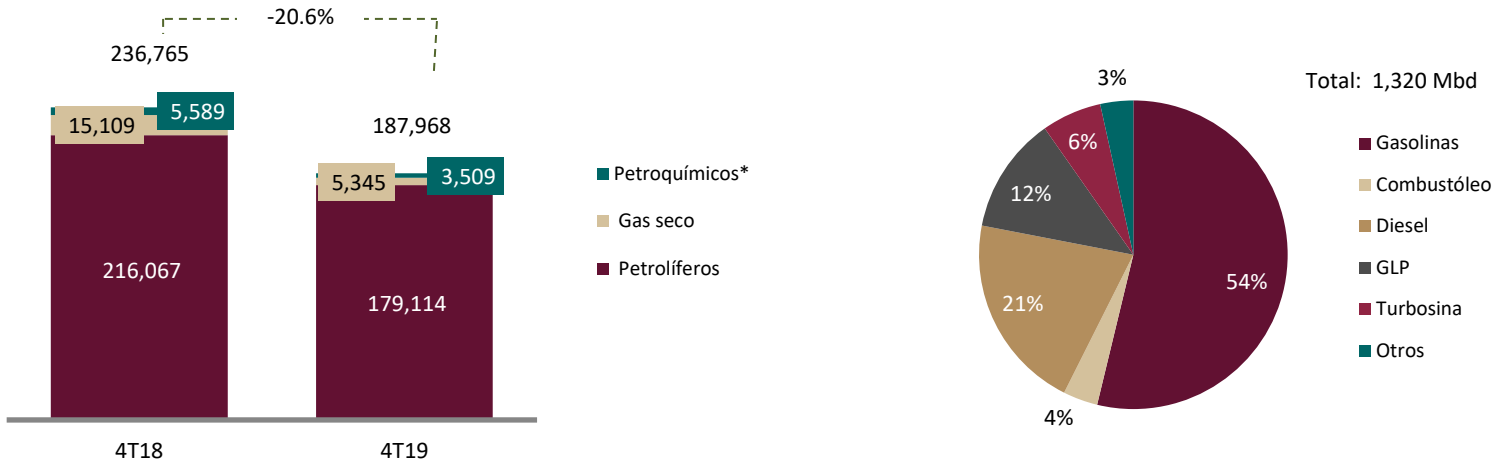


Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México (MXN millones)

Ventas de petrolíferos en México



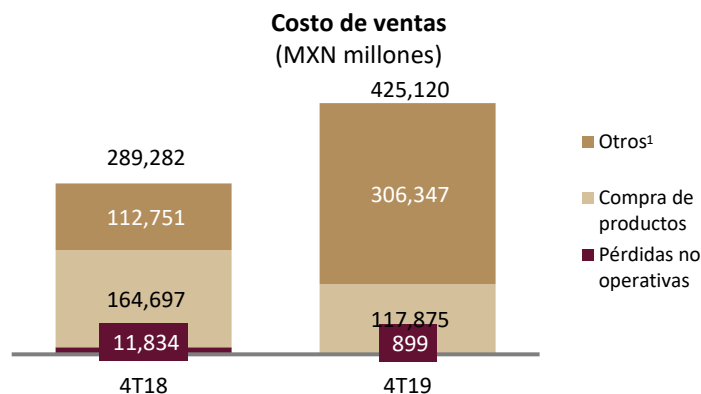
* Incluye los productos de las empresas Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno

Costo de ventas y rendimiento de operación

El costo de ventas aumentó 47.0%, principalmente como resultado del registro de deterioro de activos durante el trimestre por MXN 104.7 mil millones, comparado con una reversa de deterioro por MXN 35.3 mil millones en el mismo periodo del año anterior y reconocimiento en resultados de pozos no exitosos por MXN 53.4 mil millones.

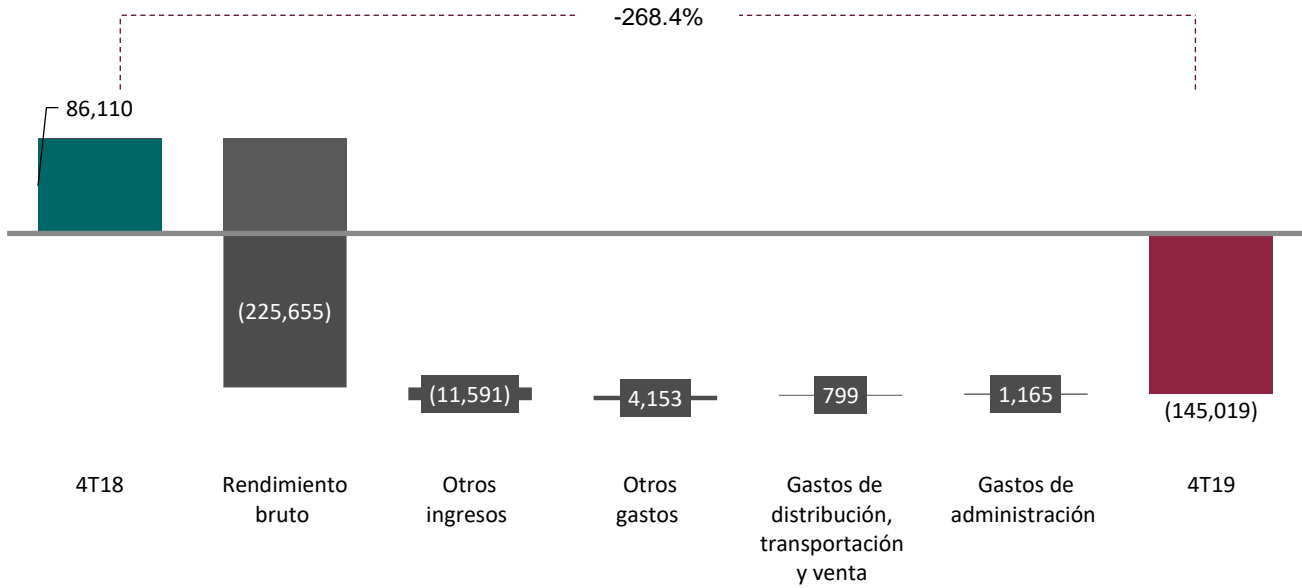
Las “pérdidas no operativas”, que reflejan el robo de combustibles y su comercialización, muestran una mejora de 92.4% en comparación con el 4T18. Por su parte, las compras de productos para reventa disminuyeron 28.4% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Esta cifra está impactada positivamente por la mejora en la producción de refinados de PEMEX.

