



Resultados dictaminados al cuarto trimestre de 2021





Ciudad de México a 28 de febrero de 2022.

Por quinto trimestre consecutivo crece la producción de petróleo y se ubica en 1,751 mil barriles diarios (Mbd) sin incluir a los socios, lo cual equivale a un incremento de 4.5% respecto al cuarto trimestre de 2020.

La incorporación de producción de los campos nuevos, continúa aportando de manera importante a estos resultados. Al cierre de 2021 la producción de estos campos ya suma 322 Mbd.

Por su parte, el proceso de crudo en el sistema Nacional de Refinación promedió 740 Mbd, 26.6% más que en mismo trimestre del año anterior. Asimismo, la producción de destilados (gasolinas, diésel y turbosina) se ubicó en 394 Mbd, un incremento de 28.2%.

Durante el cuarto trimestre se registró una pérdida de operación de MXN 20.6 mil millones, que compara favorablemente con una pérdida de operación de MXN 88.2 mil millones en 4T20.

Durante el trimestre, se registró una pérdida cambiaria de MXN 22.3 mil millones, como resultado de la apreciación del dólar estadounidense frente al peso mexicano, comparada con una pérdida utilidad de MXN 254.5 mil millones en el 4T20. Esta es considerada una partida virtual, ya que en su mayoría no representa entradas ni salidas de flujo de efectivo.

Adicionalmente, el total de impuestos y derechos ascendió a MXN 96.1 mil millones, un incremento de 61.2% comparado con el 4T20, explicado por la recuperación del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación.

Derivado de lo anterior, durante el 4T21 PEMEX registró una pérdida neta de MXN 194.5 mil millones. Cabe señalar que este resultado no fue generado por factores operativos ni de ingresos o costos de la empresa.

Relación con Inversionistas

Tel (52 55) 9126 2940

www.pemex.com/ri



Producción de crudo y condensados
1,751 Mbd



Producción de gas natural
3,720 MMpcd



Proceso de Crudo
740 Mbd



EBITDA
MXN 135.2 mil millones

Calificación Crediticia de Largo Plazo en Moneda Extranjera

Agencia	Calificación	Perspectiva
S&P	BBB	Negativa
Moody's	Ba3	Negativa
HR Ratings	BBB+	Negativa

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 2021. PEMEX exhorta al lector a analizar este reporte acompañado de la información incluida en los anexos. Los anexos pueden descargarse en www.pemex.com/ri.



Información financiera seleccionada (MXN millones)

	4T20	4T21
Ventas	248,827	445,930
Costo de ventas	247,370	334,360
Deterioro (reversa)	52,464	39,453
Rendimiento bruto	(51,007)	72,117
Gastos de administración y gastos de distribución	40,699	50,590
Rendimiento de operación	(88,188)	(20,621)
Costo financiero, rendimiento instrumentos derivados y otros	(10,581)	(55,553)
Utilidad (pérdida) cambiaria	254,518	(22,267)
Impuestos, derechos y otros	59,625	96,096
Rendimiento (Pérdida), neto	96,124	(194,538)



Ingresos

Durante el 4T21, las ventas totales aumentaron 79.2% en comparación con el 4T20, debido principalmente a un incremento de 80.2% en las ventas nacionales y 78.6% en las ventas de exportación. Las variables más importantes que explican esta situación son la recuperación de los precios a nivel mundial y en menor medida los volúmenes vendidos.

Costo de ventas

En el 4T21, el costo de ventas incluyendo el deterioro se incrementó 24.7%, principalmente como resultado de un incremento de MXN 71.3 mil millones en compra de productos para reventa. En este trimestre se registró un deterioro de activos fijos de MXN 39.4 mil millones, comparado con MXN 52.5 mil millones en el mismo periodo del año anterior.

Impuestos y derechos

En el 4T21 el total de impuestos y derechos aumentó en 61.2% comparado con el 4T20, debido principalmente a la recuperación del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación. El monto generado por concepto del DUC se incrementó en 121.2% comparado con el 4T20.

Resultado neto

Se registró una pérdida neta de MXN 194.5 mil millones, comparada con un rendimiento neto de MXN 96.1 mil millones en el 4T20. Esto se explica principalmente por un incremento en el pago de impuestos y derechos, y la pérdida en cambios originada por el fortalecimiento del dólar frente al peso durante el periodo.

Deuda financiera

La deuda financiera total disminuyó en 0.4% comparada con el cierre de 2020, debido principalmente al objetivo de mantener un endeudamiento neto cercano a cero, a los apoyos

del Gobierno Federal y a las operaciones de manejo de pasivos realizadas durante el año.

Al 31 de diciembre de 2021, el tipo de cambio se ubicó en MXN 20.5835 por USD 1.00, por lo que la deuda financiera registró un saldo de MXN 2,249.7 mil millones, o USD 109 mil millones.

Recursos financieros

El grupo PEMEX cuenta con líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez hasta por un total de USD 7,664 millones y MXN 37,000 millones.

Al 18 de abril de 2022 todo el saldo de las líneas estaba dispuesto.

EBITDA

Partiendo del rendimiento de operación, se suma el costo neto del periodo de beneficios a empleados (sin incluir servicio médico, pago de pensiones y prima de antigüedad, dado que representan salidas de efectivo), la depreciación, amortización y el deterioro de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo. A partir del 4T19, se incluye también el concepto de pozos no desarrollados, dado que corresponde a instalaciones que se perforaron, pero no llegaron a la etapa de producción, por lo que no generan flujos de efectivo. El EBITDA en el 4T21 se ubicó en MXN 135.2 mil millones.

Actividades de inversión presupuestal

Al 31 de diciembre de 2021 se ejercieron MXN 393.2 mil millones (USD 19.4 mil millones¹) en actividades de inversión presupuestal, lo que superó en 11.5% a los MXN 352.6 mil millones (USD 16.0 mil millones²) correspondientes a la inversión anual considerada en el presupuesto aprobado para todo el ejercicio fiscal.

¹ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021: MXN 20.3 = USD 1.00.

² La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio establecido en el presupuesto aprobado para 2021: MXN 22.1 = USD 1.00



Producción de hidrocarburos

En el 4T21, la producción de crudo y condensados en campos (sin incluir la producción de los socios) promedió 1,751 Mbd; comparado con el 4T20 es un incremento de 75 Mbd o 4.5%, debido a la incorporación de pozos de la estrategia de campos nuevos en las Regiones Marina Suroeste, Sur y Norte, y por actividad incremental en campos como Madrefil, Teotleco, Arroyo Zanapa, Juspí, Tupilco, Castarrical y Sini de la Región Sur; Ek-Balam y Zaap de la Región Marina Noreste e Ixtal y Yaxché de la Región Marina Suroeste.

Por su parte, la producción de gas natural (sin incluir la producción de los socios) se incrementó en 85 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), equivalente a 2.3% comparado con el mismo periodo de 2020, pasando de 3,636 a 3,720 MMpcd.

Proceso de crudo

El proceso de crudo promedió 740 Mbd, un aumento de 26.6% respecto al volumen procesado en el 4T20.

Por su parte, la capacidad utilizada de destilación primaria se ubicó en 45.1%, un aumento de 9.5 puntos porcentuales comparada con el 4T20.

Producción de petrolíferos

Durante el 4T21, la producción de petrolíferos promedió 738 Mbd, un incremento 143 Mbd equivalente a 24.1% respecto al mismo periodo de 2020. Las refinerías de Salina Cruz, Minatitlán y Cadereyta reportaron los mejores resultados con promedios de producción de destilados (gasolinas, diésel y turbosina) de 87 Mbd, 72 Mbd y 67 Mbd, respectivamente.

