

RESULTADOS AL TERCER TRIMESTRE 2023





Ciudad de México a 27 de octubre de 2023

Durante el tercer trimestre de 2023 (3T23), el desempeño operativo de Petróleos Mexicanos fue positivo, con el apoyo de una política financiera responsable.

En exploración y producción la estrategia continuó privilegiando el desarrollo acelerado de campos nuevos, la disminución de los tiempos entre el desarrollo y la puesta en operación, la incorporación de producción temprana de pozos exploratorios, así como la mitigación de la declinación de campos maduros, mayormente en áreas terrestres y aguas someras. Lo anterior resultó en una producción promedio de hidrocarburos líquidos en el 3T23 de 1,877 mil barriles diarios (mbd), considerando la participación de socios y el volumen de condensados, superior en 4.4% u 79 mbd a la observada en el mismo periodo de 2022.

En transformación industrial prevaleció el enfoque en mejorar la eficiencia de las instalaciones con mantenimientos y rehabilitaciones de plantas, con el fin de seguir recuperando la capacidad del Sistema Nacional de Refinación. En congruencia con lo anterior, en el trimestre se llevaron a cabo rehabilitaciones programadas que incidieron negativamente en el proceso de crudo del 3T23, que alcanzó un promedio de 778 mbd, menor en 29 mbd respecto el registrado en el mismo periodo de 2022, esperando su recuperación hacia el cierre del año.

Con relación a los resultados financieros, en el periodo julio-septiembre de 2023 se alcanzó un rendimiento de operación de MXN 31.7 mil millones y se registró una pérdida neta de MXN 79.1 mil millones, explicada en mayor medida por la variación cambiaria producto de la depreciación del peso en el periodo en 3.3%.

La estrategia de financiamiento se implementó de forma coordinada con la SHCP, y se enfocó en atender de forma óptima y oportuna las necesidades de liquidez de la empresa, haciendo un uso responsable de la deuda. Al cierre del 3T23, el saldo de la deuda disminuyó USD 1.9 mil millones respecto al registrado al cierre de 2022.

También se continuó asumiendo el reto de la agenda de temas ambientales, sociales y de gobernanza de la empresa, impulsando iniciativas y adquiriendo compromisos encaminados a una operación cada vez más sostenible. En este contexto, en el 3T23 se alcanzó un aprovechamiento de gas de 93.9%. Asimismo, se ejecutaron 81 programas, obras y/o acciones con impacto social con una inversión de MXN 600.9 millones.

Relación con Inversionistas

Tel (52) 55 9126 2940

ri@pemex.com

www.pemex.com/ri



Producción de crudo
y condensados
1,850 Mbd



Producción de gas natural
3,959 MMpcd



Proceso de Crudo
778 Mbd



EBITDA
MXN 84.0 mil millones

Calificación Crediticia de Largo Plazo en Moneda Extranjera

Agencia	Calificación	Perspectiva
S&P	BBB	Estable
Moody's	B1	Negativa
HR Ratings	BBB+	Estable

PEMEX se refiere a Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, sus Empresas Filiales, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias. Nota: Del 1 de julio al 30 de septiembre de 2023. 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 27 de octubre de 2023. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.pemex.com/ri.



2. Resumen Financiero

3T 23

Ingresos

Durante el tercer trimestre de 2023 (3T23), las ventas totales disminuyeron 26.8% en comparación con el 3T22, debido a una disminución de 27.5% en las ventas nacionales y de 25.9% en las ventas de exportación por menores precios del crudo y productos petrolíferos registrados a nivel mundial.

Costo de ventas

En el 3T23, el costo de ventas, incluyendo el deterioro, disminuyó 22.2%, principalmente como resultado de menores costos por compras de productos para reventa en 41.1% por menores precios de los productos y una disminución de 50.9 % en derechos a la extracción por un menor precio promedio de la mezcla mexicana de exportación en el trimestre.

Impuestos y derechos

Durante el trimestre el total de impuestos y derechos se ubicó en MXN 24.7 mil millones, una disminución de 76.2% debido al reconocimiento de un beneficio por impuestos diferidos por una disminución en la tasa del Derecho por la utilidad compartida (DUC) y a un menor precio promedio de la mezcla mexicana de exportación comparado con el mismo periodo del año anterior. El monto pagado por concepto del DUC¹ disminuyó en 34.9% comparado con el 3T22.

Resultado neto

En el 3T23, se registró una pérdida neta de MXN 79.1 mil millones, comparado con una pérdida neta de MXN 52.0 mil millones en el 3T22.

Los principales factores que contribuyeron a esta variación fueron la disminución en las ventas totales, el incremento en otros gastos/ingresos netos y la pérdida cambiaria originada por la depreciación del peso frente al dólar durante el 3T23. Lo anterior fue parcialmente compensado con la disminución en el costo de ventas, y en los impuestos y derechos.

Deuda financiera

La deuda financiera total disminuyó en 10.8% comparada con el cierre de 2022, debido principalmente al objetivo de mantener un endeudamiento neto cercano a cero, a los apoyos del Gobierno Federal y a la apreciación del peso en relación al dólar al cierre del 3T23.

Al 30 de septiembre de 2023, el tipo de cambio se ubicó en MXN 17.6195 por USD 1.00, por lo que la deuda financiera registró un saldo de MXN 1,864.8 mil millones o USD 105.8 mil millones.

Recursos financieros

PEMEX cuenta con líneas de crédito revolventes para administración de liquidez hasta por un total de USD 7.7 mil millones y MXN 29.5 mil millones. Al 30 de septiembre de 2023, las líneas en dólares y en pesos se encontraban dispuestas en su totalidad.

EBITDA²

El EBITDA en el 3T23 se ubicó en MXN 84.0 mil millones.

Actividades de inversión presupuestal

Al 30 de septiembre de 2023 se ejerció una inversión presupuestal por MXN 277.1 mil millones, lo que representa el 57.0% del presupuesto de 2023.

	3T 22	3T 23
Ventas	630,815	461,809
Costo de ventas	475,937	368,021
Deterioro (reversa)	7,254	8,113
Rendimiento (pérdida) bruto	147,623	85,676
Gastos de administración y gastos de distribución	42,021	41,663
Rendimiento (pérdida) de operación	116,073	31,662
Costo financiero, rendimiento instrumentos derivados y otros	(54,803)	(38,264)
Utilidad (pérdida) cambiaria	(9,344)	(47,794)
Impuestos, derechos y otros	103,960	24,738
Rendimiento (Pérdida) neto	(52,033)	(79,134)

¹ Derecho por la utilidad compartida

² Rendimiento de operación + costo neto del periodo de beneficios a empleados - servicio médico - pago de pensiones y prima de antigüedad +

depreciación + amortización + pozos no desarrollados + bajas de activos sin planes de desarrollo + deterioro - efecto por conversión Deer Park - utilidad por adquisición de negocios.



Producción de hidrocarburos

La producción total de hidrocarburos durante el tercer trimestre de 2023 promedió dos millones 642 mil barriles de petróleo crudo equivalente diarios (MMbpced). Esto implica un aumento de 102 mil barriles de petróleo crudo equivalente diario (Mbpced) con respecto al mismo trimestre de 2022.

Cabe destacar que en este periodo se logró obtener un importante incremento en la producción de líquidos de la estrategia de campos nuevos, del orden de 40.0 mil barriles diarios (Mbd).

Por su parte, la producción total de gas natural (sin incluir la producción de los socios) aumentó en 80 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), equivalente a 2.1%, ubicándose en 3,959 MMpcd.

El aprovechamiento de gas de toda la empresa se ubicó en 92.0%, con lo que el envío de gas a la atmósfera disminuyó en 98 MMpcd.

Proceso de crudo

Durante el tercer trimestre de 2023 el proceso de crudo promedió 778 Mbd, debido a los paros programados para la rehabilitación de plantas combinadas en las refinerías de Tula, Minatitlán y Madero.

Como resultado, la capacidad utilizada de destilación primaria promedió 47.4%, destacando la utilización registrada en las refinerías de Salina Cruz y Tula con 62.9% y 60.9%, respectivamente.

Producción de petrolíferos

Como resultado, la producción de petrolíferos promedió 787 Mbd, de los cuales 414 Mbd (52.6%) fueron destilados (gasolinas, diésel y turbosina).

Producción de Hidrocarburos	3T 22	3T 23	Variación
Producción total (Mbpced)	2,540	2,642	4.0%
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	1,798	1,877	4.4%
Producción de PEMEX	1,777	1,856	4.4%
Crudo y condensados	1,764	1,850	4.9%
Condensados	13	6	-56.4%
Producción de socios	20	21	3.6%
Gas natural (MMpcd)	4,803	4,950	3.1%
Producción de PEMEX	4,723	4,888	3.5%
Producción de socios	80	63	-21.2%

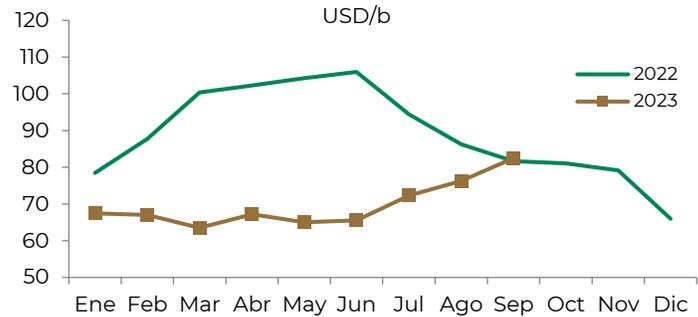
Transformación Industrial	3T 22	3T 23	Variación
Proceso de crudo (Mbd)	807	778	-3.6%
Gas seco de plantas (MMpcd)	2,278	1,911	-16.1%
Líquidos del gas natural (Mbd)	167	154	-7.4%
Petrolíferos (Mbd)	802	787	-1.9%
Petroquímicos (Mt)	356	234	-34.1%
Margen variable de refinación (USD/b)	-8.43	22.98	31.41



Mezcla Mexicana de Exportación³

Durante el tercer trimestre de 2023, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de USD 77.1 por barril, valor 12.0% inferior al registrado en el mismo periodo de 2022.

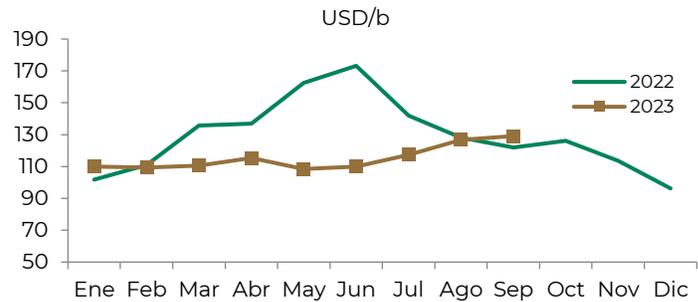
En el trimestre, los precios estuvieron impulsados por la entrada en vigor de los recortes de producción de la OPEP+ en 1.16 millones de barriles por día (MMbd) y las extensiones posteriores de Arabia Saudita y Rusia hasta finales del año.



Adicionalmente, la persistente inflación por arriba de los objetivos de los bancos centrales ha mantenido una política monetaria ajustada en economías desarrolladas, limitando el impulso en los precios del petróleo debido a su efecto negativo en la demanda de petróleo.

Gasolina⁴

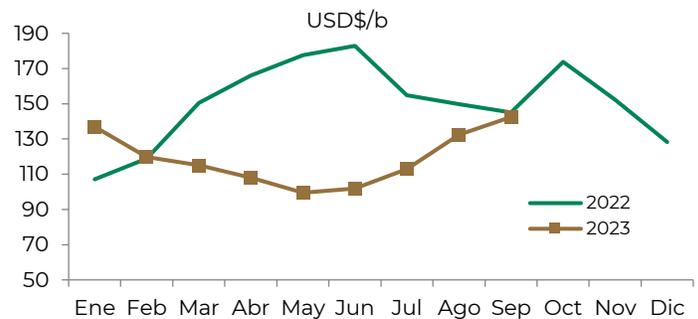
El precio promedio de referencia de las gasolinas durante el tercer trimestre de 2023 fue 4.8% menor al observado durante el mismo trimestre de 2022. Los precios iniciaron el trimestre al alza debido al incremento de los precios del petróleo y por la demanda estacional de conducción de verano en Estados Unidos.



Adicionalmente, los inventarios de gasolina en el mercado estadounidense continuaron en el límite inferior observado de los últimos cinco años.

Diésel³

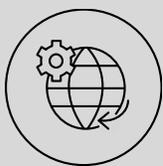
Durante el 3T23, el precio promedio de referencia del diésel fue 13.8% menor al observado en el mismo periodo de 2022. Los precios mostraron una tendencia al alza impulsados por los precios del petróleo y la resiliencia de la actividad industrial y del comercio minorista de mercados emergentes.



Además, durante el trimestre los inventarios de destillados en el mercado estadounidense, incluido el diésel, se mantuvieron en el rango inferior del promedio observado de los últimos cinco años, aumentando la presión en los precios debido la próxima demanda invernal.

³ Fuente: PEMEX, Estadísticas Petroleras (www.pemex.com)

⁴ Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos (www.eia.gov)



Firman PEMEX y el STPRM acuerdo de revisión salarial

Petróleos Mexicanos y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) concluyeron la revisión salarial 2023-2025 con un aumento al salario del 4.16% y un aumento en prestaciones del 2.28%, que serán aplicados con efectos retroactivos a partir del 1 de agosto del 2023. A partir del 1 de enero del 2024, se otorgará un incremento adicional del 1.38% al salario, por concepto de apoyo a la inflación. Con lo anterior se garantiza a los trabajadores el respeto y cumplimiento de sus derechos y prestaciones establecidos en la ley.