Como consecuencia de lo anterior, la pérdida bruta se ubicó en MXN 106.5 mil millones, comparada con un rendimiento bruto por MXN 119.1 mil millones registrado en el 4T18. Los gastos generales (administración, distribución, transportación, ventas) mostraron una disminución de 7.9%. Así, el resultado de operación se ubicó en una pérdida de MXN 145.0 mil millones, comparado con un rendimiento de operación de MXN 86.1 mil millones en el 4T18.



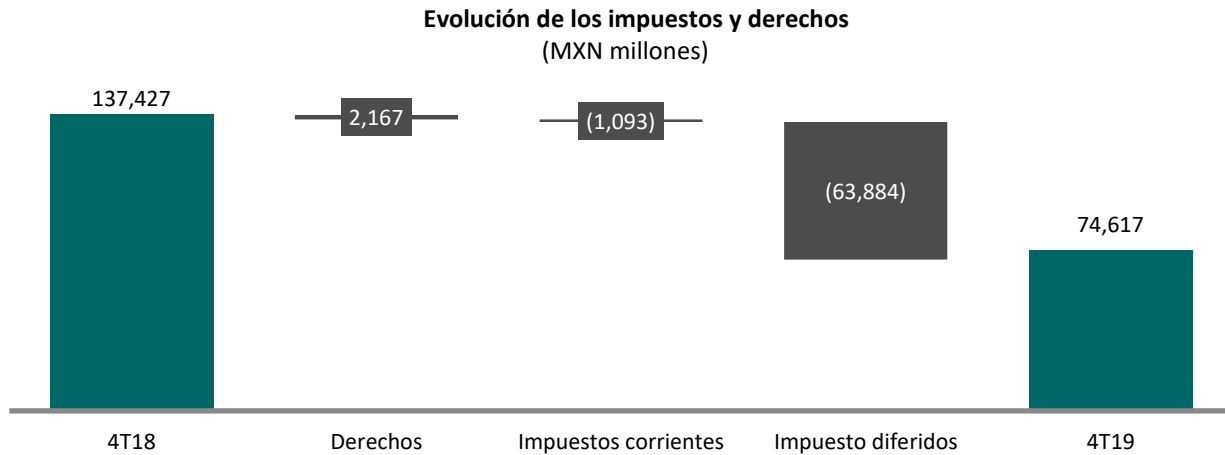
¹ Incluye Depreciación y amortización, Efecto neto por la consolidación de Cías. Subsidiarias, Gastos de operación, Impuestos y derechos a la extracción, Conservación y mantenimiento, Costo neto del periodo de beneficios a empleados, Gastos de exploración y Variación de inventarios

Evolución del rendimiento de operación (MXN millones)



Impuestos y derechos

Durante el 4T19, el total de impuestos y derechos registrados ascendió a MXN 74.6 mil millones, mostrando una disminución de 45.7% comparado con el 4T18. Esta reducción 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, aumentó ligeramente en 2.0 por ciento.



Evolución del resultado neto

Durante el 4T19, PEMEX registró una pérdida neta de MXN 171.5 mil millones, 9.0% superior a la registrada en el 4T18.

Entre los factores negativos que determinaron este resultado en el 4T19 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 89.8 mil millones.

También se registró una utilidad cambiaria de MXN 69.6 mil millones en el 4T19, comparado con una pérdida cambiaria de MXN 73.5 mil millones en el 4T18. Esta utilidad se originó dada la apreciación del peso mexicano frente al dólar estadounidense en el periodo. El tipo de cambio pasó de MXN 19.6363 por USD 1.00 al 30 de septiembre de 2019, a MXN



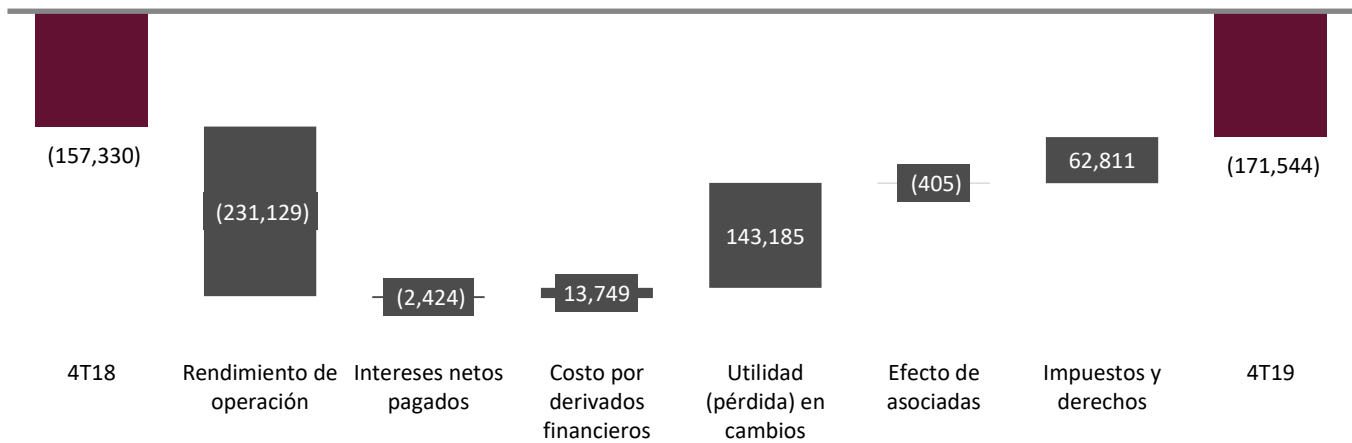
18.8452 por USD 1.00 al cierre del 4T19, lo que representa una variación de 4.0%. Ésta es considerada una partida “virtual” y en su mayoría no representa salidas de flujo.