Producción de Hidrocarburos	4T 20	4T 21	Variación
Producción total (Mbpced)	2,385	2,474	3.7%
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	1,713	1,780	3.9%
Producción de PEMEX	1,695	1,759	3.8%
Crudo y condensados	1,676	1,751	4.5%
Condensados	19	8	-57.8%
Producción de socios	18	21	17.2%
Gas natural (MMpcd)	4,848	4,722	-2.6%
Producción de PEMEX	4,766	4,647	-2.5%
Producción de socios	82	75	-9.2%

Transformación Industrial	4T 20	4T 21	Variación
Proceso de crudo (Mbd)	584	740	26.6%
Gas seco de plantas (MMpcd)	2,174	2,108	-3.0%
Líquidos del gas natural (Mbd)	185	171	-7.6%
Petrolíferos (Mbd)	595	738	24.1%
Petroquímicos (Mt)	369	339	-8.3%
Margen variable de refinación (USD/b)	3.42	0.31	-3.11



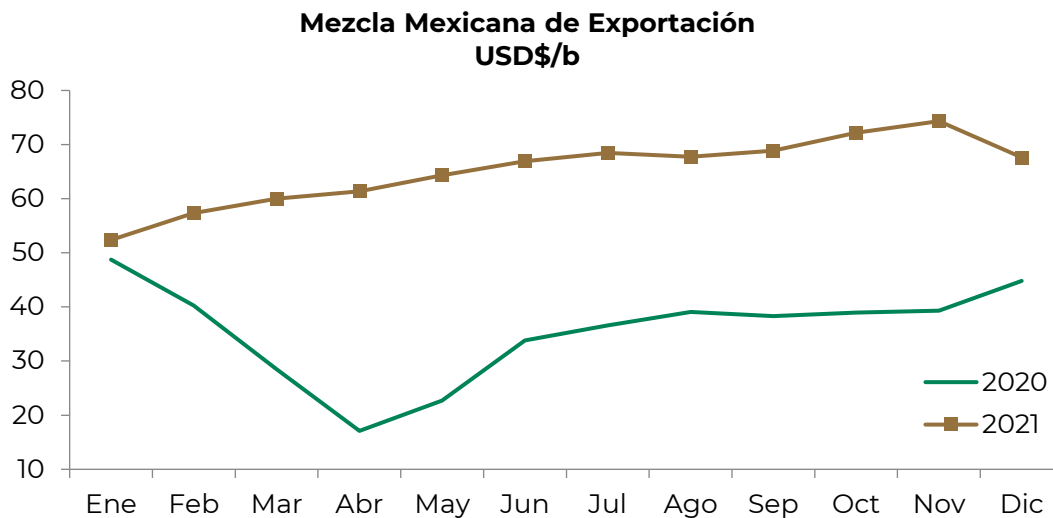
Mezcla Mexicana de Exportación

Durante el cuarto trimestre de 2021, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de USD 71.30 por barril, valor 72.7% superior al que se registró durante el mismo periodo de 2020.

Los precios estuvieron impulsados por el avance en la recuperación de la demanda mundial de petróleo y los precios del gas natural, que incentivaron una demanda de petróleo adicional.

A finales del cuarto trimestre de 2021 los precios tuvieron un retroceso debido a los planes de los principales países consumidores de petróleo para liberar parte de sus reservas estratégicas de crudo y al surgimiento de la variante Ómicron de COVID-19 que planteó posibles afectaciones a la recuperación de la economía global y la demanda de petróleo.

El precio promedio anual en 2021 fue de USD 65.31 por barril, valor 82.3% mayor al observado en 2020.

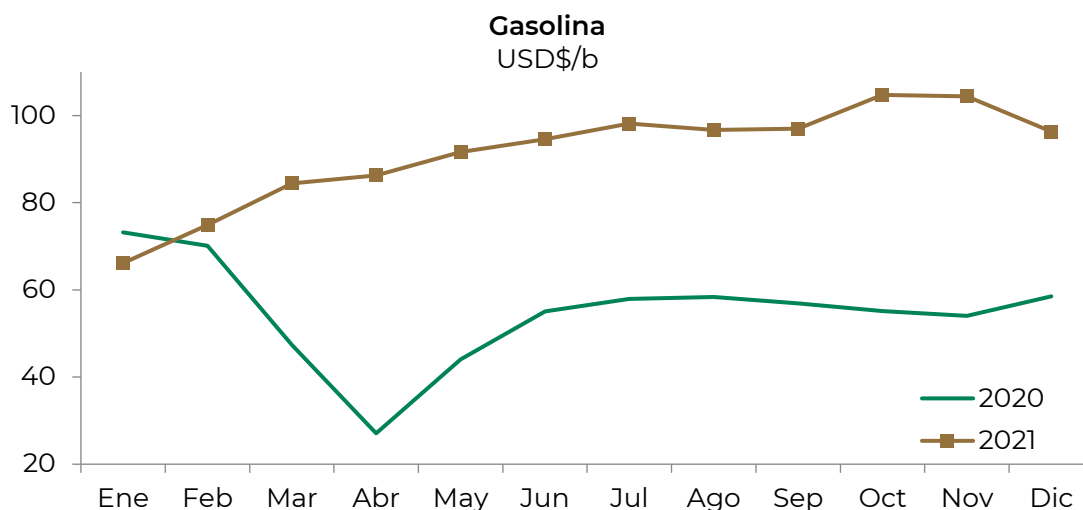


* Fuente: PEMEX, Estadísticas Petroleras (www.pemex.com).

Gasolina

El precio promedio de referencia de las gasolinas durante el cuarto trimestre de 2021 fue 82.2% mayor al observado durante el mismo periodo de 2020. Esto se debió al aumento de los precios del petróleo crudo y a la recuperación y resiliencia de la demanda en las diversas regiones del mundo.

El precio promedio anual en 2021 fue 66.5% superior al observado en 2020.

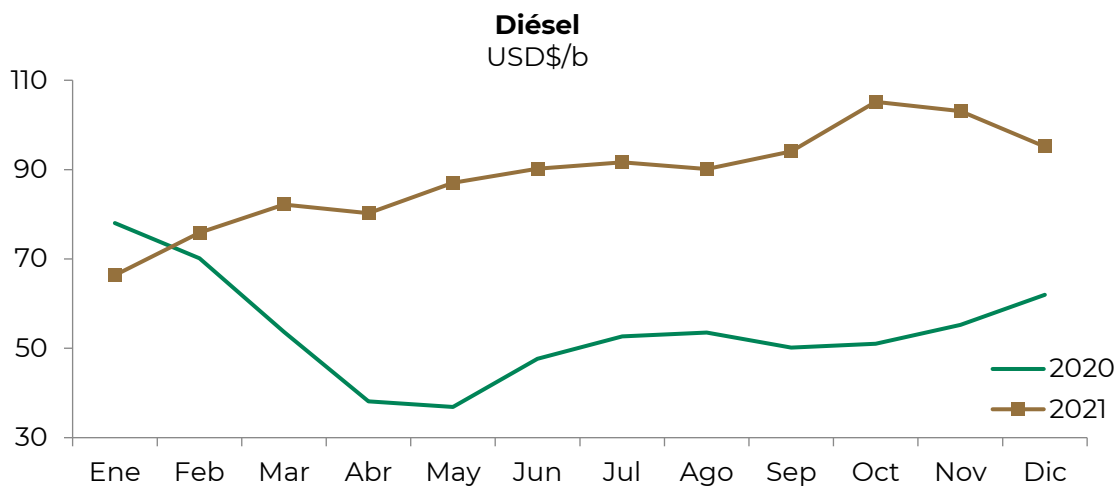


* Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos (www.eia.gov).

Diésel

Durante el cuarto trimestre de 2021, el precio promedio de referencia del diésel fue 80.3% mayor al observado en el mismo periodo de 2020. Los precios estuvieron respaldados por la continua recuperación de la demanda mundial de diésel y por un bajo nivel de inventarios.

El precio promedio anual en 2021 fue 63.4% superior al observado en 2020.



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



Adquisición de la refinería Deer Park

El 20 de enero de 2022, PEMEX anunció la compra de la refinería de Deer Park, ubicada en Houston, Texas, al adquirirse el 50.005% de la participación accionaria de Shell, con lo que el estado mexicano tendrá la propiedad total de esta instalación que queda bajo el control de PEMEX.

El valor de la operación por los activos de la refinería es de USD 596 millones, equivalente al 50% de su deuda; además, se liquidó la deuda por los USD 596 millones que corresponden al 50% de la participación de PEMEX; los recursos para la operación fueron cubiertos por el Fondo Nacional de Infraestructura, por lo que no se contrató deuda pública.

Deer Park tiene una capacidad de procesamiento de crudo de 340 Mbd. Produce alrededor de 110 Mbd de gasolina, 90 Mbd de diésel y 25 Mbd de turbosina, además de otros petrolíferos. La refinería registra niveles de capacidad utilizada superiores al 80 por ciento.



Tareas para el fortalecimiento de PEMEX

En diciembre de 2021, PEMEX anunció nuevas tareas para cumplir con los siguientes objetivos:

- Incrementar la seguridad y autonomía energética;
- mejorar el desempeño operativo, en seguridad y ambiental, así como incrementar la eficiencia y la competitividad;
- promover la responsabilidad social; y
- contribuir al mejoramiento laboral.