Desarrollo del campo Trión

El 29 de agosto de 2023, la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó el Plan de Desarrollo del campo Trión (CNH-A1-TRION/2016). PEMEX participará en desarrollo de este campo como socio no operador con la petrolera australiana Woodside Energy.

Trión cuenta con 478.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas y probables (2P). La inversión estimada asciende a USD 7.2 mil millones.

De acuerdo con el Plan de Desarrollo, se estima que este campo inicie producción en 2028.





Producción de hidrocarburos líquidos

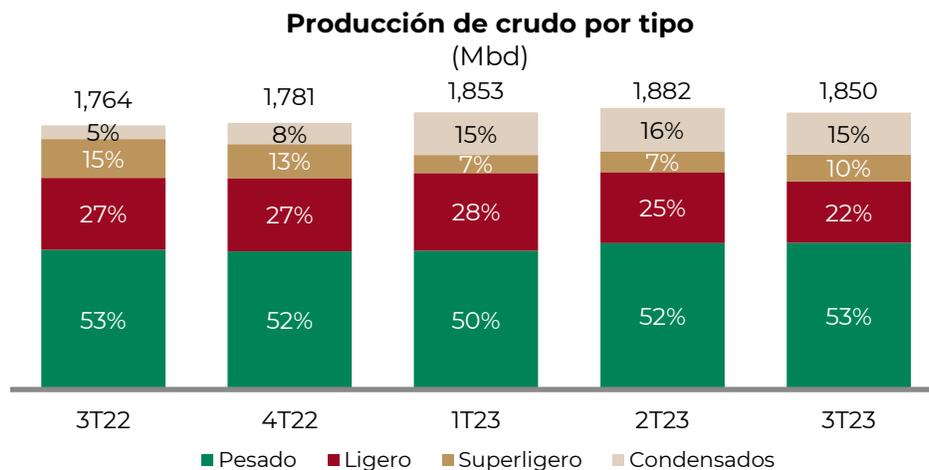
La producción total de hidrocarburos durante el tercer trimestre de 2023 promedió dos millones 642 mil barriles de petróleo crudo equivalente diarios (MMbpced). Esto implica un aumento de 102 mil barriles de petróleo crudo equivalente diario (Mbpced) con respecto al mismo trimestre de 2022.

En el tercer trimestre de 2023 la producción de líquidos (sin incluir la producción de los socios) fue de 1,850 Mbd, superior en 86 Mbd respecto al mismo periodo de 2022, en el que se reportó una producción de 1,764 Mbd, lo que representa un incremento del 4.9%, debido principalmente a la incorporación de pozos de la estrategia de campos nuevos en Quesqui, Tupilco Profundo, Racemosa, Ixachi, Itta, Teca, Esah, Xanab-SE, Tlalkivak, Pokche-NE adicionalmente a la terminación de pozos en los campos en explotación como, Ayatsil, Balam, Maloob, Sihil y Sini.

Es relevante mencionar que en este periodo se logró obtener un importante incremento en la producción de líquidos de la estrategia de campos nuevos, del orden de 40.0 Mbd, provenientes de la terminación de los pozos: Racemosa-2, Akal-502A, Camatl-4, Itta-89, Quesqui-29, Quesqui-403, Quesqui-38, Quesqui-36, Ixachi-30, Ixachi-37 y Tentok-2, todos ellos terminados durante el tercer trimestre. También contribuyó la terminación de los pozos: Obba-1, Yawa-1, Atoyatl-1 y Tlalkivak-1 perteneciente a la componente exploratoria.

Adicionalmente, la estrategia aplicada al mantenimiento de la producción de líquidos contribuyó al sostenimiento de la producción, mediante la ejecución de diversas acciones, principalmente:

- Atención inmediata a los problemas operativos y reducción de tiempo en la intervención operativa para el restablecimiento de pozos con fallas en equipos de bombeo electrocéntrico (BEC).
- Incremento de actividades de atención al mantenimiento de pozos (reparaciones menores, estimulaciones, limpiezas y trabajos de optimización).

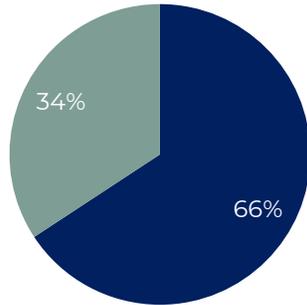


Con respecto a la calidad del crudo, la producción de crudos ligeros disminuyó en 83 Mbd mientras que la producción de condensados aumentó en 192 Mbd, resultando en un incremento neto de 109 Mbd, debido a la reclasificación del tipo de crudo del campo Quesqui y al incremento de producción en los campos Quesqui, Tupilco e Ixachi, principalmente, pertenecientes a la estrategia de Nuevos Campos



Por su parte, la producción de crudo pesado aumentó 47 Mbd, equivalente al 5% de la producción reportada en el tercer trimestre de 2023 respecto al mismo periodo de 2022, debido a las actividades de terminación de pozos en los Nuevos Campos Mulach, Uchbal, Tlamatini, Tetl y Teekit.

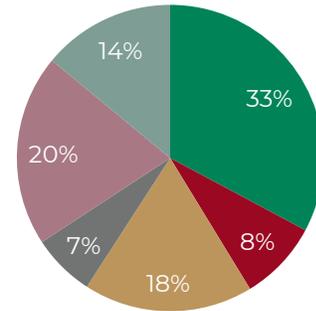
Producción de crudo por región



■ Marina ■ Terrestre

Producción de crudo por activo

100% = 1,850 Mbd



■ Ku-Maloob-Zaap ■ Cantarell ■ Litoral de Tabasco
 ■ Abkatún-Pol Chuc ■ Bellota Jujo ■ Otros

Producción de gas natural

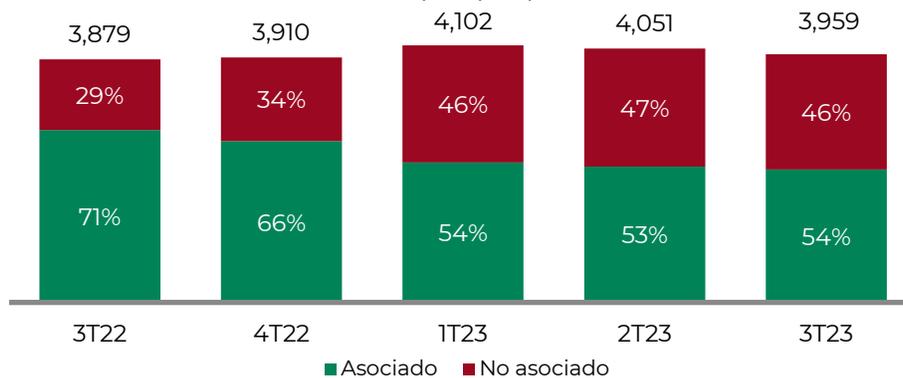
Durante el tercer trimestre de 2023 la producción total de gas hidrocarburo (sin incluir la producción de los socios) se incrementó 80 MMpcd de gas equivalente en 2.1% en comparación con el mismo periodo de 2022, pasando de 3,879 a 3,959 MMpcd de gas.

El gas asociado disminuyó en 630 MMpcd, en comparación con el mismo periodo de 2022, lo que representa una variación de 22.9%, debido a la declinación de la producción en los campos Ku, Onel, Xux, Teotleco, Xanab y Yaxche.

En relación con el gas no asociado, éste aumentó 710 MMpcd, lo que representa una variación de 40.7% en relación con el mismo periodo del año anterior, debido a la aportación de los campos Quesqui, Ixachi, Tlalkivak y Santa Rosalía.

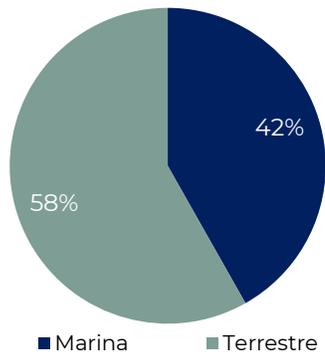
Producción de gas natural

(MMpcd)

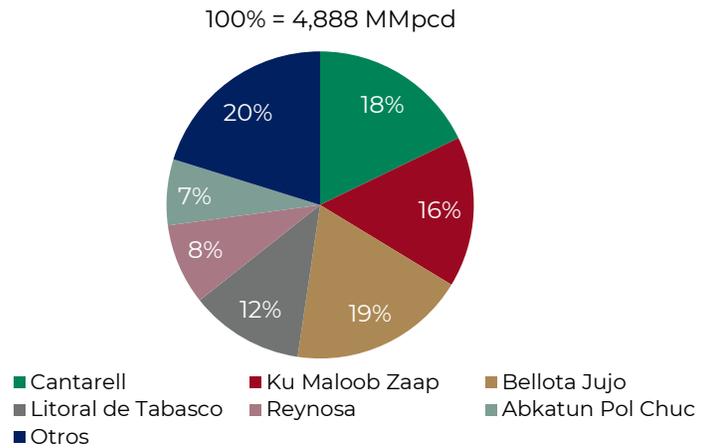




Producción de gas natural por tipo de campo



Producción de gas natural por activo⁵



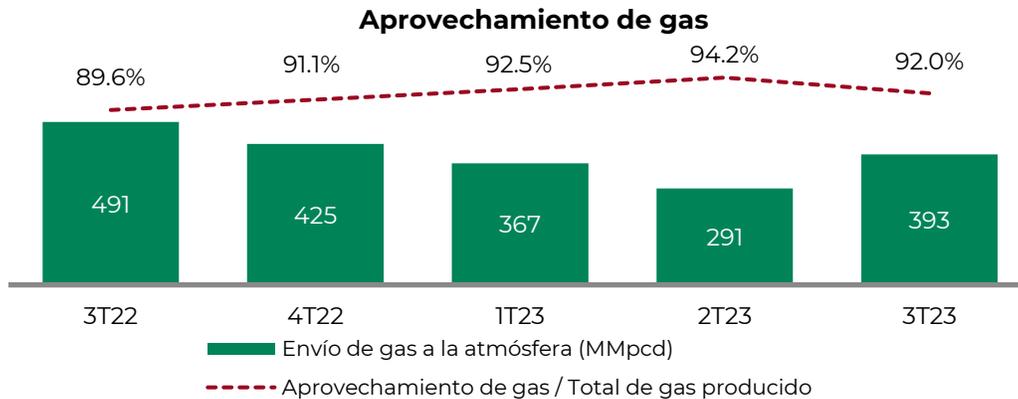
Aprovechamiento de gas

En el 3T23, el aprovechamiento de gas de toda la empresa ascendió a 92.0%, esto es un aumento de 2.35%, debido a una disminución del envío de gas a la atmósfera de 98 MMpcd con respecto al 3T22.

Cabe recordar que desde 2021, PEMEX inició implementa la “Estrategia de Aprovechamiento de Gas”, el principal objetivo es incrementar el aprovechamiento de gas natural, para ello se debe reducir el gas enviado a la atmósfera en instalaciones de Pemex Exploración y Producción.

Esta estrategia requiere del desarrollo de obras de construcción y rehabilitación de infraestructura para el manejo, transporte y acondicionamiento de gas, programas de mantenimiento mayor a equipos de compresión y equipos *booster*, así como el cierre de pozos productores con alta relación de gas-aceite, entre otras acciones.

Durante el 3T23, el gas enviado a la atmósfera sumó 393 MMpcd este volumen se explica principalmente por la producción de gas altamente contaminado con nitrógeno en la Región Marina Noreste, mantenimiento y fallas de equipos de compresión en la Región Sur, así como rechazos y libranzas de los Centros Procesadores de Gas de PTRI.



⁵ Incluye nitrógeno

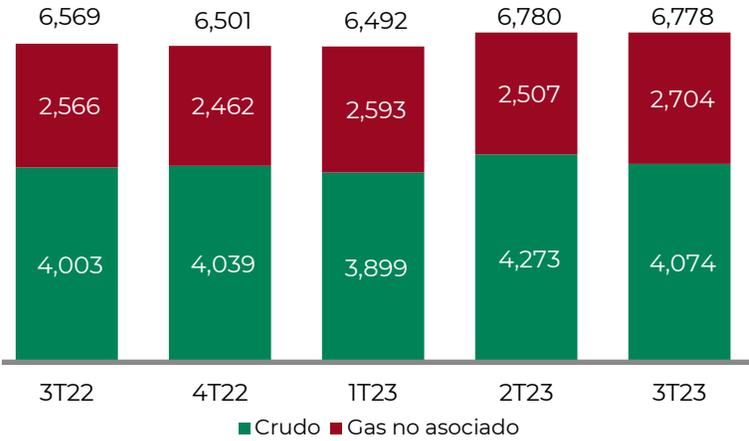


Infraestructura

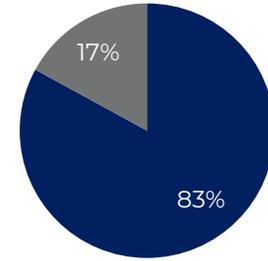
Durante el tercer trimestre de 2023 se terminaron 42 pozos de desarrollo, cuatro pozos más que en el mismo periodo de 2022, debido a un cambio de estrategia en la actividad perforación y terminación de pozos.

Respecto a los pozos exploratorios, se terminaron 12 pozos en el tercer trimestre 2022, cuatro pozos menos que en el mismo periodo de 2022.