Entre los factores positivos que compensaron parcialmente la pérdida se encuentran las menores pérdidas no operativas (robo de combustible), que implicaron una reducción de 92.4% en el 4T19 respecto al mismo trimestre de 2018. Esto representó un efecto positivo sobre las finanzas de la empresa por MXN 10.9 mil millones.

Asimismo, la reducción de las importaciones de gasolinas y diésel en el cuarto 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 28.4%, es decir, MXN 46.8 mil millones con relación al mismo trimestre del año previo.

También se obtuvo un rendimiento por instrumentos financieros derivados de MXN 6.2 mil millones en el 4T19, como resultado principalmente de utilidades no realizadas de las coberturas contratadas, dada la depreciación del dólar contra otras monedas, comparado con una pérdida no realizada de MXN 7.5 mil millones en el 4T18 como resultado principalmente de las operaciones de cobertura de moneda, dada la apreciación del dólar contra otras monedas.

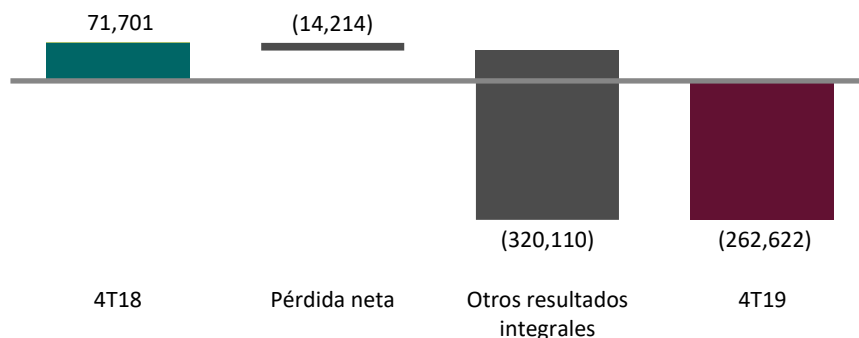
Evolución del rendimiento (pérdida) neta
(MXN millones)



Utilidad (Pérdida) integral

Se registró una pérdida integral de MXN 262.8 mil millones, principalmente como resultado del reconocimiento de las pérdidas actuariales de MXN 86.2 mil millones, debido a la disminución en la tasa de descuento que pasó de 9.29% al 31 de diciembre de 2018 a 7.53% al 31 de diciembre de 2019.

Evolución del rendimiento (pérdida) integral
(MXN millones)





Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019

Ventas totales

Los ingresos totales por ventas y servicios disminuyeron 16.6%, en comparación con los registrados en 2018. Esto se debió principalmente a:

- una disminución de 15.3% en las ventas de exportación, explicada principalmente por la baja del precio del crudo, que pasó de un promedio de USD 61.41 por barril en 2018 a USD 55.63 por barril en 2019. El volumen exportado de crudo sufrió un decremento de 7.3% comparado con 2018, y
- una disminución de 17.7% en las ventas nacionales. El volumen de ventas de gasolinas en México disminuyó 5.8% y el de diésel disminuyó en 11.5 por ciento.

Costo de ventas

El costo de ventas disminuyó 6.4%, impactado principalmente por un deterioro de MXN 97.0 mil millones, dada la baja en los precios internacionales del crudo y una disminución en la producción, así como un incremento en pozos no exitosos por MXN 65.2 mil millones, parcialmente compensado por una disminución en la compra de productos para reventa por MXN 146.2 mil millones.

Impuestos y derechos

Durante 2019, el total de impuestos y derechos a la utilidad ascendió a MXN 343.8 mil millones, mostrando una disminución de 25.5% comparado con 2018. Esta disminución obedece principalmente a la baja en los precios de hidrocarburos. La mezcla mexicana de exportación pasó de un promedio de 62.29 USD/b en 2018 a 55.60 USD/b en 2019.

El Derecho por la Utilidad Compartida disminuyó en 15.9 por ciento.

Conforme al Decreto publicado el 9 de diciembre de 2019 en el Diario Oficial de la Federación, a partir del 1 de enero de 2020, se aplica una tasa de 58 por ciento.

Evolución del resultado neto

Durante 2019, Petróleos Mexicanos registró una pérdida neta de MXN 347.9 mil millones, comparada con una pérdida neta de MXN 180.4 mil millones en 2018. Este resultado obedece principalmente a los siguientes factores:

- Costo por instrumentos financieros derivados de MXN 18.5 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 86.9 mil millones, debido a la apreciación del peso mexicano frente al dólar estadounidense en el periodo. El tipo de cambio pasó de 19.6829 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2018 a 18.8452 pesos por dólar al cierre de 2019. Ésta es considerada una partida “virtual” y en su mayoría no representa salidas de flujo.