Las tareas se enlistan a continuación:

- Mantener las reservas probadas de hidrocarburos por encima de los siete mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente;
- cubrir el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación para atender el mercado interno;
- producir dos millones de barriles diarios de petróleo en 2024;
- rehabilitar el complejo petroquímico La Cangrejera;
- impulsar la producción de fertilizantes;
- modernizar los centros procesadores de gas;
- recuperar la participación en el mercado de combustibles;
- mejorar la atención a los riesgos críticos;
- otorgar base a trabajadores transitorios.

Reconoce el INAI portales de transparencia de Petróleos Mexicanos

El Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), reconoció los portales de obligaciones de transparencia de PEMEX y dos de sus empresas subsidiarias, otorgándoles dictámenes de cumplimiento por haber obtenido 100 puntos porcentuales del Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia, lo que representa la máxima calificación de este concurso.

En 2021 se registraron 77 prácticas de 45 instituciones, de las cuales 11 resultaron acreedoras al reconocimiento de Prácticas de Transparencia Proactiva 2021, entre ellas la e-Base de Datos Institucional (e-BDI) de PEMEX, que alberga datos de toda la cadena de valor del petróleo, y que se actualiza de manera diaria; PEMEX continuará con el trabajo coordinado para garantizar una sólida transparencia a través del Sistema de Portales de Obligaciones de Transparencia (SIPOT), el cual es verificado anualmente por el INAI.



Principales estadísticas de producción

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de			
	2020	2021	Variación	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	2,385	2,474	3.7%	89
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	1,713	1,780	3.9%	67
Producción de PEMEX ⁽¹⁾	1,695	1,759	3.8%	64
Crudo y condensados ⁽²⁾	1,676	1,751	4.5%	75
Condensados (Mbd)	19	8	-57.8%	(11)
Producción de socios	18	21	17.2%	3
Gas natural (MMpcd) ⁽³⁾	4,848	4,722	-2.6%	(127)
Producción de PEMEX	4,766	4,647	-2.5%	(119)
Producción de socios	82	75	-9.2%	(8)
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽⁴⁾	2,174	2,108	-3.0%	(66)
Líquidos del gas natural (Mbd)	185	171	-7.6%	(14)
Petrolíferos (Mbd) ⁽⁵⁾	595	738	24.1%	143
Petroquímicos (Mt)	369	339	-8.3%	(31)

(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 cuarto trimestre de 2021 promedió 2.474 millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios (MMbpced). Esto es un crecimiento de 89 mil barriles de petróleo crudo equivalente (Mbpced) con respecto al mismo trimestre de 2020. En esta sección se detalla el comportamiento de los hidrocarburos líquidos, es decir, petróleo crudo y condensados sin incluir la producción de los socios.

En el cuarto trimestre de 2021 la producción de líquidos (sin incluir la producción de los socios) sumó 1,751 mil barriles diarios (Mbd), cifra superior en 75 Mbd respecto al 4T20, en ese trimestre se produjeron 1,676 Mbd, es decir, la producción creció en 4.5%. Esta dinámica se explica por la incorporación de pozos de la estrategia de campos nuevos en las Regiones Marina Suroeste, Sur y Norte, y por actividad incremental en campos como Madrefil, Teotleco, Arroyo Zanapa, Juspí, Tupilco, Castarrical y Sini de la Región Sur; Ek-Balam y Zaap de la Región Marina Noreste e Ixtal y Yaxché de la Región Marina Suroeste.

Es relevante mencionar que en este periodo se logró obtener un importante incremento en la producción de líquidos por la estrategia de terminación de pozos en campos nuevos, del orden de 59 Mbd, provenientes de los siguientes pozos nuevos: Quesqui-11, Teca-11, Teca-24, Cibx-22, Itta-3, Itta-45, Ixachi-3, Mulach-2, Quesqui-3, Tetl-15, Tlmatini-11, Tlmatini-12, Uchbal-7, todos ellos terminados en el cuarto trimestre. También contribuyó la terminación de los pozos Kuun-1, Tum-1 y Racemosa-1 pertenecientes a la componente exploratoria.



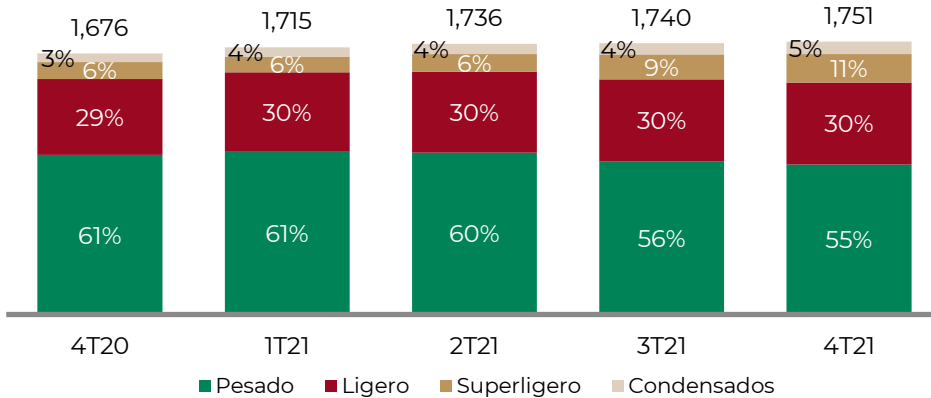
Adicionalmente, la estrategia aplicada al mantenimiento de la producción de líquidos contribuyó al sostenimiento de la producción, mediante la ejecución de diversas acciones, principalmente:

- La 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 electrocentrífugo (BEC); y por el
- incremento de actividades de atención al mantenimiento de pozos (reparaciones menores, estimulaciones, limpiezas y optimizaciones).

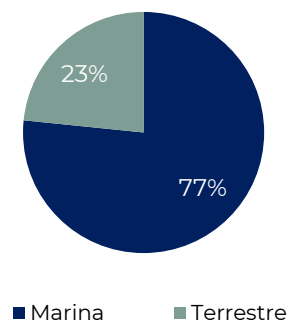
Con respecto a la calidad del crudo, la producción de crudos ligeros y condensados se incrementó en 136 Mbd, debido a la aportación de pozos de campos nuevos tales como Cibix, Quesqui, Ixachi, Octli, Mulach, Cheek, Itta, Tlamatini, Koban, Tetl y Uchbal.

Por el contrario, la producción de crudo pesado disminuyó 61 Mbd, equivalente al 5.9% de la producción reportada en el cuarto trimestre de 2020. Los eventos que causaron esta disminución fueron: fallas en pozos que operan con equipos de bombeo electrocentrífugo en pozos de la Región Marina Noreste y a la declinación natural de los yacimientos maduros de campos del complejo Ku-Maloob-Zaap.

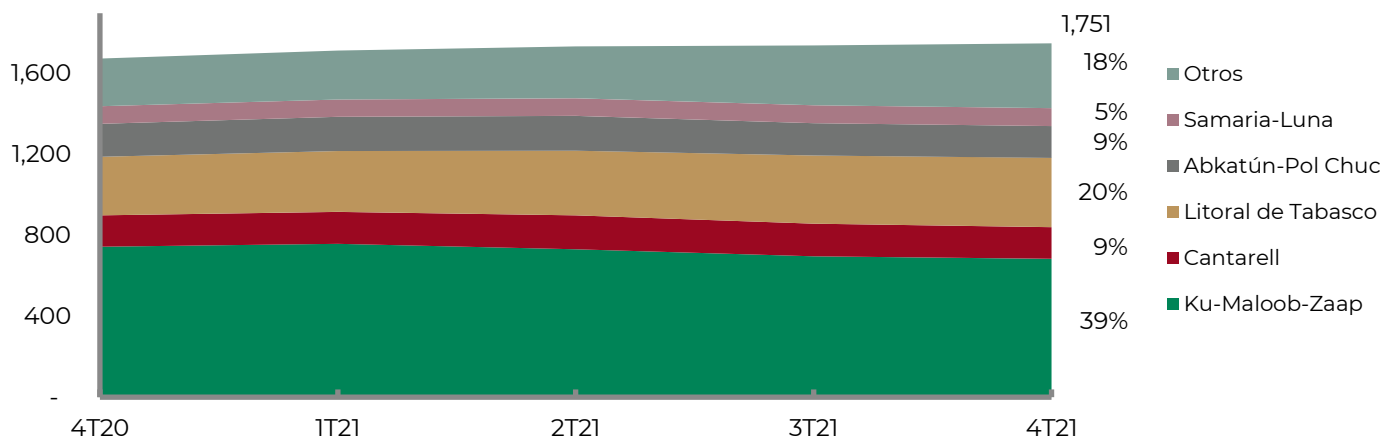
Producción de crudo por tipo
(Mbd)



Producción de crudo por región



Producción de crudo por activo
(Mbd)