Pozos promedio en operación

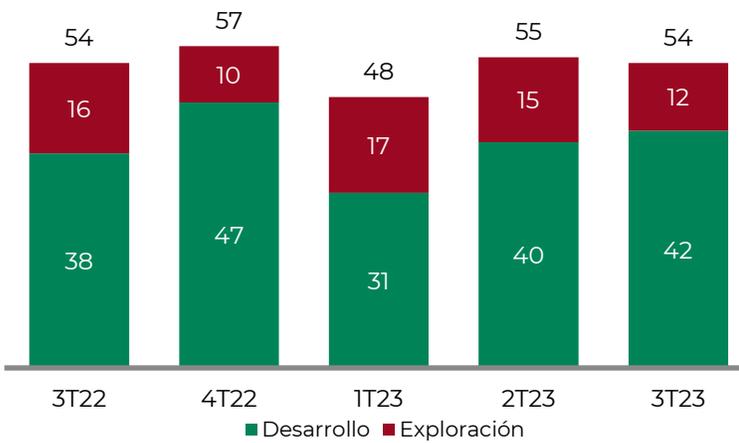


Infraestructura de operación seleccionada

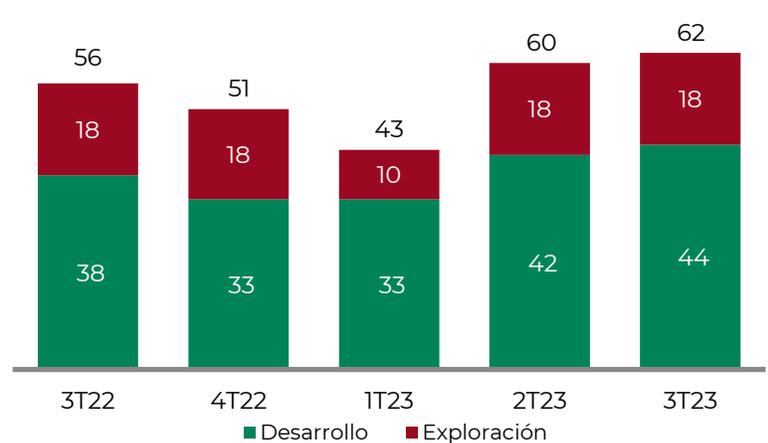


- Estructuras marinas
- Equipos de perforación

Pozos terminados

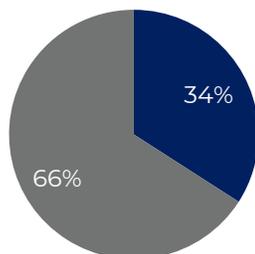


Equipos de perforación



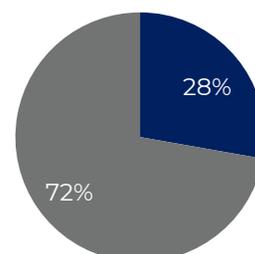
Equipos de perforación promedio por tipo

Desarrollo



- Marinos
- En tierra

Exploración



- Marinos
- En tierra



Principales descubrimientos

Las actividades de exploración realizadas durante el 3T23 permitieron obtener información de cuatro pozos como se detalla en el cuadro siguiente. Los estudios realizados estiman reservas preliminares de 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

Activo	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Profundidad Metros	Reserva Preliminar MMbpce
			Líquidos bd	Gas MMpcd		
Activo de Exploración Marina Sur (AEMS)	Bamoa-1EXP	Plioceno medio e inferior	Sin datos	Sin datos	23	3 - 5
Activo de Exploración Terrestre Sur (AETS)	Obba-1EXP	Cretácico medio	1,270	2.29	NA	5 - 8
Activo de Exploración Terrestre Norte (AETN)	Yawa-1EXP	Cretácico medio	180	0.11	NA	2

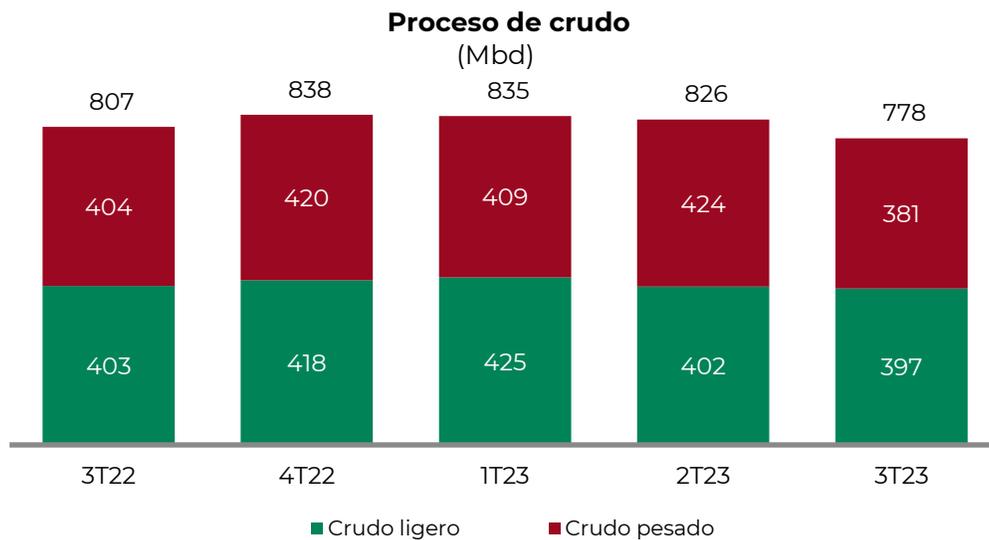


Proceso de crudo

En el tercer trimestre de 2023 el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) promedió 778 Mbd, 29 Mbd menos que en el mismo periodo de 2022, como resultado de los paros programados para la rehabilitación de plantas combinadas en las refinerías de Tula, Minatitlán y Madero, aunado a problemas operativos en las refinerías de Salamanca y en Minatitlán.

El proceso de crudo pesado en las refinerías reconfiguradas promedió 227 Mbd, 21 Mbd menos que en el tercer trimestre de 2022, debido al menor proceso de crudo pesado en las refinerías de Minatitlán y Madero.

La capacidad instalada de destilación atmosférica del SNR es de 1,640 Mbd. Con este nivel de proceso, la utilización de la capacidad de destilación primaria del SNR promedió 47.4%, 1.8 puntos porcentuales menos que en el tercer trimestre de 2022. Las refinerías que registran una utilización por encima del promedio del sistema son Salina Cruz y Tula con tasas de 62.9% y 60.9%, respectivamente.



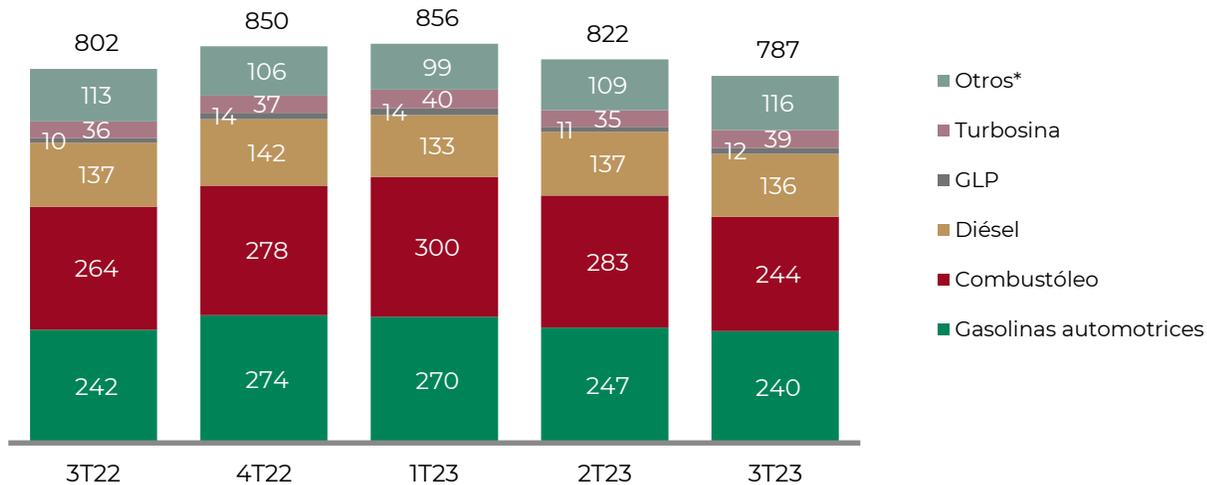
Producción de petrolíferos

En el tercer trimestre de 2023, la producción de petrolíferos registró una disminución de 1.9% promediando 787 Mbd, de los cuales 240 Mbd fueron de gasolinas, 136 Mbd de diésel, 39 Mbd de turbosina y 372 Mbd de otros petrolíferos y gas LP.

Cabe destacar que la producción de destilados representó el 52.6% de la producción (414 Mbd), 1.2% más que en el mismo trimestre de 2022.



Producción de petrolíferos (Mbd)

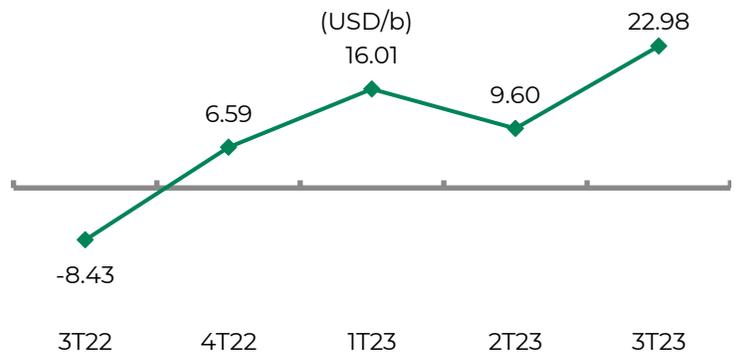


* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.

Margen variable de refinación

Durante el tercer trimestre de 2023, el SNR registró un margen variable de USD 22.98 por barril (USD/b), 31.4 USD/b más que en el mismo trimestre de 2022.

Este incremento se explica por el diferencial entre los precios de referencia del crudo que se vieron limitados por los recortes de producción de la OPEP+, mientras que los precios de los refinados fueron impulsados por los bajos niveles de inventario.



Franquicia PEMEX

Al 30 de septiembre de 2023, 7,122 estaciones de servicio operan bajo la Franquicia PEMEX, un incremento de 3.7% respecto a las registradas al 30 de septiembre de 2022. De estas estaciones, 7,077 son administradas por terceros y 45 son propiedad de Pemex Transformación Industrial (estaciones de servicio de autoconsumo). Adicionalmente, a la misma fecha se registraron 1,113 estaciones de servicio bajo el esquema de sublicenciamiento de marca, mientras que 3,769 estaciones de servicio operan con marcas distintas a PEMEX y son suministradas tanto por PEMEX como por importación directa.

Proceso y producción de gas

En el tercer trimestre de 2023, el proceso de gas húmedo promedió 2,494 MMpcd, una disminución de 301 MMpcd, equivalente a 10.8%, respecto al mismo trimestre de 2022, debido a la menor producción de gas húmedo amargo en la región sureste de Pemex Exploración y Producción (PEP).

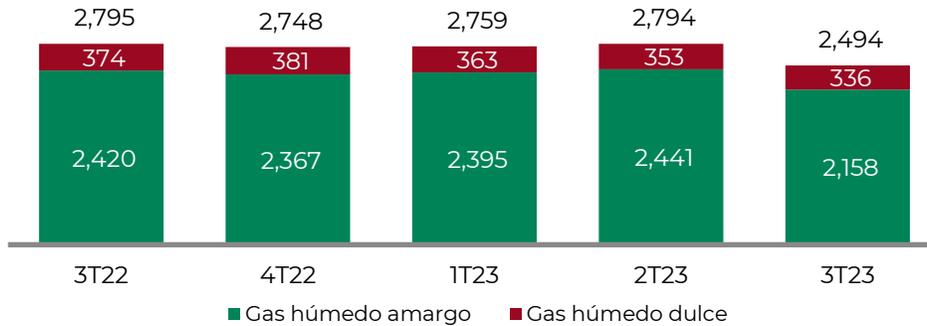
Como resultado, la producción de gas seco promedió 1,911 MMpcd, una disminución de 367 MMpcd respecto al tercer trimestre de 2022, principalmente en los complejos procesadores de gas de



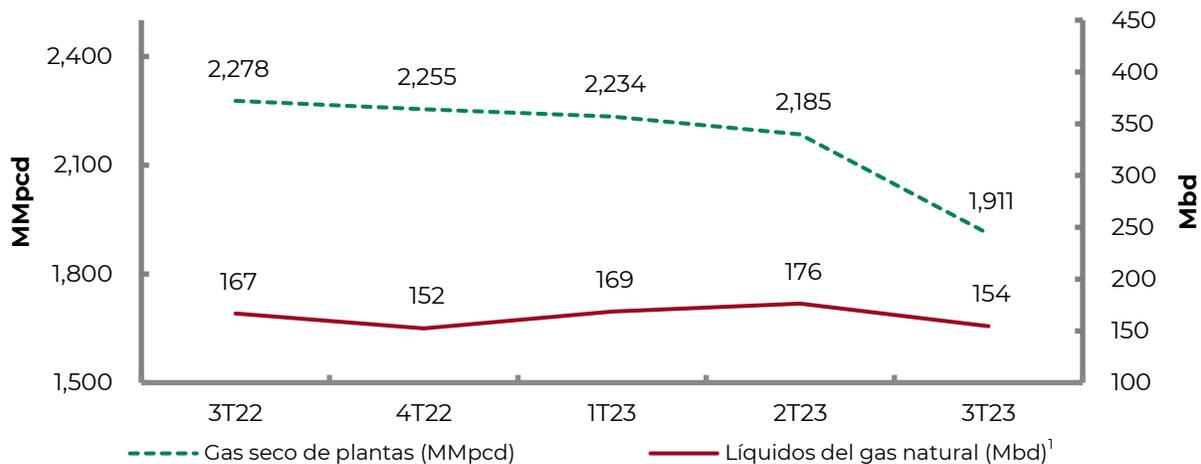
Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y La Venta. Asimismo, la producción de líquidos del gas disminuyó 7.4%, promediando 154 Mbd.