Utilidad (pérdida) integral

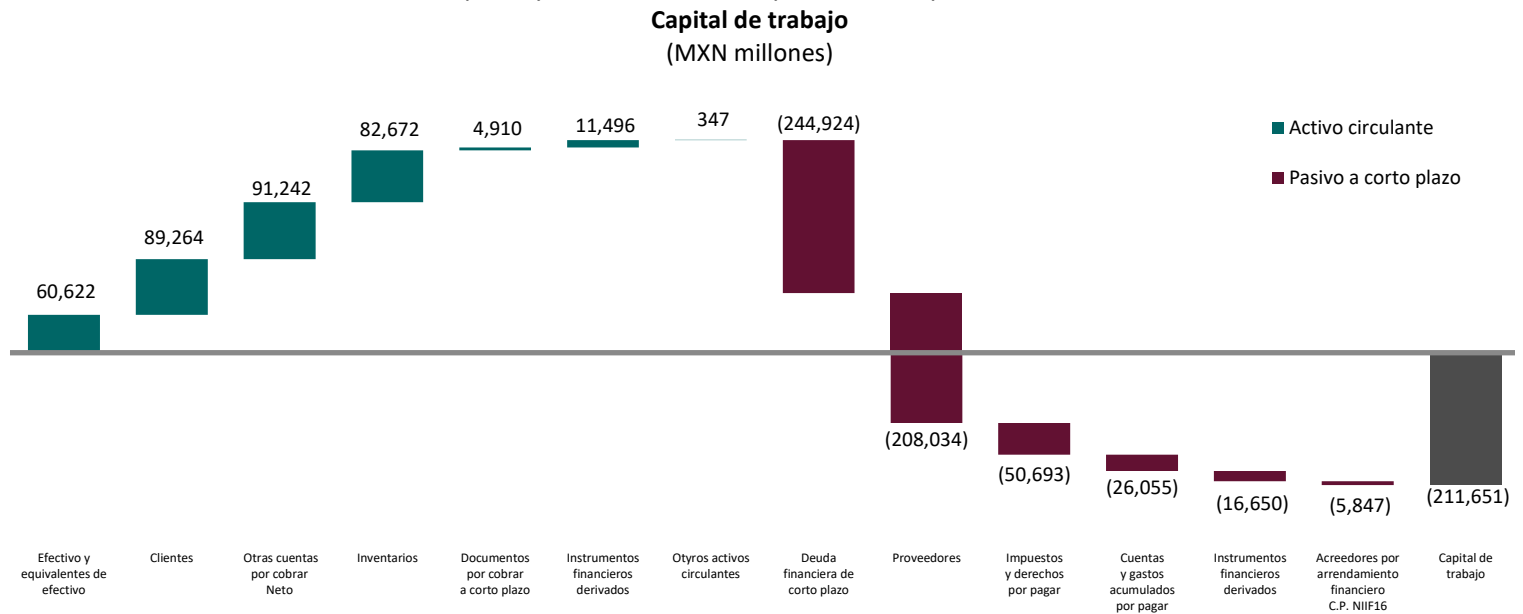
Se registró una pérdida integral en 2019 de MXN 659.9 mil millones, comparada con una utilidad integral de MXN 43.0 mil millones en 2018. Este resultado se originó principalmente por un incremento de MXN 531.8 mil millones en pérdidas actuariales por beneficios a empleados, debido principalmente a una disminución en la tasa de descuento que pasó de 9.29% en 2018 a 7.53% en 2019.



9.2 Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2019

Capital de trabajo

Al 31 de diciembre de 2019, el capital de trabajo negativo se ubicó en MXN 211.6 mil millones, comparado con un capital de trabajo negativo de MXN 54.6 mil millones al 31 de diciembre de 2018. Este incremento de capital de trabajo negativo de MXN 156.9 mil millones se originó principalmente como resultado de una disminución de MXN 21.3 mil millones en efectivo y equivalentes; una disminución de MXN 33.2 mil millones en documentos por cobrar a corto plazo; un incremento de MXN 53.1 mil millones en la deuda a corto plazo y un incremento en proveedores por MXN 58.2 mil millones.



9.3 Deuda y arrendamientos

La deuda financiera total disminuyó 4.8% comparada con el cierre del año pasado, principalmente por el prepago de deuda que se llevó a cabo en el tercer trimestre como resultado del ejercicio de manejo de pasivos en el mercado de bonos en dólares, el cual incluyó una aportación de capital por parte del Gobierno Federal por un monto equivalente a USD 5 mil millones, así como por la apreciación del tipo de cambio en el periodo en comparación.

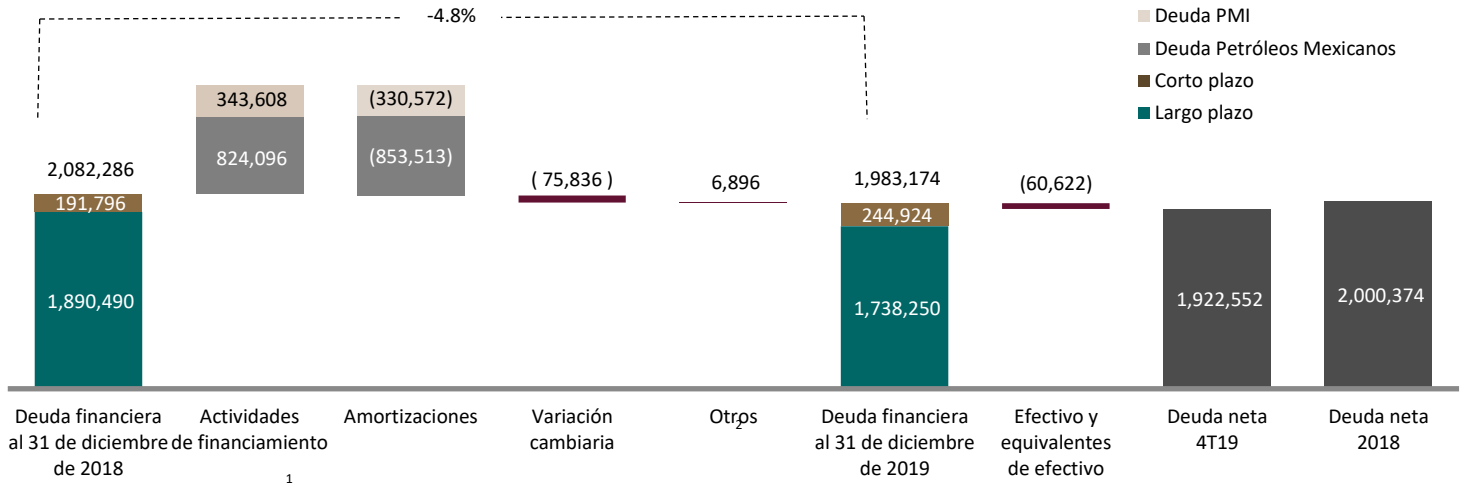
Al cierre del 4T19, el tipo de cambio se ubicó en MXN 18.8452 por USD 1.00, lo que se tradujo en una deuda financiera total por MXN 1,983.2 mil millones, o USD 105.2 mil millones.