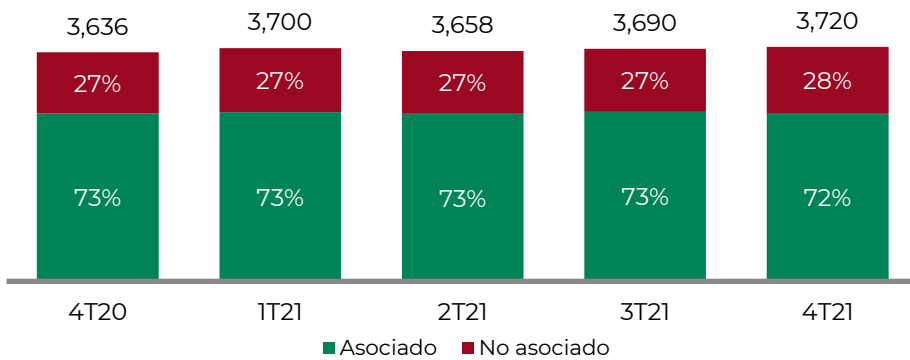
Producción de gas natural

Durante el cuarto trimestre de 2021 la producción total de gas hidrocarburo (sin incluir la producción de los socios) se incrementó 85 MMpcd equivalente en 2.3% en comparación con el mismo periodo de 2020, pasando de 3,636 a 3,720 MMpcd.

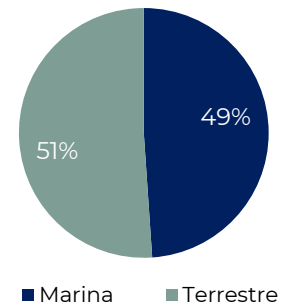
La producción de gas asociado prácticamente se mantuvo igual respecto al mismo periodo del año pasado, al disminuir en tres MMpcd.

Por su parte, el gas no asociado aumentó en 88 MMpcd, lo que representa una variación de 9.1% en relación con el mismo periodo del año anterior. Cabe destacar que en el Activo Veracruz se logró obtener un incremento de 106 MMpcd principalmente por la aportación del campo Ixachi.

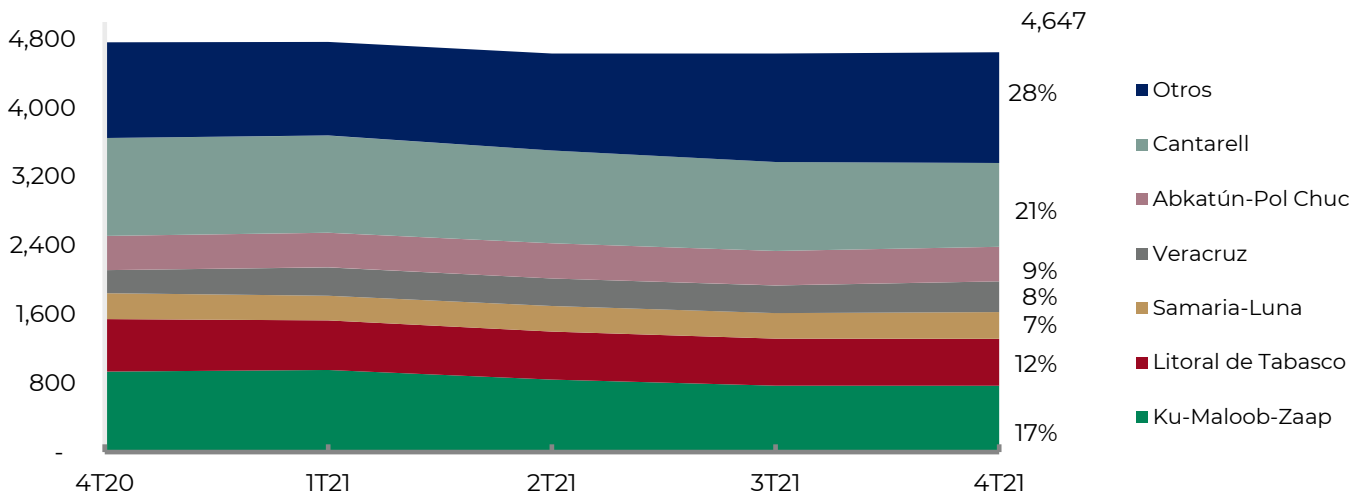
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo



Producción de gas natural por activo³ (MMpcd)

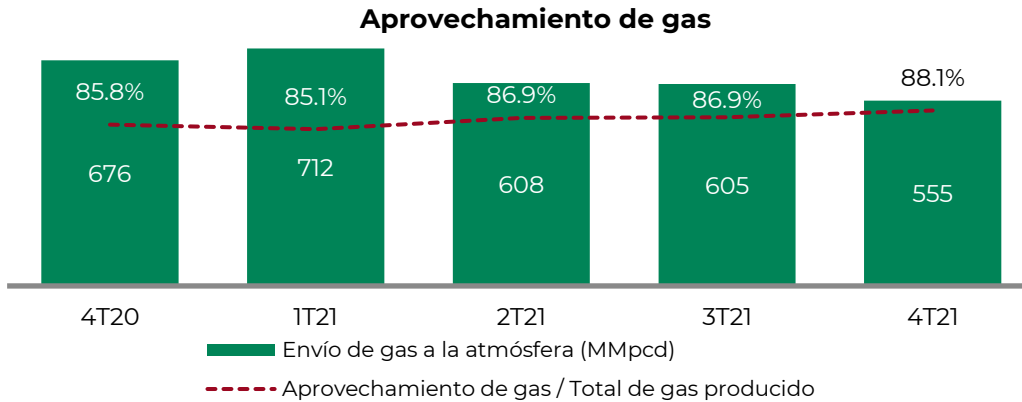


³ Incluye nitrógeno



Aprovechamiento de gas

En el cuarto trimestre de 2021 el aprovechamiento del gas se incrementó a 88.1%. La quema de gas se explica por el alto volumen de producción de gas contaminado con nitrógeno en el Activo Ku-Maloob-Zaap; el atraso en la construcción de infraestructura para el acondicionamiento de gas en el campo Ixachi y para el manejo de gas en alta presión en el campo Quesqui; por fallas de la planta eliminadora de nitrógeno (NRU); mantenimiento y fallas de equipos de compresión; así como rechazos de los Centros Procesadores de Gas de Pemex Transformación Industrial.

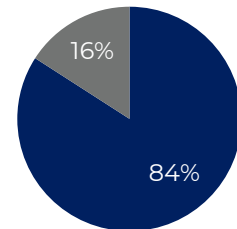


Infraestructura

Durante el cuarto trimestre de 2021 se terminaron 35 pozos de desarrollo, seis pozos más que en el mismo periodo de 2020, este incremento se explica por el crecimiento en la actividad en los activos Reynosa y Poza Rica.

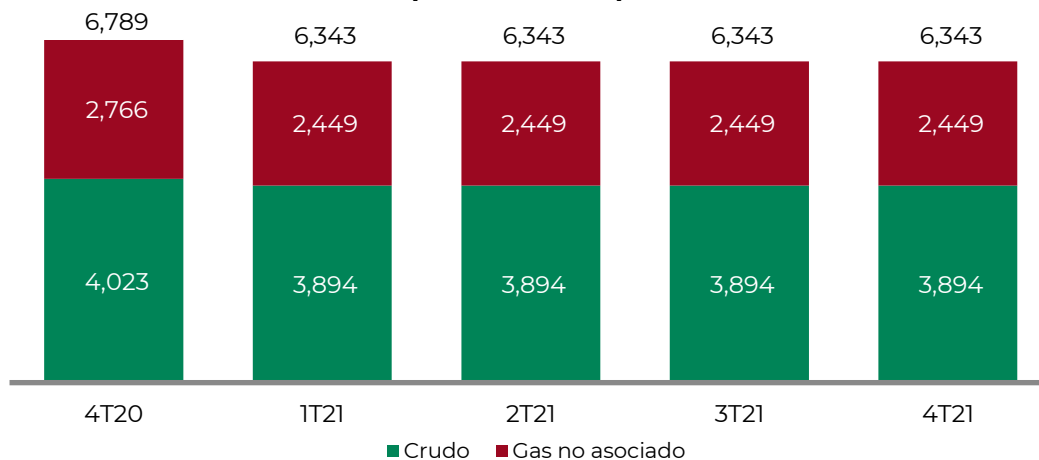
Respecto a los pozos exploratorios se terminaron 10 pozos, seis más respecto al mismo periodo de 2020.