El proceso de condensados promedió seis mil barriles por día, nueve mil barriles diarios menos que en el mismo trimestre de 2022, debido principalmente a una menor entrega de condensados amargos de PEP.

Proceso de gas
(MMpcd)



Producción de gas y líquidos del gas



(1) Incluye el proceso de condensados.

Producción de petroquímicos

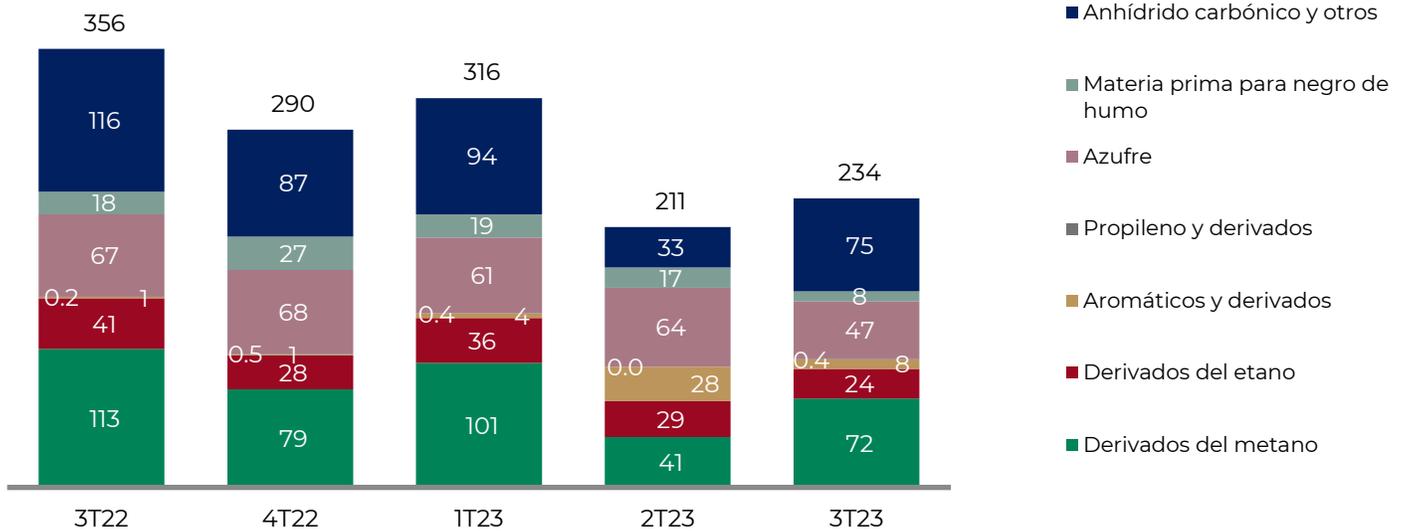
En el tercer trimestre de 2023, la producción de petroquímicos se ubicó en 234 mil toneladas (Mt), una disminución de 34.1% respecto al mismo periodo de 2022. Este desempeño se explica principalmente por los siguientes factores:

- la producción de derivados del metano disminuyó en 62.3% y la de otros petroquímicos en 34.9%, como resultado del paro programado para realizar una reparación menor en la planta de amoniaco VI del complejo petroquímico Cosoleacaque. La planta reinició operaciones el 4 de agosto;
- la producción de azufre disminuyó en 30.4%, como resultado de la menor producción de azufre en el complejo procesador de gas Ciudad Pemex; y



- la producción de metanol aumentó en 46.6% debido principalmente a que la planta de metanol del complejo petroquímico Independencia operó de manera estable.

Producción de petroquímicos
(Mt)



*Incluye Hexanos, Pentanos, Butanos, Butadieno crudo, Ceras polietilénicas, Especialidades petroquímicas, Heptano, Hidrogeno, Líquidos de pirolisis, Nitrógeno, Oxígeno, Mezcla de pentanos y Subproductos de polietileno.

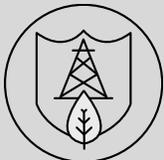
Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial

Avances en la estrategia contra el robo de combustible

En el 3T23 el volumen robado de combustible promedió 4.7 Mbd, que equivale a MXN 2.1 mil millones en pérdidas, comparados con los 5.9 Mbd reportados en 2022 por MXN 5.6 mil millones.

Programa de Rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación

Respecto al programa de rehabilitaciones del Sistema Nacional de Refinación, de enero a septiembre de 2023 se concluyeron reparaciones en 48 plantas de proceso, 44 que corresponden al programa 2023 y cuatro de programas de años anteriores. En 2023 el programa de rehabilitaciones continuará enfocado en restituir la integridad mecánica de las plantas de procesamiento, los servicios principales y tanques de almacenamiento.



Ambiental

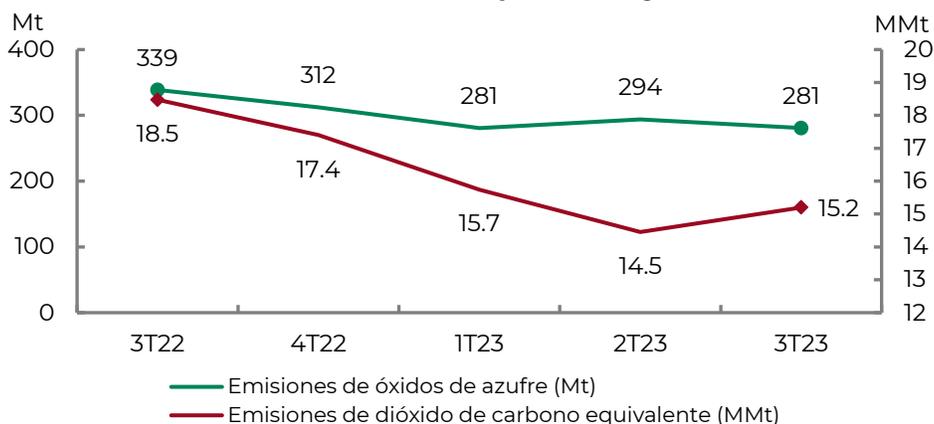
Emisiones de dióxido de carbono equivalente

En el tercer trimestre de 2023, las emisiones de dióxido de carbono equivalente se ubicaron en 15.2 millones de toneladas (MMt), una disminución de 17.8% en comparación con el mismo trimestre de 2022, debido principalmente a la implementación y entrada en operación de proyectos de infraestructura enfocados en incrementar el manejo y aprovechamiento de gas asociado en los procesos de exploración y producción y a la puesta en marcha y operación continua de compresores en complejos procesadores de gas.

Emisiones de óxidos de azufre

Las emisiones de óxidos de azufre se ubicaron en 281 Mt, una disminución de 17.15% en comparación con el mismo periodo de 2022. Esta mejora se explica por el menor consumo de combustóleo en refinación y la disminución de quema de gas amargo en exploración y producción.

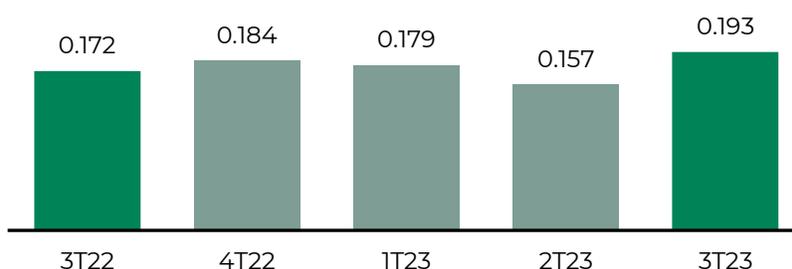
Emisiones de dióxido de carbono equivalente y de óxidos de azufre

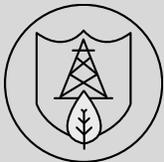


Reúso de agua

Durante el tercer trimestre de 2023, el índice del reúso de agua (reúso/uso) se ubicó en 0.193, un aumento de 12.2% respecto al 3T22, como resultado del mayor reúso de agua en la Refinería Tula y la entrada en operación de la Planta de Tratamiento "GEMA" en la Refinería Madero.

Reúso de agua (reúso/uso)





Avance en iniciativas ambientales

Sistema de Comercio de Emisiones

- Los centros de trabajo participantes en el programa de prueba realizaron las cargas de los resultados de las verificaciones de los inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes a sus actividades del 2022, en la plataforma de la SEMARNAT.

Reducción de emisiones

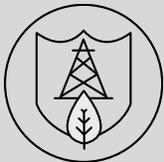
- En el tercer trimestre de 2023 se llevaron a cabo talleres para la identificación de proyectos para la reducción de emisiones en centros de trabajo de todas las áreas operativas como parte del proceso de desarrollo del Plan de Sostenibilidad 2023 – 2050.
- Se continúa avanzando en el fortalecimiento de los programas de prevención y control por fuente de emisiones de metano en PEP y PLOG para cumplir con las Disposiciones en materia de metano.
- Se continúa con la implementación de proyectos que incrementan el manejo y aprovechamiento de gas en Pemex Exploración y Producción. Con la ejecución de estas iniciativas el aprovechamiento de gas en el tercer trimestre del 2023 se ubicó en 93.9%, ligeramente menor al 3T22, debido al incidente presentado en julio en Nohoch-A, así como al retraso de entrada en operación de infraestructura para manejar gas de Tupilco Profundo vía L5/Cactus y del pozo Ixachi-30. No obstante, las emisiones de gases de efecto invernadero de PEMEX fueron menores en 17.8% en comparación el 3T22.

Adaptación al cambio climático

- PEMEX impulsa la implementación de un programa de análisis de riesgo climático en 17 instalaciones estratégicas de Pemex Transformación Industrial, a desarrollarse entre 2023 y 2025. Se inició el desarrollo de los primeros 5 análisis con la impartición de talleres presenciales para capacitar a los responsables designados para la elaboración de los análisis de riesgo climático de los Complejos Procesadores de Gas Matapionche, Burgos y Arenque, así como de las refinerías de Salamanca y Minatitlán.

Seguimiento al Programa de Atención de Riesgos Críticos

- Durante el tercer trimestre se actualizó el inventario de riesgos ambientales y se agregaron 10 riesgos, para un total de 235 riesgos ambientales.
- Al 30 de septiembre de 2023, se han atendido 38 riesgos; 72 están en proceso de atención y 125 cuentan con un programa de trabajo para los años subsecuentes.
- Respecto a los riesgos prioridad 1, se tienen 10 atendidos, 15 en proceso y 13 con programa trabajo.
- La inversión total estimada para la atención del inventario de riesgos ambientales es de MXN 11.8 mil millones, que contribuye a la mitigación de las afectaciones al suelo, agua y aire.



Social

Seguridad industrial y salud en el trabajo

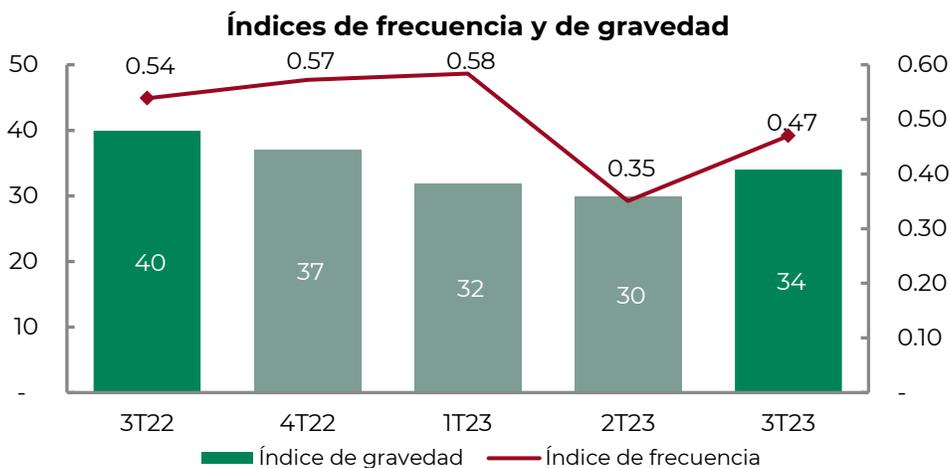
En PEMEX, la Seguridad y Salud de sus trabajadores son valores de la más alta prioridad y son responsabilidad de todos. Los esfuerzos en la materia incluyen a todos los trabajadores de la empresa y nuestros socios, contratistas, proveedores y prestadores de servicios quienes deben apegarse a los estándares que para este fin ha establecido la empresa.

Índice de frecuencia⁶

Durante el tercer trimestre 2023, el índice de frecuencia acumulado para el personal de PEMEX se ubicó en 0.47 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, comparado con 0.54 accidentes registrados el año previo. Las Empresas Productivas Subsidiarias y Áreas Corporativas que contribuyeron a la accidentabilidad durante este trimestre son: i) Pemex Transformación Industrial con 25 lesionados; ii) Pemex Corporativo con nueve lesionados; iii) Pemex Exploración y Producción con cuatro lesionados; y iv) Pemex Logística con tres trabajadores lesionados.

Índice de gravedad⁷

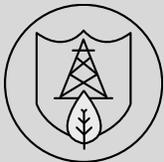
El índice de gravedad acumulado durante el tercer trimestre 2023 para el personal de PEMEX se ubicó en 34 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, comparado con 40 días perdidos registrados en el mismo periodo del año 2022.



En todos los eventos moderados y graves, Petróleos Mexicanos realiza un análisis de causa raíz (ACR) 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.

⁶ 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.

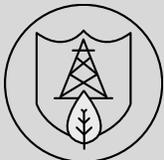
⁷ El índice de gravedad es el total de días perdidos por MMhh de exposición al riesgo en el periodo considerado. Los días perdidos son los días de incapacidad médica por lesiones consecuencia de accidentes de trabajo, más los días de arrastre, más los días de indemnización por incapacidad parcial o total, permanente o muerte, correspondientes.