Durante 2019, Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias realizaron actividades de financiamiento (incluyendo créditos bancarios de corto plazo) por un total de MXN 1,167.7 mil millones o USD 58.8 mil millones. El total de amortizaciones registradas fue de MXN 1,184.1 mil millones o USD 59.7 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.



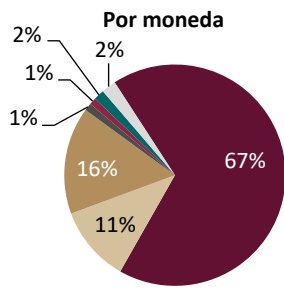
Deuda financiera (MXN millones)



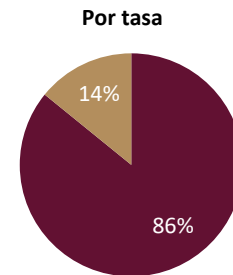
1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada.

2) Incluye reclasificación de arrendamientos financieros e intereses devengados

Exposición de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2019

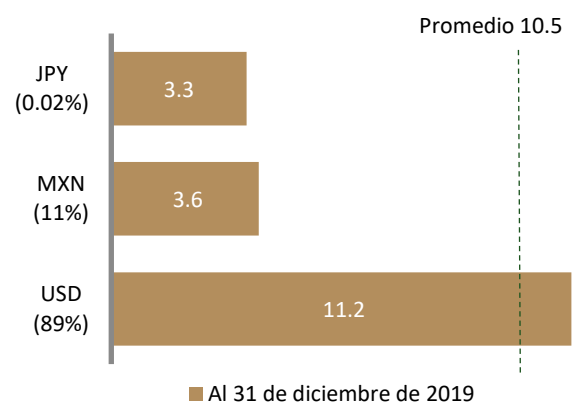
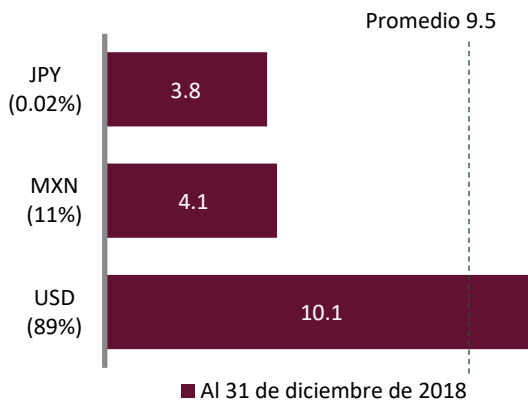


- Dólares E.U.A.
- Pesos mexicanos
- Euros
- Francos Suizos
- Libras
- Yenes
- UDIS



- Fija
- Flotante

Vida media de la deuda financiera (Años)





9.4 Actividades de Financiamiento 2019

De acuerdo con lo establecido en el Plan de Negocios, la política financiera de Petróleos Mexicanos se centra en optimizar las fuentes de financiamiento de la empresa, bajo el compromiso de no incrementar la deuda. La estrategia planteada se desarrollará en 2 etapas:

- 2019 a 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 a 2024 - Reducción gradual de la deuda, a partir de los mayores flujos financieros derivados del incremento de la producción de petróleo.

En línea con lo anterior, en 2019 se realizaron diversas operaciones de refinanciamiento y ejercicios de manejo de pasivos, encaminados a fortalecer la posición financiera de la empresa, optimizar la estructura de las obligaciones y mejorar el perfil de vencimientos, sin incrementar la deuda de la empresa.

Captación de Recursos Financieros

Durante 2019, Petróleos Mexicanos llevó a cabo las siguientes operaciones en el marco del programa de financiamiento autorizado:

- El 28 de junio de 2019 PEMEX suscribió un acuerdo con 23 instituciones financieras nacionales e internacionales para refinanciar e incrementar créditos bancarios por un monto de US\$8,000,000 de la siguiente manera:
 - I. Refinanciamiento e incremento de un crédito simple sindicado por USD 2,500 millones a 5 años.
 - II. Renovación e incremento de dos líneas de crédito revolvente sindicadas hasta por USD 5,500 millones a 5 años.
- El 29 de julio de 2019, PEMEX suscribió un contrato de crédito garantizado por una agencia de crédito a la exportación, por un monto de USD 206 millones con vencimiento en 2028 a tasa de interés LIBOR a 6 meses más 0.92% anual.
- El 11 de septiembre de 2019 PEMEX anunció una operación de pago y refinanciamiento de su deuda. Esta operación incluyó un monto equivalente a USD 5,000 millones provenientes de una capitalización del Gobierno Federal. La operación se estructuró en tres partes:
 - I. Recompra de bonos con recursos provenientes de una inyección de capital por parte del Gobierno a PEMEX, equivalente a USD 5,000 millones. La oferta de recompra terminó el 23 de septiembre, donde PEMEX logró recomprar un monto de USD 5,006 millones de bonos con vencimientos entre 2020 y 2023.
 - II. Una nueva emisión en los mercados internacionales de capital por un monto de USD 7,500 millones en tres tramos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C a plazos de 7, 10 y 30 años, donde la mayor parte de los recursos se utilizó para el refinanciamiento de deuda de corto plazo. El cierre se llevó a cabo el 23 de septiembre como sigue:
 - i. USD 1,250 millones con vencimiento en enero de 2027 y cupón de 6.49%
 - ii. USD 3,250 millones con vencimiento en enero de 2030 y cupón de 6.84%
 - iii. USD 3,000 millones con vencimiento en enero de 2050 y cupón de 7.69%
 - III. Un intercambio de deuda por las nuevas referencias a 7, 10 y 30 años, con el fin de suavizar el perfil de vencimientos. Esta oferta concluyó el pasado 11 de octubre, y PEMEX consiguió intercambiar USD 3,737 millones de bonos con vencimientos entre 2022 y 2025, y USD 3,887 millones de bonos con vencimientos entre 2041 y 2046.
- El 23 de diciembre de 2019 Petróleos Mexicanos realizó una emisión de certificados bursátiles por MXN 5,100 millones a una tasa TIIE 28 días más 100 puntos base con vencimiento en diciembre de 2024. Esta operación marcó el regreso de PEMEX al mercado local, cuya última emisión en este mercado fue en marzo de 2016.