Infraestructura de operación seleccionada



- Estructuras marinas
- Equipos de perforación

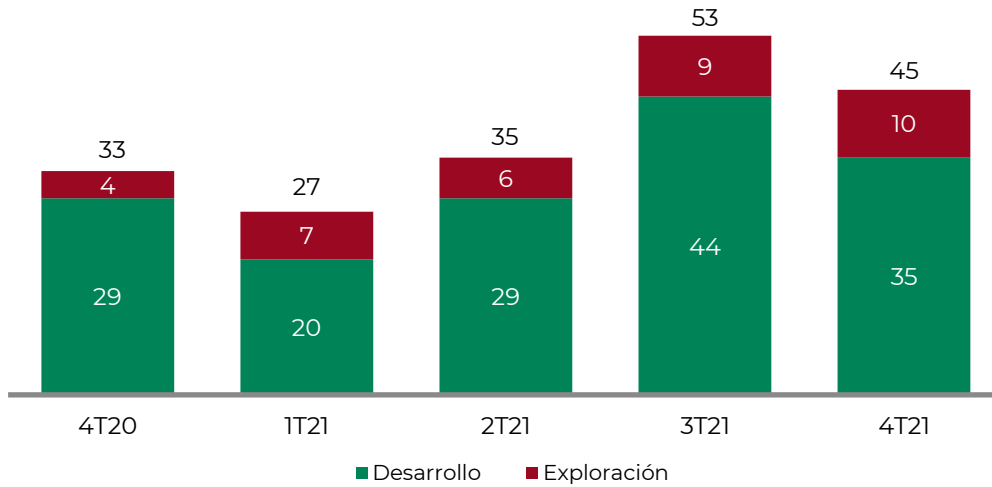
Pozos promedio en operación



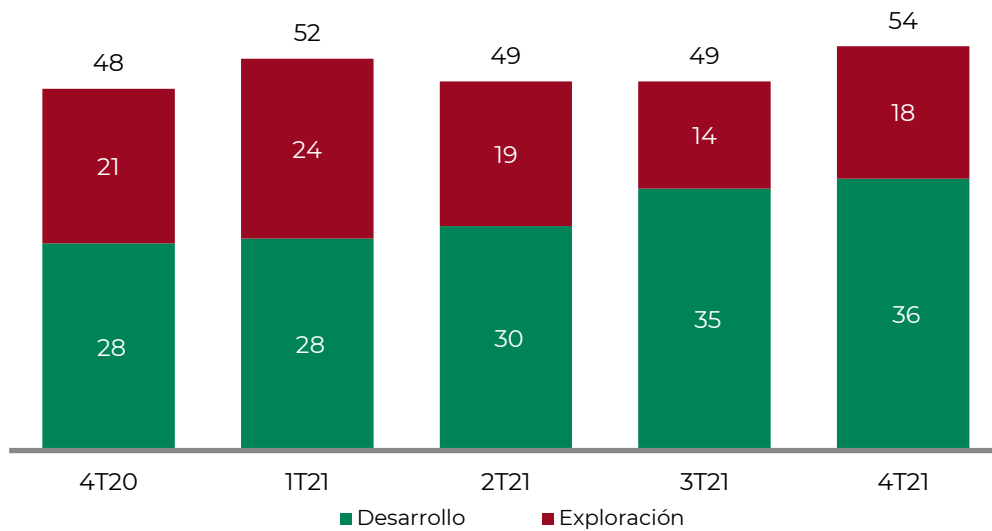
Nota: las cifras pueden no coincidir por redondeo



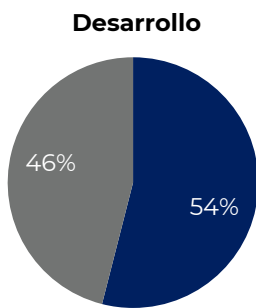
Pozos terminados



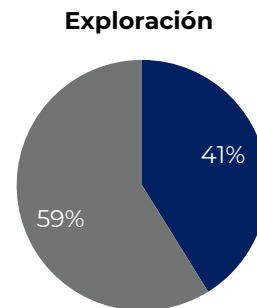
Equipos de perforación



Equipos de perforación promedio por tipo



■ Marinos ■ En tierra



■ Marinos ■ En tierra



Descubrimientos

Las actividades de exploración realizadas durante el 4T21 permitieron obtener información de cinco pozos como se detalla en el cuadro. Los estudios realizados estiman un volumen recuperable de reservas 3P de 166 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Profundidad Metros	Reserva 3P MMbpce
			Líquidos bd	Gas MMpcd		
Comalcalco Fase II	Racemosa-1	Mesozoico	3,070	9.00	-	58
Integral Veracruz	Tum-1	Mesozoico	1,162	8.39	-	56
Integral Veracruz	Kuun-1	Mesozoico	4,590	2.78	-	26
Uchukil Fase II	Saap-1	Pleistoceno	1,254	0.681	154.6	12
Uchukil Fase II	Tekuani-1	Plioceno medio	512	0.056	26	14

Exploración y Producción anual 2021

Producción de hidrocarburos

Durante el periodo enero-diciembre de 2021, la producción de líquidos sumó 1,736 Mbd, cantidad superior en 2.9% a la producción registrada en 2020. De esta manera se continuó con la tendencia al alza en la producción de líquidos, principalmente por la aportación de las estrategias de desarrollo de Campos Nuevos y de producción temprana de campos cuya producción ascendió a 322 mil barriles al 31 de diciembre del 2021.

Gas natural

En lo que corresponde a la producción de gas hidrocarburo, esto es sin incluir nitrógeno, promedió 3,692 MMpcd, superior en 1.5% a la producción obtenida en 2020. Al igual que en la producción de crudo, se ha logrado revertir la tendencia a la baja en la producción de gas hidrocarburo, principalmente por la aportación de pozos con alta relación gas-aceite del campo Quesqui en la Región Sur y del campo Ixachi en la Región Norte.

Pozos en operación y terminación de pozos

Se terminaron 128 pozos de desarrollo con una producción diaria asociada de 162 mil barriles de líquidos y 258 millones de pies cúbicos de gas. De estos pozos, 68 son terrestres y 60 son marinos. En cuanto a su clasificación, 111 pozos resultaron productores de aceite y gas, siete fueron productores de gas y condensado, siete fueron productores de gas húmedo, uno fue productor de gas seco, uno inyector de agua congénita y uno resulto improductivo, con lo cual se alcanzó un éxito de desarrollo de 99 por ciento. Adicionalmente, se efectuaron 3,006 intervenciones a pozos con el fin de mitigar la caída de la producción base, registrándose una producción promedio diaria asociada a estas actividades de 151 Mbd de líquidos y 175 MMpcd de gas.



Aprovechamiento de gas

El gas hidrocarburo enviado a la atmósfera promedió 620 MMpcd en el año. Los factores que incidieron en este aumento fueron:

- Incremento en la producción de gas altamente contaminado con nitrógeno en el Activo Ku-Maloob-Zaap
- El incidente no deseado en la plataforma E-Ku-A2
- Fallas en la planta eliminadora de nitrógeno (NRU)
- Mantenimientos y fallas en equipos de compresión
- Rechazo por parte de los Centros Procesadores de Gas
- Retraso en la construcción de infraestructura para el acondicionamiento de gas en el campo Ixachi
- Retraso en la construcción de infraestructura para el acondicionamiento de gas en el campo Quesqui

Es importante mencionar que a partir del segundo trimestre del 2021 se han implementado acciones para disminuir el envío de gas a la atmósfera, algunas de éstas son:

- Instalación de dos separadores *scrubbers* en Papan para el acondicionamiento de gas en el campo Ixachi
- Puesta en operación de la línea 263 y restablecimiento de dos equipos *booster* en la Región Marina Noreste
- Puesta en operación de endulzamiento en la batería de separación Perdiz, para el manejo de gas en el campo Ixachi
- Interconexión entre CA-Ku-A1 y salida hacia Akal-C8 en la Región Marina Noreste
- Incorporación de 100 MMpcd de Litoral A hacia Atasta
- Construcción de interconexión en ducto de 24 pulgadas para manejar gas en alta presión en batería Tecominoacán

Estas acciones han permitido una reducción en el gas enviado a la atmósfera de 271 MMpcd en el mes de diciembre 2021 con respecto a enero de 2021.