Avance en iniciativas en seguridad

Durante el tercer trimestre, se continuó con la implementación de las siguientes iniciativas de SSPA:

- Inspecciones técnicas preventivas y auditorías al desempeño.
- Evaluación y administración de riesgos inherentes a los procesos operativos y de soporte a la cadena de valor por medio de auditorías de conformidad con el programa anual establecido para este ejercicio, en materia de SSPA y asesoría a los centros de trabajo para recibir las auditorías de reaseguro, con el siguiente avance:
 - Se desarrollaron cuatro auditorías de Segunda Parte al Desempeño SSPA en administración de riesgos: (EC Torrecillas 1, TAD 18 de marzo, CPG Cactus y Refinería Salina Cruz).
 - Evaluación mensual del cumplimiento de atención de los Riesgos Tipo A (Intolerables/Críticos) 2019-2023. Al 30 de septiembre de 2023 se tiene un avance del 72.8% (de un registro de 859 riesgos se tienen atendidos 625, 228 están en proceso de atención, se cancelaron 5 y se sustituyó uno).
- Se actualizan las Políticas y Lineamientos del Sistema Pemex SSPA, así como la normatividad técnica de los Subsistemas de Seguridad, Salud en el Trabajo y mejores prácticas del SSPA.
- Se realizaron reuniones de rendición de cuentas a nivel estratégico y táctico con PEP, PLOG y PTRI, para dar seguimiento a las estrategias implementadas para abatir los indicadores de frecuencia y gravedad.
- Se Realizan visitas de evaluación, de acuerdo al programa de reforzamiento en los centros de trabajo con bajo desempeño en PTRI (Refinería Tula), PLOG (SD Catalina, SD Madero, TASP Pajaritos) y PEP, encaminado a la prevención de accidentes y reducción de riesgos.
- Durante el tercer trimestre la Unidad de Inspección de Petróleos Mexicanos realizó la evaluación de la conformidad de 139 recipientes sujetos a presión, emitiendo igual número de dictámenes de conformidad con la NOM-020-STPS-2011.
- Se continúa trabajando en el anteproyecto de modificación de la norma NOM-020-STPS-2023, en el marco del programa de actualización de la normatividad emitida por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad y Salud en el Trabajo (CCNNSST).
- Participación en los Análisis Causa Raíz de eventos relevantes.
- Seguimiento y evaluación para la atención de recomendaciones derivadas de: Análisis Causa Raíz, compañías aseguradoras y dependencias gubernamentales (Secretaría del Trabajo y Previsión Social, Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente).



Responsabilidad Social

Las actividades de PEMEX, requieren del acuerdo de los habitantes de las comunidades en donde opera por esto, resulta prioritario para el fortalecimiento del vínculo Pemex-Comunidad la construcción y conservación de buenas relaciones de convivencia, comunicación y atención a las inquietudes derivadas de la operación.

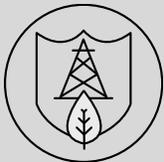
Con la participación de las comunidades y autoridades locales ubicadas en zonas petroleras, PEMEX implementa acciones de responsabilidad social que fomentan entornos sociales estables y que a su vez favorecen la continuidad operativa y la seguridad de las instalaciones.

Dichas acciones se materializan mediante donaciones de asfalto y combustible, que se otorgan a gobiernos estatales y municipales con el objetivo de fortalecer sus capacidades para la prestación de servicios públicos. También se ejecutan programas, obras o acciones (PROAs) a través de ejes estratégicos de atención: Educación y Deporte, Infraestructura, Protección Ambiental, Proyectos Productivos, Salud y Seguridad Pública y Protección Civil.

Entidad	Donaciones MXN millones	Programas, Obras y/o Acciones (PROAs)		Inversión total MXN millones
		#	Inversión MXN millones	
Campeche	-	3	27.9	27.9
Chiapas	-	6	45.4	45.4
Hidalgo	6.4	22	96.0	102.4
Nuevo León	2.7	1	1.2	3.9
Oaxaca	-	7	8.4	8.4
Puebla	17.4	-	-	17.4
Tabasco	-	30	179.4	179.4
Tamaulipas	-	2	2.7	2.7
Veracruz	129.3	10	71.4	200.7
Resto entidades	12.7	-	-	12.7
Total	168.5	81	432.4	600.9

Durante el tercer trimestre de 2023 la inversión social ascendió a MXN 601 millones, MXN 17 millones menor que en el tercer trimestre de 2022. Entre los PROAs implementados durante el trimestre destacan las siguientes acciones:

Eje	PROAs
Educación y Deporte	<ul style="list-style-type: none"> - Se entregó mobiliario escolar nuevo a 22 planteles y se mejoró la infraestructura de 6 escuelas de nivel básico en Tabasco. - Se equiparon una casa de cultura y un centro de desarrollo comunitario en Tabasco y Campeche, respectivamente. - Se construyó un parque recreativo en Chiapas y se modernizó un campo de béisbol en Veracruz.
Infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> - En Cosamaloapan, Veracruz se modernizó el mercado municipal - Para impulsar la infraestructura estatal, se entregó una retroexcavadora en Veracruz, dos camiones chasis en Hidalgo y un camión volteo en Oaxaca. - En Tabasco se realizó la pavimentación de ocho caminos y tres caminos más se rehabilitaron con grava de revestimiento en Chiapas y Tabasco.
Proyectos Productivos	<ul style="list-style-type: none"> - 45 sociedades cooperativas de tres municipios de Veracruz fueron beneficiadas con artes de pesca y se entregaron cinco tractores con implementos agrícolas en beneficio de cinco municipios de Tabasco.
Salud	<ul style="list-style-type: none"> - Se dio continuidad al Servicio de la Unidad Médica Móvil mediante la operación de 20 unidades, que beneficiaron a los habitantes de Campeche, Chiapas, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Tamaulipas, Tabasco y Veracruz. - Seis ambulancias de traslado fueron entregadas en Chiapas, Nuevo León, Oaxaca, Tabasco y Tamaulipas.
Seguridad Pública y Protección Civil	<ul style="list-style-type: none"> - Se entregaron 23 unidades tipo patrullas en Hidalgo y Veracruz. - Fue rehabilitado un edificio de seguridad pública en Campeche. - En Hidalgo se entregaron tres camiones para bomberos y dos paquetes de equipamiento especializado para personal de bomberos y protección civil.



Gobernanza

Durante el tercer trimestre de 2023, se dio continuidad a la implementación del Programa de cumplimiento “Pemex Cumple” a través de las estrategias y líneas de acción de sus cuatro ejes, y se impulsaron los proyectos del Plan Negocios 2023-2027, con los siguientes avances:

Capacitación

- Se capacitó a 15,561 trabajadoras/es en temas relacionados con Transparencia, Protección de Datos Personales, Nuestros Códigos, Política Anticorrupción y Conflicto de Intereses para dar continuidad e impulsar la implementación de la cultura ética.

Opiniones de viabilidad

- En el tercer trimestre de 2023 en el Sistema de Debida Diligencia se concluyeron 594 procesos de Debida Diligencia a terceros y se emitieron mediante el Sistema de Debida Diligencia, un total de 537 opiniones de viabilidad para celebrar acuerdos comerciales con terceros.

Transparencia y rendición de cuentas

- Se acompañó a las áreas en la revisión de las acciones a implementar derivado de los diagnósticos recibidos por parte del Instituto Nacional de Acceso a la Información.
- A septiembre de 2023 el total de registros tanto principales como secundarios que actualmente se genera en el Sistema de Portales de Obligaciones de Transparencia (SIPOT) ascendió a 18,778,655 y a 1,018,348 en la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LFTAIP).

Información adicional relacionada con factores ASG

Incidentes

PEMEX reitera su compromiso con la seguridad de sus trabajadores y de las comunidades donde tiene actividad para actuar de forma segura y oportuna en la atención de este tipo de eventos. Se realizarán los correspondientes análisis causa-raíz de estos incidentes y se definirán planes de acción para reforzar la seguridad de las operaciones. Del 1 de julio a la fecha de este reporte se registraron los siguientes incidentes:

- El 3 de julio, se identificaron dos puntos de fuga en la red de ductos de los campos Ek Balam que provocaron un derrame de hidrocarburos. El incidente fue reportado inmediatamente ante la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y la Secretaría de Marina (SEMAR) y se llevaron a cabo las reparaciones correspondientes. El volumen de hidrocarburos derramado fue de 58 m³ (365 barriles de petróleo), afectando un área estimada de 0.06 km² con un espesor de la película de aceite estimado de un milímetro.
- El 7 de julio de 2023, se presentó un incendio en la Plataforma de Enlace Nohoch – A. El 8 de julio se extinguió el fuego. Tres trabajadores de PEMEX resultaron lesionados y por parte de la compañía contratista tres trabajadores perdieron la vida. Petróleos Mexicanos lamenta profundamente estos hechos y se une solidariamente a la pena de las familias. Todos los afectados recibirán total apoyo de Petróleos Mexicanos y de la empresa contratista. La producción se suspendió sólo por 48 horas; a la fecha el nivel de producción ha sido recuperado. En el tercer trimestre de 2023, PEMEX registró la baja de los activos fijos correspondientes como un gasto en el estado de resultados por MXN. 10.1 mil millones. Se espera recibir recuperaciones por parte de los seguros, mismas que se reconocerían como otros ingresos.

PEMEX cuenta con 180 días para concluir el Análisis Causa-Raíz de los incidentes. Una vez finalizado este análisis, se aplicarán todas las recomendaciones en estas instalaciones y similares.



9.1 Estado de resultados del 1 de julio al 30 de septiembre de 2023

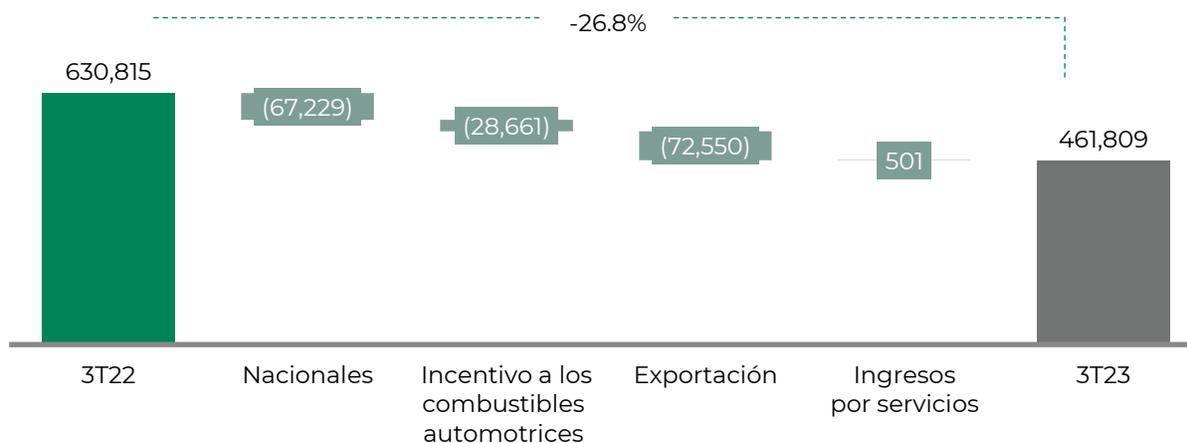
Ventas totales

Los ingresos totales por ventas y servicios disminuyeron 26.8%, en comparación con los registrados en el tercer trimestre de 2022. Esto se debió principalmente a:

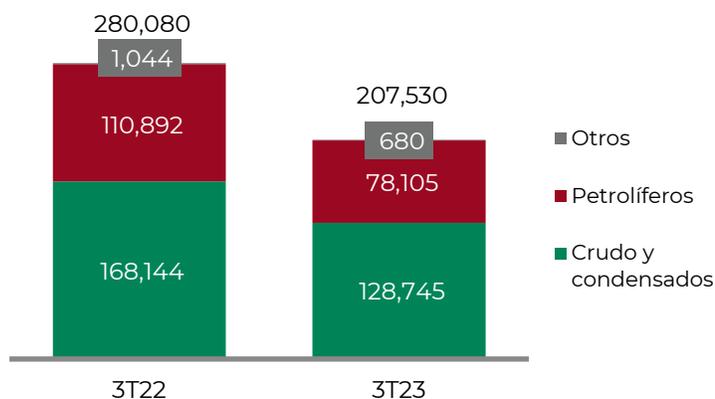
- Una disminución de 27.5% en las ventas nacionales, explicada principalmente por menores precios de gasolinas, diésel, turbosina, gas natural y gas licuado debido a la disminución del precio de los hidrocarburos a nivel mundial y una disminución en el incentivo a los combustibles automotrices; y
- una disminución de 25.9% en las ventas de exportación, debido principalmente al menor precio de la mezcla mexicana de exportación, el cual pasó de un promedio de USD 87.63 por barril en el 3T22, a USD 77.08 por barril en el 3T23.

La contribución de las ventas internas en los ingresos totales de PEMEX ha mantenido una tendencia al alza, disminuyendo así la participación que tienen las ventas por exportación de petróleo.