Líneas de manejo de liquidez



El 14 de noviembre de 2019, PEMEX suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de 28,000 millones de pesos con plazo de 3 años. La contratación de esta línea es la renovación del crédito sindicado revolvente por 20,000 millones de pesos que tenía vencimiento el 19 de noviembre de 2019.

Considerando lo anterior, al día de hoy PEMEX cuenta con 4 líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez hasta por un total de 7,450 millones de dólares y 37,000 millones de pesos.

Al 31 de diciembre de 2019 se tenían dispuestos 670 millones de dólares de las líneas de crédito en moneda extranjera y 21,000 millones de pesos dispuestos de las líneas en moneda nacional.



9.5 Actividades de inversión presupuestal

Ejercicio 2019

Al 31 de diciembre de 2019 se ejercieron MXN 201.5 mil millones (USD 10.5 mil millones⁶) en actividades de inversión.

La inversión se distribuyó de la siguiente manera:

	Inversión autorizada 2019 (MXN mil millones)	Inversión ejercida Al 31 de diciembre 2019 (MXN mil millones)
Exploración y Producción ⁷	210.7	182.3
Transformación Industrial	57.5	13.5
Logística	1.2	2.1
Perforación y Servicios	2.7	1.5
Corporativo	0.1	0.2
Etileno	0.3	0.2
Fertilizantes	0.5	1.7

Durante 2019, PEMEX ejerció su presupuesto de inversión atendiendo a principios de disciplina y austeridad, evaluando regularmente su portafolio de proyectos de acuerdo con las líneas estratégicas del Plan de Negocios, y canalizando los recursos hacia iniciativas para fortalecer la extracción de hidrocarburos y los procesos industriales.

Presupuesto 2020

Para 2020, el Congreso de la Unión autorizó un presupuesto anual de inversión por MXN 332.6 mil millones (USD 16.7 mil millones⁸), el cual se programó como sigue:

	Inversión autorizada 2020 (MXN mil millones)
Exploración y Producción	269.9
Transformación Industrial	58.2
Logística	3.1
Fertilizantes	1.1
Corporativo	0.3

Por acuerdo del Consejo de Administración, a partir del 1 de julio de 2019 Pemex Etileno y Pemex Perforación y Servicios se fusionaron con Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción, respectivamente.

⁶ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019: MXN 19.2605 = USD 1.00.

⁷ De los cuales MXN 24.0 mil millones se destinaron a actividades de exploración. Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

⁸ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio establecido en el presupuesto aprobado para 2020: MXN 19.9000 = USD 1.00



9.6 Eventos Relevantes

Código de Ética

El 26 de noviembre de 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó y publicó un nuevo Código de Ética para Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. El Código aplica a todos los empleados y a otros individuos y empresas que actúen en representación de la empresa y cuyas acciones pudieran afectar su reputación. El Código de Ética junto con el Código de Conducta y las Políticas y Lineamientos Anticorrupción, entre otras políticas de cumplimiento internas son indispensables para promover principios éticos como respeto, no discriminación, honestidad, lealtad, responsabilidad, legalidad, imparcialidad e integridad, entre otros. Los documentos están disponibles en la página de internet de PEMEX.



Estado de resultados consolidado 4T19

Del 1 de octubre al 31 de diciembre de

	<u>2018</u>	<u>2019</u>		<u>Variación</u>	<u>2019</u>
	(MXN millones)				(USD millones)
Ingresos totales por ventas y servicios	408,401	318,584		-22.0%	(8,817)
Ventas en México	236,765	187,968		-20.6%	(48,796)
Ventas de exportación	169,182	129,572		-23.4%	(39,610)
Ingresos por servicios	2,454	1,044		-57.5%	(1,410)
Deterioro (Reversa) de pozos, ductos, propiedades, plantas y	(35,336)	104,731		396.4%	140,067
Costo de ventas	324,618	320,389		-1.3%	(4,229)
Rendimiento (pérdida) bruto	119,118	(106,536)		-189.4%	(225,655)
Otros ingresos	14,170	2,579		-8.18%	(11,591)
Otros gastos	7,798	3,645		-53.3%	(4,153)
Gastos de distribución, transportación y venta	6,505	5,707		-12.3%	(799)
Gastos de administración	32,875	31,710		-3.5%	(1,165)
Rendimiento (pérdida) de operación	86,110	(145,019)		-268.4%	(231,129)
Costo financiero	(36,683)	(30,204)		17.7%	6,479
Ingreso financiero	12,414	3,512		-7.17%	(8,903)
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	(7,473)	6,276		184.0%	13,749
Utilidad (pérdida) en cambios -neta	(73,561)	69,624		194.6%	143,185
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	(710)	(1,116)		-57.1%	(405)
Rendimiento antes de derechos, im puestos y otros	(19,903)	(96,927)		-387.0%	(77,024)
Total de derechos, im puestos y otros	137,427	74,617		-45.7%	(62,811)
Derechos	110,133	112,299		2.0%	2,167
Im puestos corrientes	881	(213)		-124.1%	(1,093)
Im puestos diferidos	26,414	(37,470)		-24.19%	(63,884)
Rendimiento (pérdida) neta de ejercicio	(157,330)	(171,544)		-9.0%	(14,214)
Otros resultados integrales	229,031	(91,078)		-139.8%	(320,110)
Inversiones en activos disponibles para su venta	(0)	0		284.3%	0
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a em ple	224,726	(86,283)		-138.4%	(311,010)
Efecto por conversión	4,305	(4,795)		-21.1%	(9,100)
(Pérdida) utilidad integral total del período	71,701	(262,622)		-466.3%	(334,323)