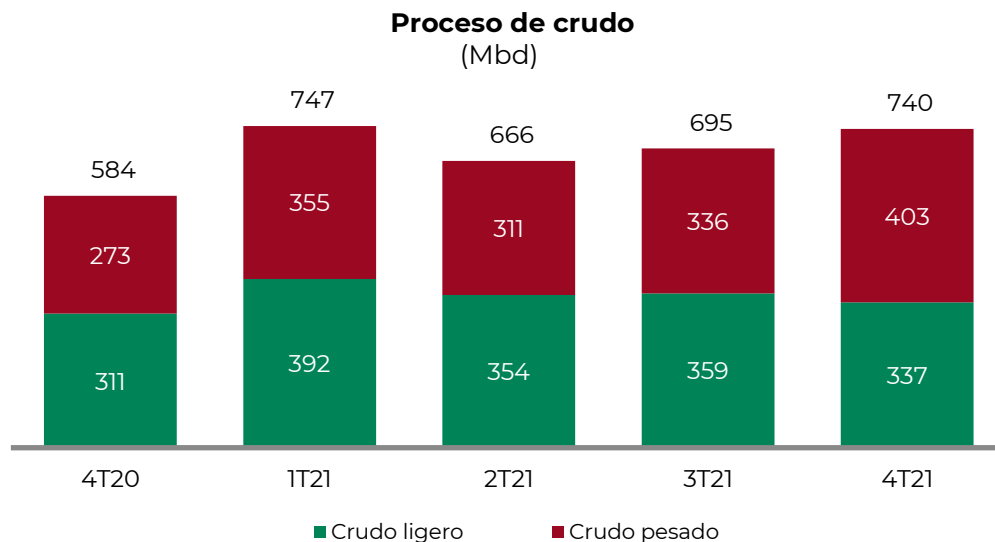
Proceso de crudo

Durante el cuarto trimestre de 2021 el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) promedió 740 Mbd. Esto representa un aumento de 155 Mbd con respecto al mismo trimestre de 2020, como resultado del avance en el programa de rehabilitaciones del SNR.

Durante el trimestre, todas las refinerías presentan un mejor desempeño operativo con los siguientes niveles de proceso de crudo: Salina Cruz 169 Mbd, Minatitlán 143 Mbd, Salamanca 115 Mbd, Tula 111 Mbd, Cadereyta 107 Mbd y Madero 95 Mbd.

El proceso de crudo pesado en las refinerías reconfiguradas promedió 281 Mbd, un aumento de 99 Mbd respecto al registrado en el cuarto trimestre de 2020. Este resultado se explica principalmente por el incremento del proceso de crudo pesado en la refinería de Minatitlán en 92 Mbd.

La capacidad de destilación atmosférica del SNR es de 1,640 Mbd, por lo tanto, la utilización de la capacidad de destilación primaria se ubicó en 45.1%, un incremento de 9.5 puntos porcentuales respecto al 4T20.



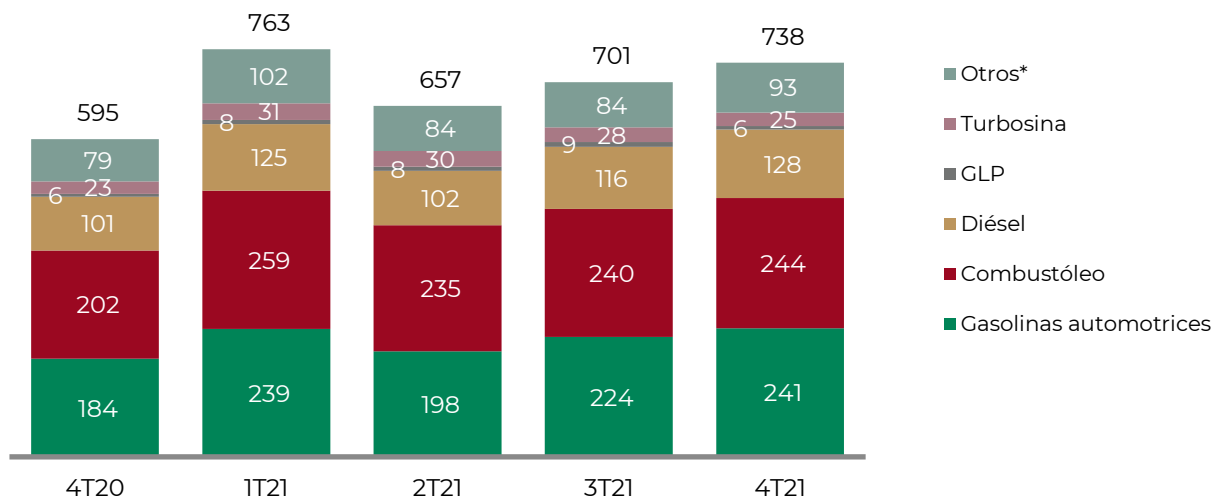
Producción de petrolíferos

En el cuarto trimestre de 2021, la elaboración de productos petrolíferos aumentó 24.1% respecto al mismo trimestre de 2020, promediando 738 Mbd de los cuales 241 Mbd fueron gasolinas, 128 Mbd diésel, 25 Mbd turbosina y 343 Mbd otros petrolíferos y gas LP.

La producción de destilados (gasolinas, diésel y turbosina) aumentó en 28.2% respecto al 4T20, principalmente por su mayor producción en las refinerías de Salina Cruz con 87 Mbd, Minatitlán con 72 Mbd, Cadereyta con 67 Mbd, Salamanca con 62 Mbd y Tula con 62 Mbd.



Producción de petrolíferos (Mbd)

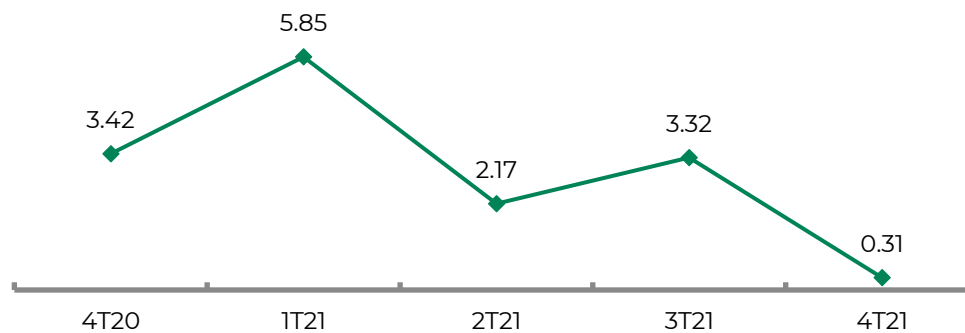


* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.

Margen variable de refinación

El margen variable del SNR durante el cuarto trimestre de 2021 promedió USD 0.31 por barril (USD/b), 3.11 USD/b menor a lo registrado en el mismo trimestre de 2020. Este resultado se explica por mayores precios del crudo. Este efecto fue parcialmente compensado por la mejora del desempeño operativo en el SNR con un mayor rendimiento de destilados.

Margen variable de refinación (USD/b)



Franquicia PEMEX

Al 31 de diciembre de 2021, 6,999 estaciones de servicio operaban bajo la Franquicia PEMEX. Este número es inferior en 6.3% a las registradas al 31 de diciembre de 2020. Del total de estaciones de servicio en operación, 6,954 son administradas por terceros y 45 son propiedad de Pemex Transformación Industrial (estaciones de servicio de autoconsumo). Adicionalmente, a la misma fecha se registraron 994 estaciones de servicio bajo el esquema de sublicenciamiento de marca, mientras que 3,466 estaciones de servicio operan con marcas distintas a PEMEX y son suministradas tanto por PEMEX como por importación directa.



Proceso y producción de gas

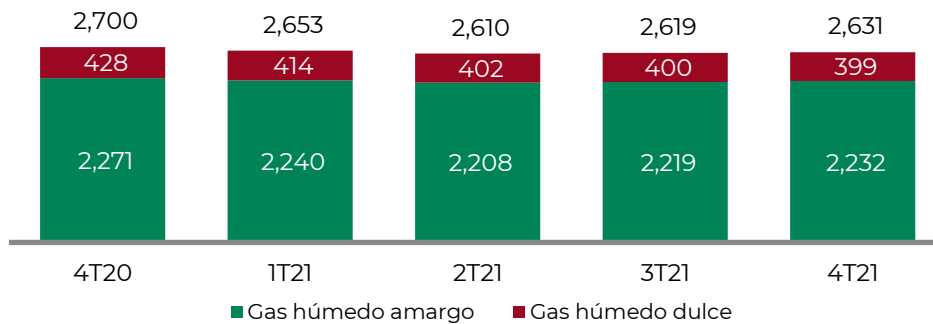
Durante el cuarto trimestre de 2021, el proceso de gas húmedo promedió 2,631 MMpcd, una disminución de 69 MMpcd respecto al mismo trimestre de 2020, debido a la menor disponibilidad de gas húmedo como resultado de la menor producción en las regiones Sureste y Norte de Pemex Exploración y Producción (PEP) en 56 MMpcd y 30 MMpcd, respectivamente.