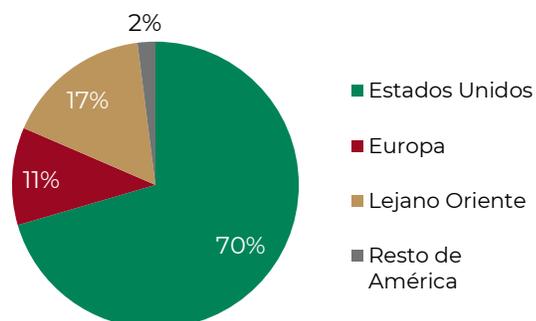
Evolución de las ventas
(MXN millones)



Exportaciones
(MXN millones)

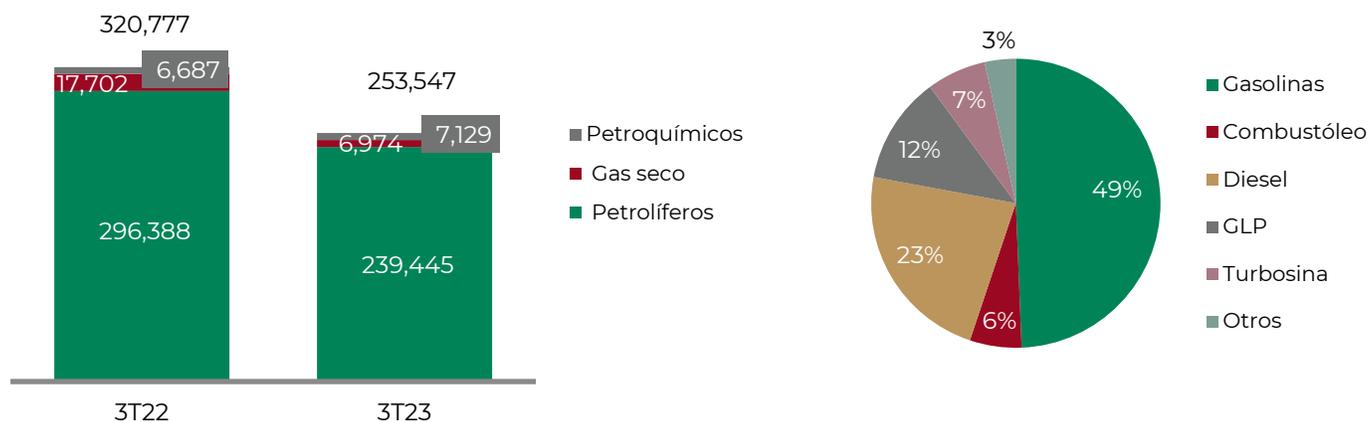


Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México
(MXN millones)

Ventas de petrolíferos en México



Costo de ventas y rendimiento de operación

El costo de ventas disminuyó 22.2% comparado con el 3T22, tomando en cuenta los efectos del deterioro de activos fijos. Esta variación se explica principalmente por:

- menores compras de productos para reventa durante el trimestre. Estas compras se ubicaron en MXN 187.9 mil millones en el 3T23, una disminución de 41.1% comparado con el mismo periodo del año anterior. La variación se explica principalmente por una baja a nivel mundial en el precio de los productos adquiridos;
- una disminución en derechos a la extracción por MXN 17.7 mil millones, explicado principalmente por un menor precio promedio de la mezcla mexicana de exportación en el 3T23 comparado con el mismo periodo del año anterior;
- un deterioro de activos fijos por MXN 8.1 mil millones en 3T23 comparado con un deterioro por MXN 7.3 mil millones en el 3T22; y
- un incremento en el costo de ventas de compañías subsidiarias de MXN 25.3 mil millones.

Como resultado, el rendimiento bruto se ubicó en MXN 85.7 mil millones, comparado con un rendimiento bruto de MXN 147.6 mil millones en el 3T22.

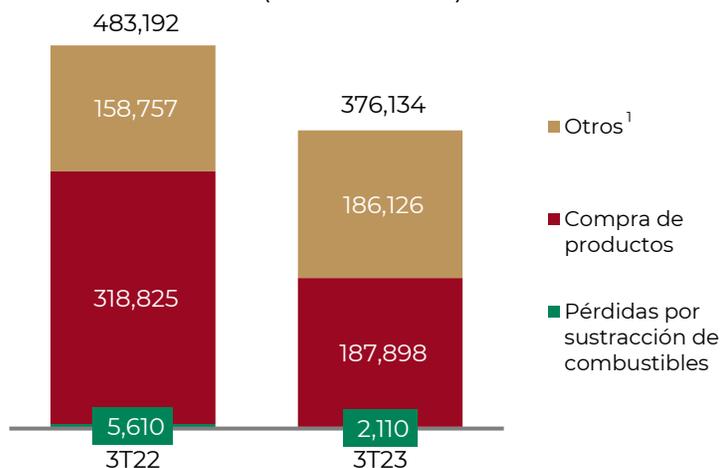
Se registró una disminución en otros ingresos por MXN 9.8 mil millones comparado con el mismo periodo del año anterior, principalmente por menores ingresos diversos.

Por su parte, los gastos generales (administración, distribución, transportación y ventas) mostraron una disminución de 1.0%, principalmente en gastos de operación.

En consecuencia, el rendimiento de operación se ubicó en MXN 31.7 mil millones en el 3T23, comparado con un rendimiento de MXN 116.1 mil millones en el mismo periodo del año anterior.

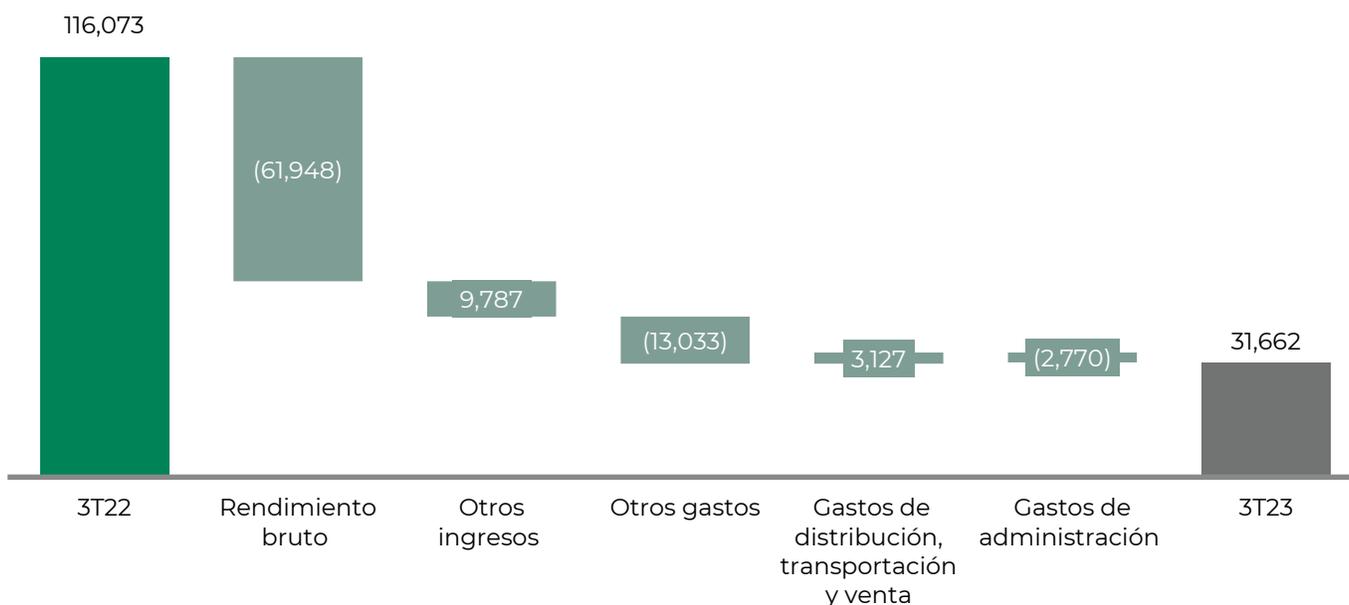


Costo de ventas (MXN millones)



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)



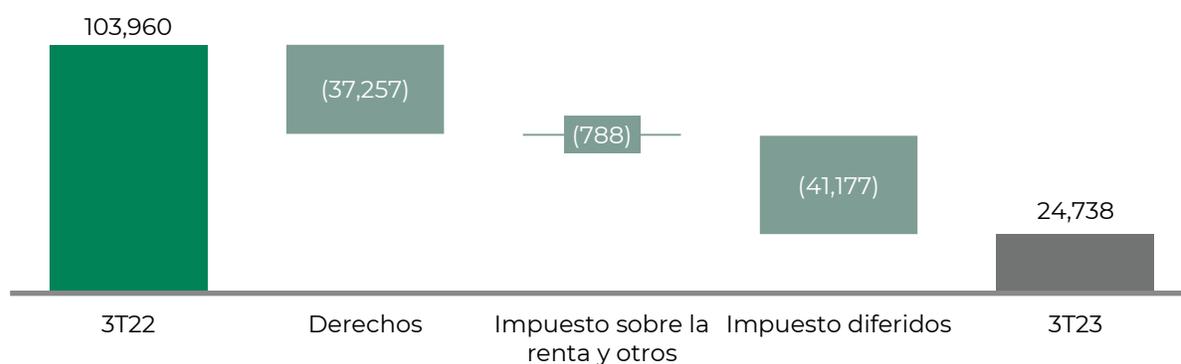
Impuestos y derechos

Durante el 3T23, el total de impuestos y derechos ascendió a MXN 24.7 mil millones, una disminución de 76.2% comparado con el 3T22 debido principalmente al reconocimiento en el trimestre de un beneficio por impuestos diferidos por una disminución en la tasa del Derecho por la utilidad compartida (DUC) y un menor precio promedio de la mezcla mexicana de exportación.

En este sentido el DUC, el derecho más importante que paga la empresa en términos de monto, disminuyó en 34.9% comparado con el 3T22.



Evolución de los impuestos y derechos (MXN millones)



Evolución del resultado neto

Durante el 3T23, PEMEX registró una pérdida neta de MXN 79.1 mil millones, comparado con una pérdida neta de MXN 52.0 mil millones en el 3T22.

Los principales factores que contribuyeron a esta variación fueron la disminución en las ventas totales, un incremento en otros gastos ingresos neto y un incremento en la pérdida cambiaria originada por una mayor depreciación del peso frente al dólar durante el 3T23. Lo anterior fue parcialmente compensado con una disminución en el costo de ventas y una disminución en los impuestos y derechos.

Se registró una pérdida cambiaria de MXN 47.8 mil millones en el 3T23, comparada con una pérdida cambiaria de MXN 9.3 mil millones en el 3T22. Esta variación se originó por una mayor depreciación del peso mexicano frente al dólar estadounidense en el 3T23 comparado con el mismo periodo del año anterior. El tipo de cambio pasó de MXN 17.0720 por USD 1.00 al 30 de junio de 2023, a MXN 17.6195 por USD 1.00 al 30 de septiembre de 2023, lo que representa una variación de 3.2%.

Se registró un costo por instrumentos financieros derivados de MXN 9.4 mil millones en el 3T23, comparado con un costo de MXN 13.0 mil millones en el 3T22. Esta variación se explica principalmente por la variación del valor razonable de los *cross-currency swaps* y las opciones de divisas.

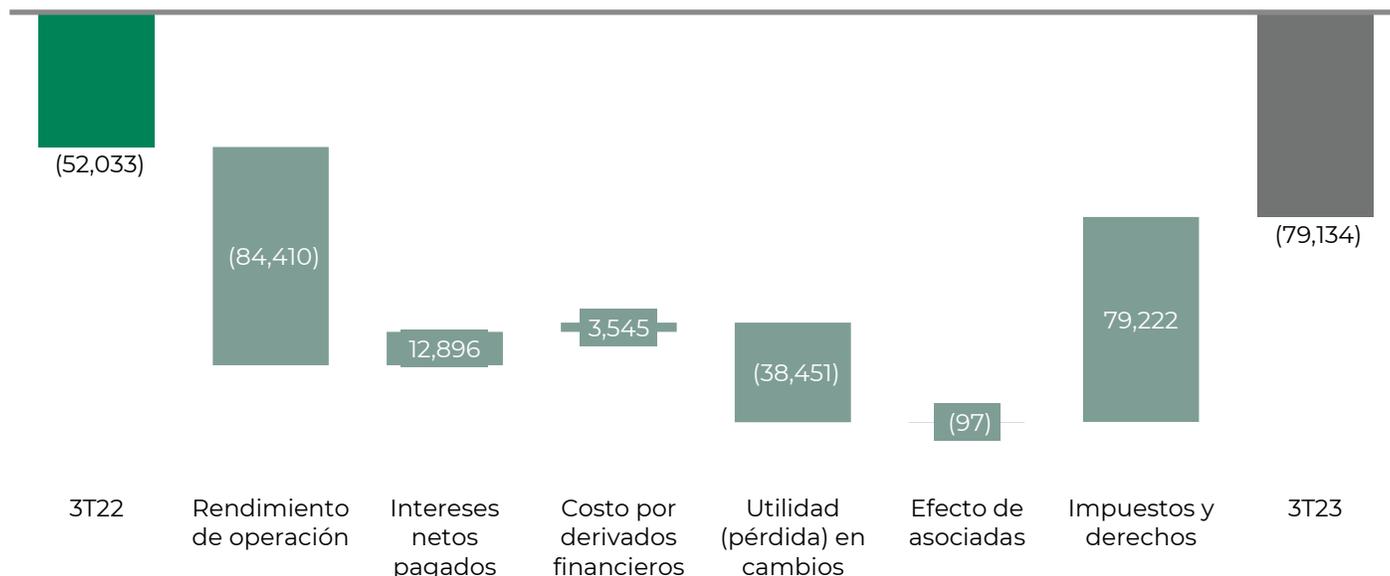
También se reconoció un incremento en el deterioro de activos fijos en MXN 0.9 mil millones en el 3T23 comparado con el mismo periodo del año anterior.