Estado de resultados consolidado 2019

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de				
	2018	2019	Variación	2019	
	(M XN millones)			(USD millones)	
Ingresos totales por ventas y servicios	1,681,119	1,401,971	-16.6%	(279,148)	74,394
Ventas en México	980,560	807,020	-17.7%	(173,539)	42,824
Ventas de exportación	691,887	585,842	-15.3%	(106,044)	31,087
Ingresos por servicios	8,673	9,109	5.0%	436	483
Deterioro (Reversa) de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo	(214.19)	97,082	553.3%	118,501	5,152
Costo de ventas	1,199,512	1,122,933	-6.4%	(76,578)	59,587
Rendimiento (pérdida) bruto	503,027	181,956	-63.8%	(321,071)	9,655
Otros ingresos	42,933	14,919	-65.2%	(28,013)	792
Otros gastos	19,880	7,190	-63.8%	(12,690)	382
Gastos de distribución, transportación y venta	24,357	21,886	-10.1%	(2,471)	1,161
Gastos de administración	134,321	130,769	-2.6%	(3,553)	6,939
Rendimiento (pérdida) de operación	367,400	37,030	-89.9%	(330,371)	1,965
Costo financiero	(120,727)	(132,861)	-10.1%	(12,134)	(7,050)
Ingreso financiero	31,557	24,484	-22.4%	(7,073)	1,299
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	(22,259)	(18,512)	16.8%	3,747	(982)
Utilidad (pérdida) en cambios - neta	23,659	86,930	267.4%	63,271	4,613
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	1,527	(1,158)	-175.8%	(2,685)	(61)
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	281,158	(4,088)	-101.5%	(285,246)	(217)
Total de derechos, impuestos y otros	461,578	343,823	-25.5%	(117,755)	18,245
Derechos	443,491	372,812	-15.9%	(70,679)	19,783
Impuestos corrientes	3,121	1,675	-46.3%	(1,446)	89
Impuestos diferidos	14,966	(30,664)	-304.9%	(45,630)	(1,627)
Rendimiento (pérdida) neta de ejercicio	(180,420)	(347,911)	-92.8%	(167,491)	(18,462)
Otros resultados integrales	223,392	(312,020)	-239.7%	(535,412)	(16,557)
Inversiones en activos disponibles para su venta	-	-	-	-	-
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados	222,546	(309,327)	-239.0%	(531,873)	(16,414)
Efecto por conversión	846	(2,693)	-418.3%	(3,539)	(143)
(Pérdida) utilidad integral total del periodo	42,972	(659,931)	-1635.7%	(702,903)	(35,019)



Balance general consolidado

A 31 de diciembre de

	2018	2019	Variación		2019
	(M XN millones)				(USD millones)
Total activo	2,075,197	1,918,448	-7.6%	(156,749)	101,800
Activo circulante	393,110	340,552	-13.4%	(52,558)	18,071
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,1912	60,622	-26.0%	(2,1291)	3,217
Clientes	87,741	89,264	1.7%	1,523	4,737
Otras cuentas por cobrar	79,399	91,242	14.9%	11,843	4,842
Inventarios	82,023	82,672	0.8%	650	4,387
Documentos por cobrar a corto plazo	38,154	4,910		(33,244)	261
Instrumentos financieros derivados	22,382	11,496	-48.6%	(10,886)	610
Otros activos circulantes	14,99	347	-76.9%	(1,153)	18
Activo no circulante	1,682,087	1,577,896	-6.2%	(104,192)	83,729
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y otras	16,842	14,875	-11.7%	(1,967)	789
Bienes intangibles, propiedad, planta y equipo - Neto	1,402,486	1,211,750	-13.6%	(190,737)	64,300
Documentos por cobrar a largo plazo	119,829	122,565	2.3%	2,737	6,504
Impuestos diferidos	122,785	136,167	10.9%	13,382	7,226
Activos intangibles	13,721	14,585	6.3%	864	774
Otros activos	6,426	7,137	11.1%	711	379
Derechos de uso	-	70,818		70,818	3,758
Total pasivo	3,534,603	3,915,656	10.8%	381,054	207,780
Pasivo a corto plazo	447,776	552,204	23.3%	104,427	29,302
Deuda financiera de corto plazo	191,796	244,924	27.7%	53,128	12,997
Proveedores	149,843	208,034	38.8%	58,192	11,039
Impuestos y derechos por pagar	65,325	50,693	-22.4%	(14,632)	2,690
Cuentas y gastos acumulados por pagar	24,918	26,055	4.6%	1,137	1,383
Instrumentos financieros derivados	15,895	16,650	4.7%	755	884
Acreedores por arrendamiento financiero C F	-	5,847		5,847	310
Pasivo a largo plazo	3,086,826	3,363,453	9.0%	276,626	178,478
Deuda financiera de largo plazo	1,890,490	1,738,250	-8.1%	(152,241)	92,238
Reserva de beneficios a los empleados	1,080,542	1,456,815	34.8%	376,273	77,304
Provisión para créditos diversos	10,1753	98,012	-3.7%	(3,741)	5,201
Otros pasivos	9,528	4,397	-53.9%	(5,131)	233
Impuestos diferidos	4,512	3,677	-18.5%	(836)	195
Acreedores por arrendamiento financiero lar	-	62,302		62,302	3,306
Total patrimonio	(1,459,405)	(1,997,208)	-36.9%	(537,803)	(105,980)
Controladora	(1,459,883)	(1,997,067)	-36.8%	(537,184)	(105,972)
Certificados de aportación "A"	356,544	478,675	34.3%	122,131	25,400
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	(0)	2,321
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	53
Resultados acumulados integrales	71,947	(240,079)	-433.7%	(312,026)	(12,740)
Déficit acumulado:	(1,933,107)	(2,280,396)	-18.0%	(347,289)	(12,107)
Déficit de ejercicios anteriores	(1,752,732)	(1,933,107)	-10.3%	(180,374)	(102,578)
Rdto. (pérdida) neta de ejercicio	(180,374)	(347,289)	-92.5%	(166,915)	(18,429)
Participación no controladora	477	(142)	-129.7%	(619)	(8)
Total pasivo y patrimonio	2,075,197	1,918,448	-7.6%	(156,749)	101,800




Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		Variación	2019	
	2018	2019		(USD millones)	
	(MXN millones)				
Actividades de operación					
(Pérdida) neta	(180,420)	(347,911)	-92.8%	(167,491)	(18,462)
In puestos y derechos a la utilidad	446,612	344,917		(10,1695)	18,303
Partidas relacionadas con actividades de inversión	155,582	325,264	109.1%	169,681	17,260
Depreciación y amortización	153,382	137,187	-10.6%	(16,195)	7,280
Amortización de intangibles	2,643	457	-82.7%	(2,186)	24
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	(21,419)	97,082	553.3%	118,501	5,152
Pozos no exitosos	15,443	71,604	363.7%	56,161	3,800
Gastos de exploración	(2,171)	7,991	468.0%	10,162	4,24
Pérdida de propiedades, maquinaria y equipo	16,885	2,542	-84.9%	(14,344)	135
Amortización de derechos de uso	-	7,501	#DIV/0!	7,501	398
Pérdida (utilidad) por venta de compañías	(701)	-	100.0%	701	-
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas, neto	(527)	1,158	175.8%	2,685	61
Actualización valor presente provisión de taponamiento	(6,953)	(259)	96.3%	6,694	(4)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	91,444	30,133	-67.0%	(61,311)	1,599
Intereses a cargo	120,727	132,861	10.1%	12,134	7,050
Intereses a favor	(9,521)	(24,484)	-157.2%	(14,963)	(12,99)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(19,762)	(78,245)	-295.9%	(58,483)	(4,152)
Subtotal	513,219	352,403	-31.3%	(160,816)	18,700
Fondos utilizados en actividades de operación	(371,432)	(267,276)	28.0%	104,156	(4,183)
In puestos pagados	(443,785)	(347,822)	21.6%	95,964	(18,457)
Instrumentos financieros con fines de negociación	5,880	11,641	98.0%	5,760	618
Clientes y otras cuentas por cobrar	(287)	(13,366)	-4565.1%	(13,079)	(709)
Inventarios	(18,164)	(650)	96.4%	17,514	(34)
Otros activos	(531)	-	100.0%	531	-
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,706	1,137	-33.3%	(569)	60
Proveedores	9,887	46,561	370.9%	36,674	2,471
Reserva para créditos diversos	(5,950)	(5,788)	2.7%	163	(307)
Reserva para beneficios a los empleados	53,605	66,955	24.9%	13,350	3,553
Otros in puestos y derechos	2,6206	(25,946)	-199.0%	(52,151)	(1,377)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	141,787	85,126	-40.0%	(56,660)	4,517
Actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(94,004)	(109,473)	-16.5%	(15,469)	(5,809)
Otros documentos por cobrar	1,247	103	-91.8%	(1,144)	5
Intereses cobrados	-	16,184		16,184	859
Activos intangibles	(14,957)	(17,220)	-15.1%	(2,263)	(914)
Otros activos	2,552	(711)	-127.9%	(711)	(38)
Recursos provenientes de la venta de compañías	4,078	-	-100.0%	-	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(101,084)	(111,117)	-9.9%	(10,033)	(5,896)
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de inversión	40,703	(25,991)	-163.9%	(66,693)	(1,379)
Actividad de financiamiento					
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal	-	122,131		122,131	6,481
Documento recibido del Gobierno Federal	-	32,312		32,312	1,715
Intereses cobrados por el documento recibido del Gobierno Federal	-	6,392		6,392	339
Pagos de principales intereses por arrendamientos financieros	-	(10,709)		(10,709)	(668)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	899,769	1,167,835	29.8%	268,066	61,970
Pagos de principal de préstamos	(841,033)	(1,185,042)	-40.9%	(344,009)	(62,883)
Intereses pagados	(115,289)	(127,945)	-11.0%	(12,656)	(6,789)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(56,554)	4,973	108.8%	61,527	264
Incremento (decrecimiento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(15,851)	(21,017)	-32.6%	(5,166)	(1,115)
Efectos por cambios en el valor de efectivo	(88)	(273)	-209.8%	(185)	(15)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	97,852	81,912	-16.3%	(15,939)	4,347
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	81,912	60,622	-26.0%	(21,291)	3,217



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

Lucero Medina

lucero.angelica.molina@pemex.com

José González

jose.manuel.gonzalez@pemex.com

Alejandro López

alejandrolopezm@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 2019, el tipo de cambio utilizado es de MXN 18.8452 = 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 (LUSH), 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, mas no están limitados a:

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

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