Como resultado, los complejos procesadores de gas Cactus, Nuevo Pemex, Poza Rica y Burgos, registraron una menor producción de gas, con lo que la producción total de gas seco promedió 2,108 MMpcd, una disminución de 65 MMpcd con respecto al cuarto trimestre de 2020.

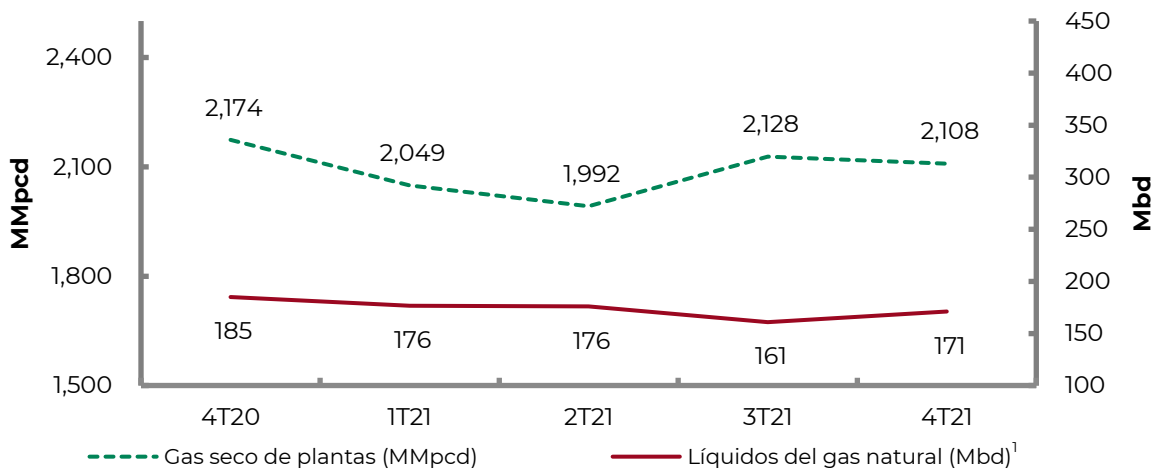
Asimismo, la producción de líquidos del gas promedió 171 Mbd, una disminución de 7.6% con respecto al mismo trimestre de 2020, principalmente como resultado del menor recibo de gas húmedo.

El proceso de condensados promedió nueve mil barriles por día, volumen inferior en 13 Mbd al registrado en el último trimestre de 2020, debido principalmente a la menor entrega de condensados amargos por parte de PEP.

Proceso de gas
(MMpcd)



Producción de gas y líquidos del gas



(1) Incluye el proceso de condensados.

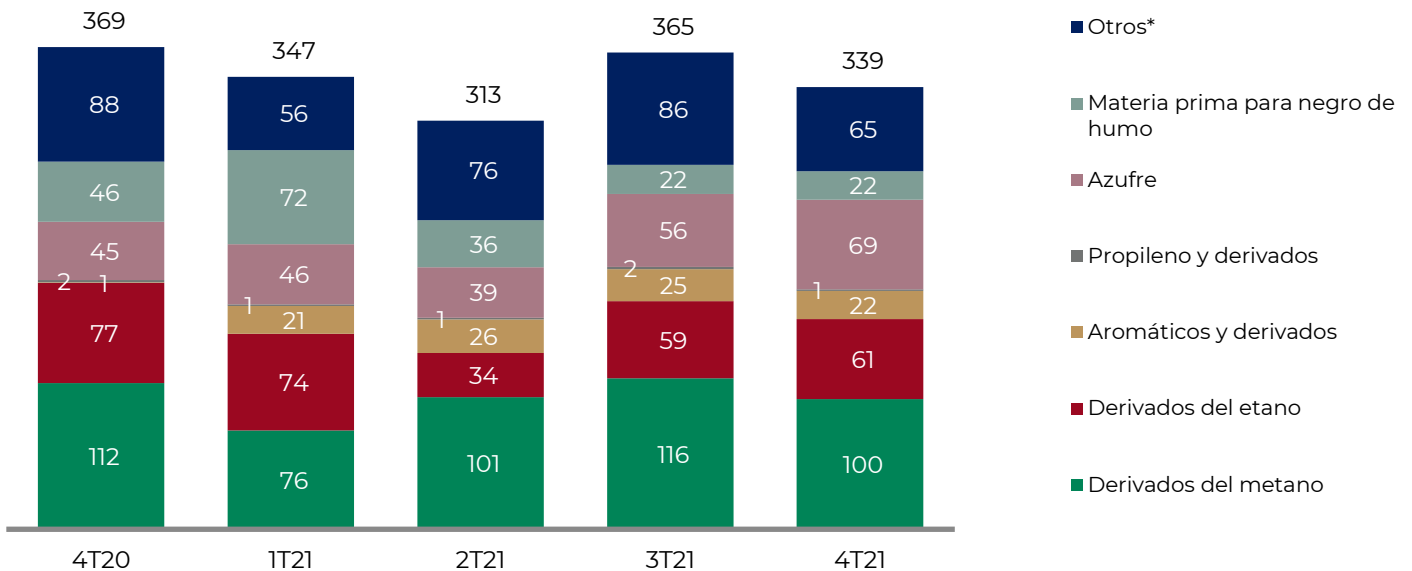


Producción de petroquímicos

Durante el cuarto trimestre, la producción de petroquímicos se ubicó en 339 mil toneladas (Mt), esto representa una disminución de 8.3% con respecto al mismo periodo de 2020. La variación se explica por:

- la producción de materia prima para negro de humo disminuyó en 24 Mt, debido al menor proceso de crudo pesado en la refinería de Madero;
- la producción de otros petroquímicos disminuyó en 23 Mt, por la menor producción de anhídrido carbónico en el complejo petroquímico Cosoleacaque;
- la producción de derivados del etano disminuyó en 15 Mt, debido a problemas operativos en la planta de etileno del complejo petroquímico Morelos y una falla eléctrica en el complejo petroquímico La Cangrejera, lo que ocasionó la salida de operación de este centro de trabajo;
- la producción de los derivados del metano disminuyó en 14 Mt, debido a los problemas operativos en las plantas de etileno; en contraste
- la producción de azufre aumentó en 24 Mt, como resultado de la mayor producción de azufre en todas las refinerías del SNR;
- la producción de aromáticos y derivados aumentó en 21 Mt, por la mayor producción en el complejo petroquímico La Cangrejera debido a mayor tiempo de operación de la Planta CCR con relación al mismo periodo del año anterior; y
- la producción de metanol aumentó en dos mil toneladas, debido a que la planta de metanol operó sin restricciones comerciales.

Producción de petroquímicos
(Mt)



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



Transformación Industrial 2021

Proceso de crudo

Durante 2021 el proceso de crudo del SNR promedió 712 Mbd, un aumento de 20% respecto a 2020. Este comportamiento se explica por un mejor desempeño operativo en las refinerías de Salina Cruz, Tula, Cadereyta, Salamanca y Minatitlán.

El proceso de crudo pesado en las refinerías reconfiguradas promedió 223 Mbd, un aumento de 18 Mbd comparado con el año previo, debido al mayor proceso de crudo pesado en las refinerías de Minatitlán y Cadereyta.

La utilización de la capacidad de destilación primaria del SNR promedió 43.4%, un aumento de 7.4 puntos porcentuales respecto a lo registrado en 2020. Las refinerías de Salina Cruz, Tula, Cadereyta y Salamanca registraron una utilización por encima del promedio del sistema, con una utilización promedio de 46.2%

Producción de petrolíferos

La elaboración de productos petrolíferos aumento 21%, respecto a lo registrado en 2020, promediando 714 Mbd, de los cuales 225 Mbd fueron gasolinas, 118 Mbd diésel, 28 Mbd turbosina y 343 Mbd otros petrolíferos y gas LP.

Cabe destacar que, con relación a 2020, la producción de destilados (gasolinas, diésel y turbosina) en el SNR aumentó en 60 Mbd, equivalente a un aumento de 19%.

Margen Variable

El margen variable del SNR durante 2021 fue de 2.92 USD/b, cifra superior en 2.15 US\$/b en comparación con el valor registrado en 2020, debido principalmente a mayores precios de refinados en la Costa Norte del Golfo de México.

Proceso y producción de gas

Durante 2021, el proceso de gas húmedo promedió 2,628 MMpcd, cifra inferior en 137 MMpcd a lo procesado en 2020. Lo anterior se debe al menor recibo de gas húmedo por menor producción en las regiones Sureste y Norte de Pemex Exploración y Producción.