9. Resultados Financieros

3T 23

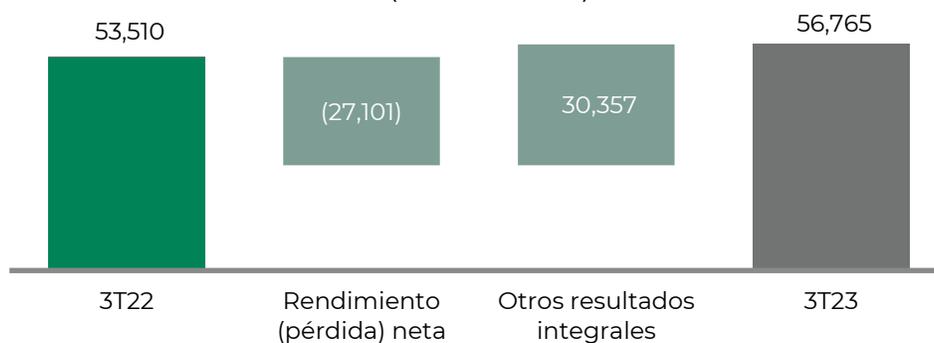
Evolución del rendimiento (pérdida) neta (MXN millones)



Utilidad (Pérdida) integral

En el 3T23, se registró un rendimiento integral de MXN 56.8 mil millones, principalmente como resultado de las ganancias actuariales por MXN 125.5 mil millones como consecuencia del incremento en la tasa de descuento para la determinación del pasivo por beneficios a los empleados que fue de 10.24% comparada con una tasa de 9.39%, al 31 de diciembre de 2022.

Evolución del rendimiento (pérdida) integral (MXN millones)



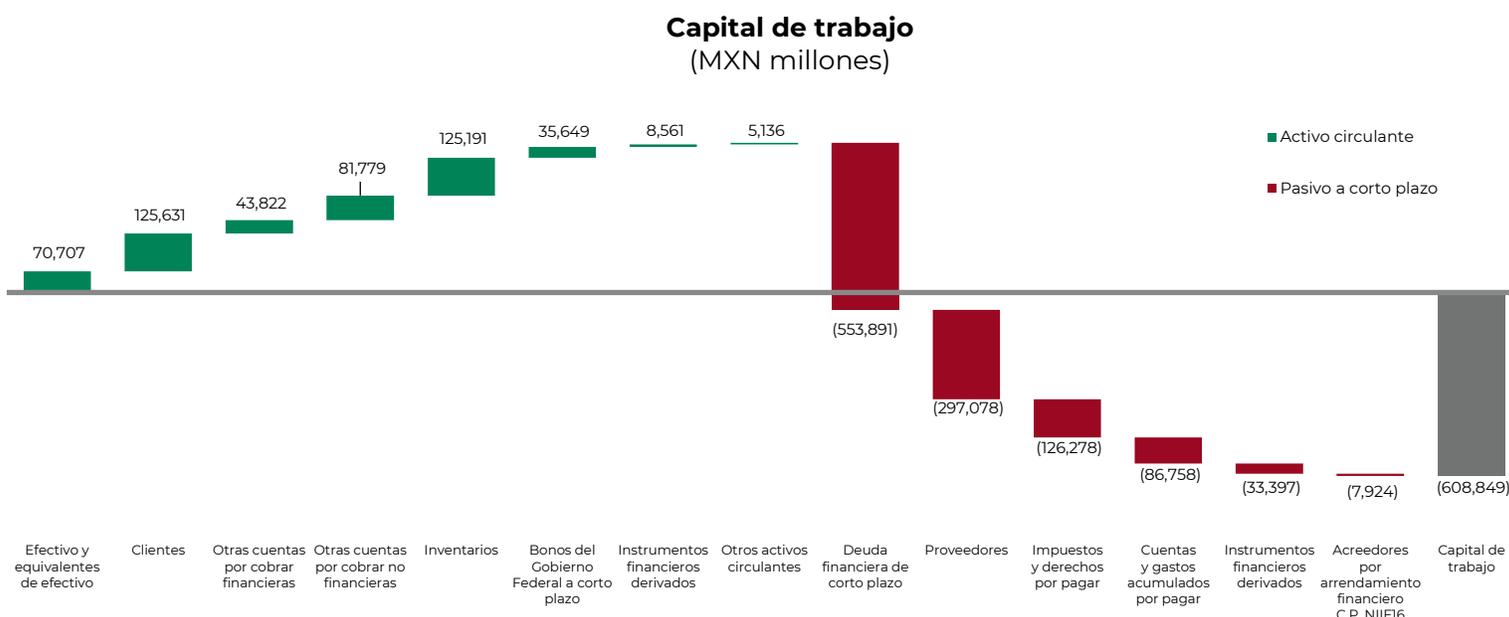


9.2 Estado de la situación financiera al 30 de septiembre de 2023

Capital de trabajo

Al 30 de septiembre de 2023, el capital de trabajo negativo se ubicó en MXN 608.8 mil millones, comparado con un capital de trabajo negativo de MXN 401.8 mil millones al 31 de diciembre de 2022. Este aumento en MXN 207.0 mil millones se originó principalmente como resultado de:

- una disminución de MXN 23.6 mil millones en clientes y otras cuentas por cobrar;
- una disminución de MXN 4.2 mil millones en instrumentos financieros derivados;
- una disminución de MXN 10.8 mil millones en los Bonos del Gobierno Federal;
- un incremento de MXN 87.9 mil millones en la deuda a corto plazo;
- un incremento de MXN 14.8 mil millones en proveedores;
- un incremento de MXN 55.5 mil millones en impuestos y derechos por pagar; y
- un incremento de MXN 16.1 mil millones en cuentas y gastos acumulados por pagar y en instrumentos financieros derivados.



9.3 Deuda

Recursos financieros

Al 30 de septiembre de 2023, Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y compañías subsidiarias realizaron actividades de financiamiento (incluyendo créditos bancarios de corto plazo) por un total de MXN 567.9 mil millones (USD 32.2 mil millones). El total de amortizaciones registradas fue de MXN 626.4 mil millones (USD 35.5 mil millones).

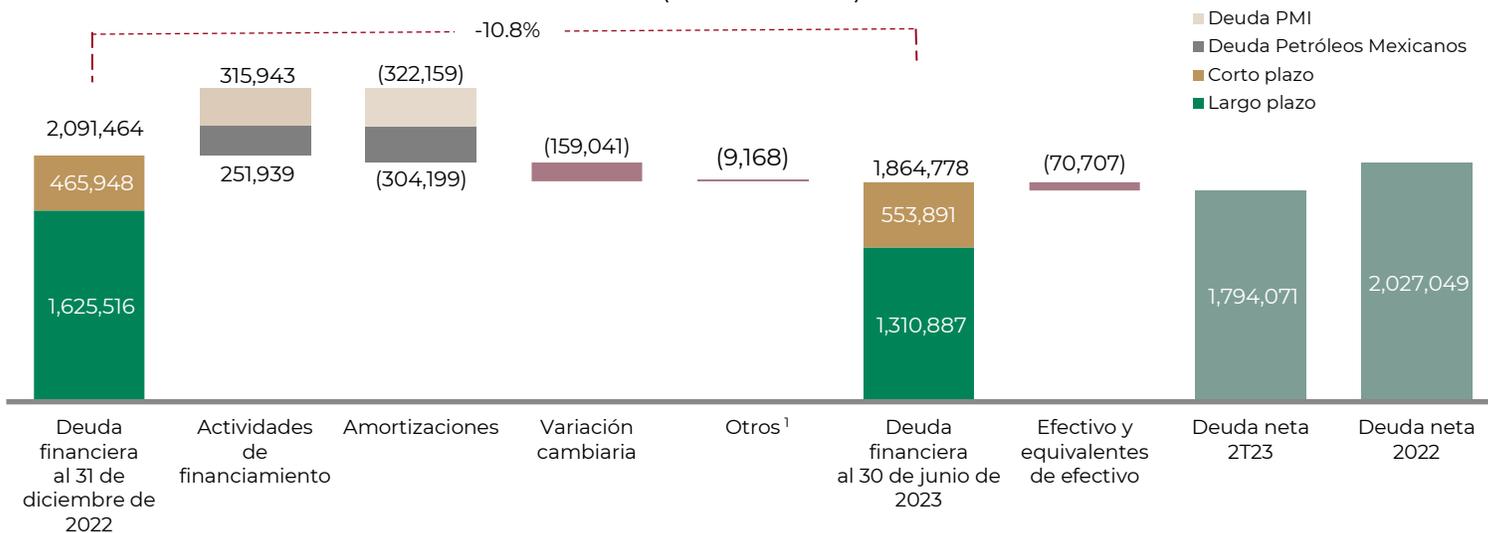
Aproximadamente el 81% de la deuda está denominada en monedas distintas al peso, principalmente en USD, y para efectos de registro se convierte a MXN al tipo de cambio de cierre.



9. Resultados Financieros

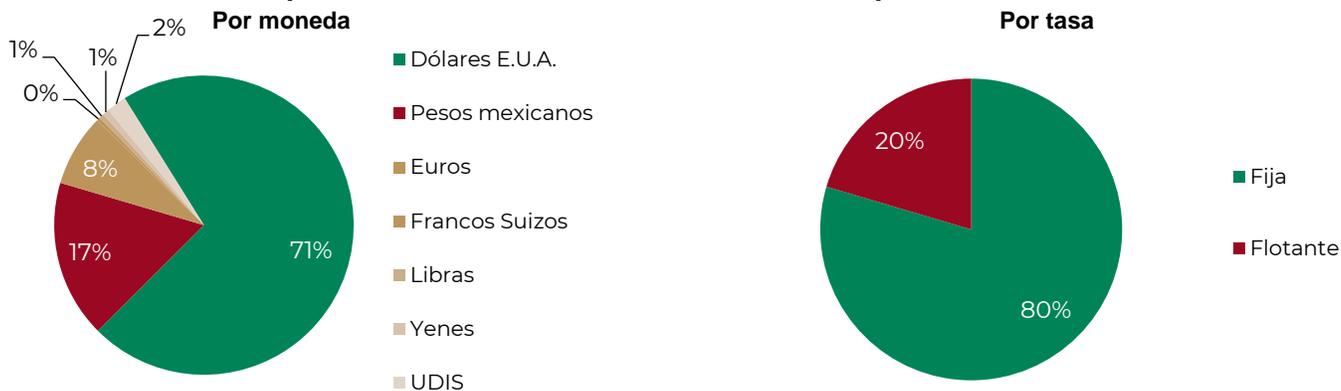
3T 23

Deuda financiera (MXN millones)

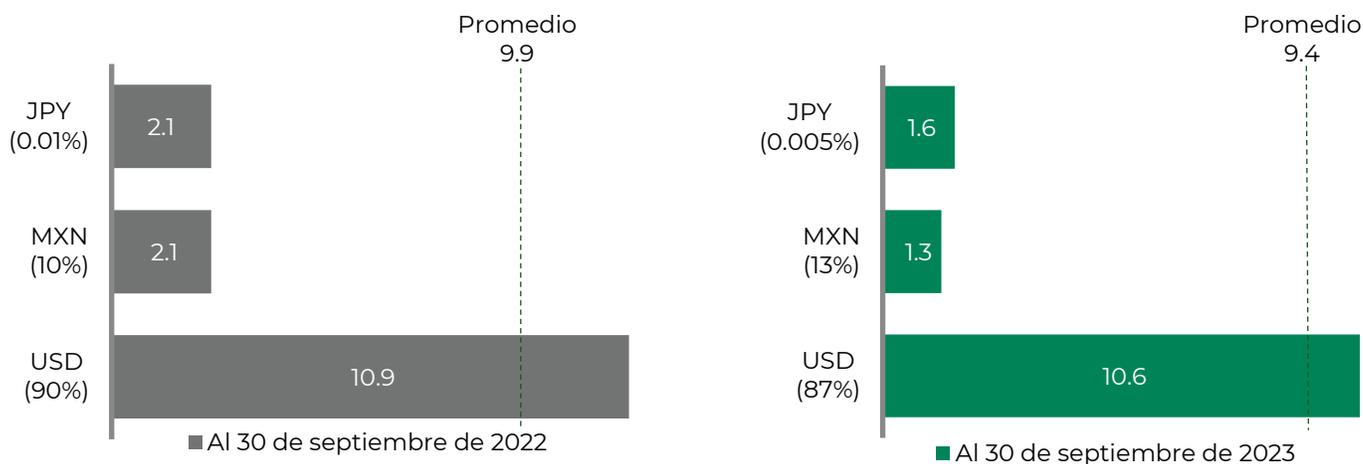


1) Incluye reclasificación de arrendamientos financieros e intereses devengados

Exposición de la deuda financiera al 30 de septiembre de 2023



Vida media de la deuda financiera (Años)





9.4 Actividades de Financiamiento

En línea con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027, se continuará con la estrategia de convergencia a un endeudamiento neto de cero.

Captación de Recursos Financieros

- El 18 de agosto de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por MXN 5.0 mil millones con vencimiento en agosto de 2024.
- El 23 de agosto de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por MXN 2.0 mil millones con vencimiento en febrero de 2024.
- El 13 de septiembre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por MXN 4.0 mil millones con vencimiento en septiembre de 2024.

Líneas de manejo de liquidez

PEMEX cuenta con líneas de crédito revolventes para administración de liquidez hasta por un total de USD 7.7 mil millones y MXN 29.5 mil millones. Al 30 de septiembre de 2023, las líneas en dólares y pesos se encontraban dispuesta en su totalidad.

9.5 Actividades de inversión presupuestal

Ejercicio 2023

Para el ejercicio de 2023 se tiene un presupuesto de MXN 486.1 mil millones (USD 27.3 mil millones⁸) en actividades de inversión presupuestal. Al 30 de septiembre de 2023 se han ejercido MXN 277.1 mil millones (USD 15.5 mil millones⁹), lo que representa el 57.0% del presupuesto aprobado.

La inversión presupuestal programada para 2023 y la ejercida al 30 de septiembre de 2023 se distribuye de la siguiente manera:

EPS	Presupuesto 2023 (MXN mil millones)	Inversión ejercida al 30 de septiembre de 2023 (MXN mil millones)
Exploración y Producción ¹⁰	370.2	207.5
Transformación Industrial	103.5	62.4
Logística	10.3	6.2
Corporativo	2.1	1.0
Total	486.1	277.1

La inversión presupuestal se ha orientado a apoyar la extracción de hidrocarburos y su proceso en refinerías para la producción de petrolíferos y líquidos del gas. En Pemex Exploración y Producción se siguen canalizando recursos para acelerar la entrada en operación de campos en los nuevos desarrollos, los cuales han permitido no sólo compensar la declinación de los campos maduros, sino incrementar el perfil de extracción total. Asimismo, se continúa con inversiones en el Plan de Rehabilitación de Refinerías con objeto incrementar la confiabilidad operativa y el proceso de crudo para la comercialización de petrolíferos en el mercado nacional.

Al 30 de septiembre de 2023 se han realizado las siguientes aportaciones de capital: MXN 17.5 mil millones para la nueva refinería Olmeca en Dos Bocas, MXN 2.9 mil millones para el fortalecimiento de la cadena de fertilizantes, MXN 10.5 mil millones para el plan de rehabilitación de refinerías y MXN 71.7 mil millones para el fortalecimiento de la posición financiera.

⁸ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023: MXN 17.82822 = USD 1.00.

⁹ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023: MXN 17.82822 = USD 1.00.

¹⁰ La inversión en exploración sumó MXN 33.4 mil millones al 30 de septiembre de 2023 comparada con MXN 34.9 mil millones en el mismo periodo de 2022.



Estado de resultados consolidado

	Del 1 de julio al 30 de septiembre de			2023	
	2022	2023	Variación	(USD millones)	
	(MXN millones)				
Ingresos totales por ventas y servicios	630,815	461,809	-26.8%	(169,006)	26,210
Ventas en México	320,777	253,547	-21.0%	(67,229)	14,390
Incentivo a los combustibles automotrices	28,665	4	-100.0%	(28,661)	0
Ventas de exportación	280,080	207,530	-25.9%	(72,550)	11,778
Ingresos por servicios	1,293	728	-43.7%	(565)	41
Deterioro (Reversa) de pozos, ductos, propiedades, p	7,254	8,113	11.8%	859	460
Costo de ventas	475,937	368,021	-22.7%	(107,917)	20,887
Rendimiento (pérdida) bruto	147,623	85,676	-42.0%	(61,948)	4,863
Otros ingresos	12,726	2,939	-76.9%	(9,787)	167
Otros gastos	2,256	15,289	577.8%	13,033	868
Gastos de distribución, transportación y venta	4,261	1,133	-73.4%	(3,127)	64
Gastos de administración	37,760	40,530	7.3%	2,770	2,300
Rendimiento (pérdida) de operación	116,073	31,662	-72.7%	(84,410)	1,797
Costo financiero	(45,544)	(36,506)	19.8%	9,038	(2,072)
Ingreso financiero	3,653	7,511	105.6%	3,858	426
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros de	(12,983)	(9,437)	27.3%	3,545	(536)
Utilidad (pérdida) en cambios - neta	(9,344)	(47,794)	-411.5%	(38,451)	(2,713)
de compañías asociadas y otras	71	168	136.2%	97	10
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	51,926	(54,396)	-204.8%	(106,323)	(3,087)
Total de derechos, impuestos y otros	103,960	24,738	-76.2%	(79,222)	1,404
Derechos	106,837	69,580	-34.9%	(37,257)	3,949
Impuestos corrientes	1,519	731	-51.9%	(788)	41
Impuestos diferidos	(4,396)	(45,573)	-936.7%	(41,177)	(2,586)
Rendimiento (pérdida) neta del ejercicio	(52,033)	(79,134)	-52.1%	(27,101)	(4,491)
Otros resultados integrales	105,543	135,900	28.8%	30,357	7,713
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a e	101,382	125,479	23.8%	24,097	7,122
Efecto por conversión	4,161	10,420	150.4%	6,259	591
(Pérdida) utilidad integral total del periodo	53,510	56,765	6.1%	3,256	3,222



Balance general consolidado

	Al 31 de diciembre de <u>2022</u>	Al 30 de septiembre de <u>2023</u>	<u>Variación</u>		<u>2023</u>
	(MXN millones)				(USD millones)
Total activo	2,245,558	2,204,832	-1.8%	(40,726)	125,136
Activo circulante	527,895	496,476	-6.0%	(31,419)	28,178
Efectivo y equivalentes de efectivo	64,415	70,707	9.8%	6,292	4,013
Clientes	107,117	125,631	17.3%	18,514	7,130
Otras cuentas por cobrar financieras	45,040	43,822	-2.7%	(1,218)	2,487
Otras cuentas por cobrar no financieras	122,722	81,779	-33.4%	(40,943)	4,641
Inventarios	126,018	125,191	-0.7%	(828)	7,105
Bonos del Gobierno Federal a corto plazo	46,526	35,649	-23.4%	(10,877)	2,023
Instrumentos financieros derivados	12,756	8,561	-32.9%	(4,194)	486
Otros activos circulantes	3,300	5,136	55.6%	1,835	291
Activo no circulante	1,717,663	1,708,356	-0.5%	(9,308)	96,958
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y c	2,044	1,915	-6.3%	(129)	109
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo - Neto	1,368,751	1,366,101	-0.2%	(2,650)	77,533
Documentos por cobrar a largo plazo	1,334	1,284	-3.8%	(50)	73
Impuestos diferidos	171,633	205,470	19.7%	33,838	11,662
Activos intangibles	30,025	26,131	-13.0%	(3,894)	1,483
Otros activos	30,703	17,154	-44.1%	(13,549)	974
Bonos del Gobierno Federal a largo plazo	63,653	42,889	-32.6%	(20,764)	2,434
Derechos de uso	49,521	47,411	-4.3%	(2,110)	2,691
Total pasivo	4,014,380	3,784,314	-5.7%	(230,066)	214,780
Pasivo a corto plazo	929,737	1,105,325	18.9%	175,588	62,733
Deuda financiera de corto plazo	465,948	553,891	18.9%	87,943	31,436
Proveedores	282,245	297,078	5.3%	14,833	16,861
Impuestos y derechos por pagar	70,813	126,278	78.3%	55,464	7,167
Cuentas y gastos acumulados por pagar	81,808	86,758	6.1%	4,950	4,924
Instrumentos financieros derivados	22,242	33,397	50.2%	11,155	1,895
Acreedores por arrendamiento financiero C.P. NIIF16	6,680	7,924	18.6%	1,243	450
Pasivo a largo plazo	3,084,643	2,678,989	-13.2%	(405,654)	152,047
Deuda financiera de largo plazo	1,625,516	1,310,887	-19.4%	(314,629)	74,400
Reserva de beneficios a los empleados	1,306,887	1,214,351	-7.1%	(92,536)	68,921
Provisión para créditos diversos	89,147	94,358	5.8%	5,212	5,355
Otros pasivos	11,777	14,115	19.8%	2,337	801
Impuestos diferidos	6,865	6,651	-3.1%	(214)	377
Acreedores por arrendamiento financiero largo plazo NIIF16	44,451	38,627	-13.1%	(5,824)	2,192
Total patrimonio	(1,768,822)	(1,579,483)	10.7%	189,340	(89,644)
Controladora	(1,768,534)	(1,579,293)	10.7%	189,240	(89,633)
Certificados de aportación "A"	1,029,592	1,132,263	10.0%	102,671	64,262
Aportaciones del Gobierno Federal	66,731	66,731	0.0%	-	3,787
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	57
Resultados acumulados integrales	51,737	135,251	161.4%	83,513	7,676
Déficit acumulado:	(2,917,596)	(2,914,539)	0.1%	3,057	(165,416)
Déficit de ejercicios anteriores	(3,018,008)	(2,917,596)	3.3%	100,412	(165,589)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	100,412	3,057	-97.0%	(97,356)	173
Participación no controladora	(289)	(189)	34.3%	99	(11)
Total pasivo y patrimonio	2,245,558	2,204,832	-1.8%	(40,726)	125,136



Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de septiembre de		Variación	2023	
	2022	2023		(USD millones)	
	(MXN millones)				
Actividades de operación					
(Pérdida) neta	195,616	3,025	-98.5%	(192,591)	172
Impuestos y derechos a la utilidad	308,311	166,132	-46.1%	(142,179)	9,429
Partidas relacionadas con actividades de inversión	62,952	208,032	230.5%	145,080	11,807
Depreciación y amortización	106,232	87,403	-17.7%	(18,830)	4,961
Amortización de intangibles	253	379	49.6%	126	21
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	(56,874)	74,198	230.5%	131,071	4,211
Pozos no exitosos de activos intangibles	6,059	19,054	214.4%	12,994	1,081
Pozos no exitosos capitalizados	6,870	3,590	-47.7%	(3,280)	204
Pérdida de propiedades maquinaria y equipo	5,514	16,392	197.3%	10,878	930
Amortización de derechos de uso	4,334	4,391	1.3%	57	249
Utilidad en adquisición de negocios	(1,271)	-	-	1,271	-
Reclasificación efecto por conversión	(10,383)	-	-	10,383	-
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas, neto	(232)	(320)	-37.8%	(88)	(18)
Bajas de derechos de uso	-	(124)	-	(124)	(7)
Actualización valor presente provisión de taponamiento	2,449	3,070	25.4%	621	174
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	21,482	(73,389)	-441.6%	(94,870)	(4,165)
Intereses a cargo	109,791	111,287	1.4%	1,496	6,316
Intereses a favor	(20,957)	(15,735)	24.9%	5,222	(893)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(67,352)	(168,940)	-150.8%	(101,588)	(9,588)
Subtotal	588,361	303,800	-48.4%	(284,561)	17,242
Fondos utilizados en actividades de operación	(290,721)	(42,685)	85.3%	248,036	(2,423)
Derechos por la utilidad compartida pagado	(308,481)	(187,244)	39.3%	121,237	(10,627)
Instrumentos financieros con fines de negociación	28,050	15,349	-45.3%	(12,701)	871
Clientes y otras cuentas por cobrar	5,647	(2,687)	-147.6%	(8,334)	(153)
Inventarios	(67,981)	3,828	105.6%	71,809	217
Cuentas y gastos acumulados por pagar	38,447	4,950	-87.1%	(33,497)	281
Proveedores	5,795	4,036	-30.4%	(1,759)	229
Reserva para créditos diversos	4,027	9,777	142.8%	5,750	555
Reserva para beneficios a los empleados	41,866	41,412	-1.1%	(454)	2,350
Otros impuestos y derechos	(38,090)	67,895	278.2%	105,985	3,853
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	297,640	261,114	-12.3%	(36,525)	14,820
Actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(212,375)	(181,774)	14.4%	30,601	(10,317)
Intereses cobrados	1,385	1,898	37.0%	513	108
Activos intangibles	(25,917)	(28,261)	-9.0%	(2,343)	(1,604)
Otros activos	(7,506)	11,714	256.1%	19,220	665
Adquisición de negocios	(30,012)	-	-	30,012	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(274,425)	(196,423)	28.4%	78,002	(11,148)
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades	23,214	64,691	178.7%	41,477	3,672
Actividad de financiamiento					
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal	107,990	102,671	-4.9%	(5,319)	5,827
Subvenciones del FONADIN	23,000	-	-100.0%	(23,000)	-
Intereses cobrados por el documento recibido del Gobierno Federal	6,216	6,760	8.8%	545	384
Pagos de principal por arrendamientos financieros	(5,121)	(4,438)	13.3%	683	(252)
Pagos de intereses por arrendamientos financieros	(2,427)	(1,699)	30.0%	728	(96)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	759,199	567,882	-25.2%	(191,317)	32,230
Pagos de principal de préstamos	(799,149)	(626,359)	21.6%	172,790	(35,549)
Intereses pagados	(123,301)	(121,389)	1.6%	1,912	(6,889)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(33,593)	(45,101)	-34.3%	(11,507)	(2,560)
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(10,379)	19,591	288.8%	29,970	1,112
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(3,857)	(13,298)	-244.8%	(9,442)	(755)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	76,506	64,415	-15.8%	(12,092)	3,656
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	62,271	70,707	13.5%	8,436	4,013



Carlos Cortez | SPA de la Dirección Corporativa de Finanzas

Ángel Cid | Director General de Pemex Exploración y Producción

Jorge Luis Basaldúa | Director General de Pemex Transformación Industrial

darán los resultados financieros y operativos de PEMEX al 30 de septiembre de 2023

Viernes 27 de octubre de 2023

a las 10:00 a.m. (hora Cd. de México) / 12:00 p.m. (hora del este de E.U.A.)

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

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

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

La repetición de la conferencia telefónica y web estará disponible a partir del 27 de octubre de 2023 a las 2:00 p.m. (hora Cd. de México) a través de esta [liga](#) y hasta el 25 de febrero de 2024. Asimismo, a partir del 7 de noviembre de 2023, también estará disponible en [Reportes de resultados no dictaminados 2023](#).

Adicionalmente, a las 11:00 a.m. (hora Cd. de México) / 1:00 p.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 September 30, 2023](#)

Información a la SEC

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

RELACIÓN CON INVERSIONISTAS

[Relación con Inversionistas](#)

ri@pemex.com

Twitter: [@Pemex](#)





12. Contacto

3T 23

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>

Síganos:  @Pemex @PemexGlobal

Si desea contactarnos, favor de llamar al (52 55) 9126 2940, o mandar un correo a ri@pemex.com

Cristina Arista
delia.cristina.arista@pemex.com

Belem Romero
graciela.belem.romero@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 30 de septiembre de 2023, el tipo de cambio utilizado es de MXN 17.6195 = 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, 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.