La producción de gas seco se ubicó en 2,070 MMpcd, cifra inferior en 167 MMpcd a la reportada en 2020. Este comportamiento se explica principalmente por un menor proceso en los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex, Burgos y Poza Rica.

Por su parte, la producción de líquidos del gas promedió 171 Mbd, una disminución de 17.5% con respecto al año previo.

El proceso de condensados promedió 14 Mbd, volumen inferior en 9 Mbd respecto al registrado en 2020, debido principalmente a una mayor entrega de condensados amargos y dulces de Pemex Exploración y Producción.



Producción de petroquímicos

Al cierre de 2021, la producción acumulada de petroquímicos fue de 1,364 Mt, esto es una disminución de 1.5% respecto a 2020. La variación anual se explica por:

- la producción de derivados del etano disminuyó en 112 Mt, debido principalmente a que las plantas de derivados registraron problemas operativos y de servicios auxiliares;
- la producción de azufre disminuyó en 64 Mt, como resultado de la menor producciones de los complejos procesadores de gas Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, por la salida de operación de sus plantas recuperadoras de azufre, por mantenimiento correctivo;
- la producción de materia prima para negro de humo disminuyó en 17 Mt, debido al menor proceso de crudo pesado en la refinería de Madero;
- la producción de propileno disminuyó en tres mil toneladas, por la menor producción en los complejos petroquímicos La Cangrejera y Morelos como consecuencia de una menor utilización y problemas de confiabilidad y de servicios auxiliares; en contraste
- la producción de los derivados del metano aumentó en 108 Mt, debido a la continuidad operativa de la planta de amoniaco VI en el complejo petroquímico Cosoleacaque;
- la producción de otros petroquímicos aumentó en 52 Mt, por la mayor producción de anhídrido carbónico en el complejo petroquímico Cosoleacaque;
- la producción de metanol aumentó en 10 Mt, debido a que la planta de metanol operó sin restricciones comerciales; y
- la producción de aromáticos y derivados aumentó en cinco mil toneladas, como resultado de un mayor tiempo de operación de la Planta CCR en el complejo petroquímico La Cangrejera.

Información adicional relacionada con actividades de Transformación Industrial

Avances en la estrategia contra el robo de combustible

Como resultado de la estrategia conjunta entre PEMEX y el Gobierno Federal, durante 2021 el volumen robado de combustible promedió 4.1 Mbd, 14.6% menos que los 4.8 Mbd reportados en 2020. Como se detalla en la sección financiera, en 2021 las pérdidas por sustracción de combustible ascendieron a MXN 7,342 millones comparadas con MXN 4,281 millones en 2020.

Con el propósito de fortalecer la salvaguardia en instalaciones estratégicas, la seguridad nacional y el combate al mercado ilícito de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, PEMEX entregó 39 vehículos equipados a la Secretaría de Marina-Armada de México (SEMAR). Las unidades fortalecerán los servicios de seguridad y patrullaje a ductos, derechos de vía e instalaciones estratégicas de PEMEX, particularmente en Salina Cruz, Oaxaca; Coatzacoalcos, Veracruz y en Ciudad Madero, Tamaulipas.

Programa de Rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación (SNR)

En 2021 se continuó con los trabajos de mantenimiento en el Sistema Nacional de Refinación para restituir la confiabilidad de los activos e incrementar la eficiencia operativa. Se realizaron reparaciones en 73 plantas de proceso y en nueve tanques de almacenamiento.

Durante 2022 se continuará con la implementación de este programa con un enfoque de atención de los riesgos críticos en las plantas de proceso, en servicios principales y tanques de almacenamiento.



8. Seguridad Industrial y Protección Ambiental 4T 21

Seguridad industrial y salud en el trabajo

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 2021, el índice de frecuencia para el personal de PEMEX se ubicó en 0.36 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, un aumento de 46.1% respecto al índice de 2020.

Las Empresas Productivas Subsidiarias y áreas Corporativas que más contribuyeron a la accidentabilidad durante el año fueron: Pemex Transformación Industrial con 46 trabajadores lesionados; Pemex Exploración y Producción con 29 trabajadores lesionados y 1 fatalidad; y Pemex Logística con 19 lesionados.

Índice de gravedad⁵

El índice de gravedad acumulado de 2021 se ubicó en 20 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, 51.9% mayor que el índice registrado en 2020, debido a que los incidentes presentados ameritaron un mayor número de días de incapacidad médica.

Para revertir la tendencia de accidentalidad observada, durante 2022 se dará continuidad a la ejecución de las siguientes iniciativas:

- Programa de seguridad para garantizar la continuidad operativa de las tareas de PEMEX ante Presidencia.
- Plan de Ejecución y Supervisión Segura con CERO TOLERANCIA, en el que se establecieron líneas de acción a corto plazo para asegurar la continuidad operativa de las líneas de negocio.
- Seguimiento al Programa de Atención de Riesgos Críticos A1.
- Emisión de dictámenes técnicos y normativos en materia de Seguridad Industrial para asegurar la correcta administración de riesgos para una operación segura y confiable.
- Programa de Auditorías al desempeño de SSPA en Instalaciones con desviaciones durante el 2021, en seguridad de los procesos y en seguridad personal.
- Auditorías al Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente de Pemex Exploración y Producción y Pemex Logística de acuerdo con lineamientos de la ASEA.
- Programa de reforzamiento sobre elementos de seguridad: Orden y Limpieza, Prevención de Caídas, Equipo de Protección Personal y Carga o Manipulación de Objetos.
- Cursos del Sistema PEMEX-SSPA para su impartición on-line para toda la empresa: Auditorías Efectivas, Disciplina Operativa y 9 Procedimientos Críticos.

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.



8. Seguridad Industrial y Protección Ambiental 4T 21

Protección Ambiental

Reúso de agua

Durante 2021, el índice del reúso de agua (reúso/uso) se ubicó en 0.126, una reducción de 14.4% con respecto al 2020 debido a que las refinerías de Madero y Tula disminuyeron el reúso de agua.

Durante el último trimestre, la refinería de Salamanca incrementó su volumen de reúso en 7% resultado de la rehabilitación de su sistema de tratamiento de efluentes y de la planta de tratamiento de aguas residuales, reemplazando con ello el suministro de fuentes naturales.

Emisiones de óxidos de azufre

En 2021, las emisiones de óxidos de azufre se ubicaron en 1,305 Mt, un aumento de 24.2% respecto al 2020, debido a fallas en los sistemas de recuperación de azufre.

Cabe mencionar que en el cuarto trimestre de 2021, estas emisiones fueron menores en 22.2% respecto al cuarto trimestre de 2020, debido principalmente a la rehabilitación y puesta en marcha de plantas de azufre en complejos procesadores de gas y refinerías, así como a los incrementos en el endulzamiento de gas en la Región Norte.

Es importante señalar que se aplicó una actualización a los valores reportados tanto para 2020 como para 2021, por un ajuste en volumen y composición molar del gas enviado a quemador.

Emisiones de dióxido de carbono equivalente

Durante 2021, las emisiones de dióxido de carbono equivalente se ubicaron en 70 MMt, un incremento de 7% en comparación con 2020.

El incremento se debió a fallas en sistemas de compresión de complejos procesadores de gas y a los aumentos de producción en Pemex Exploración y Producción y en el proceso de Refinación, aunados al bajo aprovechamiento de gas asociado en PEP.

Es importante señalar que se aplicó una actualización en los valores reportados tanto para 2020 como para 2021, por un ajuste en volumen y composición molar del gas enviado a quemador.



8. Seguridad Industrial y Protección Ambiental 4T 21

Iniciativas de proyectos climáticos y de reducción de impactos ambientales

Durante 2021, se implementaron las siguientes iniciativas con el propósito de minimizar los impactos ambientales de las operaciones de PEMEX:

1. Se comenzó con la implementación de las primeras actividades del Plan de Negocios 2021–2025, enfocadas en la reducción de emisiones por desfuegos, las cuales incluyen:
 - la instalación de infraestructura para el manejo y aprovechamiento de gas asociado y no asociado;
 - el mantenimiento y la repotenciación (overhaul) de sistemas de compresión en Pemex Exploración y Producción; y
 - la instalación y reparación de sistemas de bombeo, así como la rehabilitación de infraestructura del Sistema Nacional de Refinación.
2. Se inició la implementación de una nueva estrategia para el manejo y aprovechamiento del gas en Pemex Exploración y Producción que incluye principalmente el cierre de pozos con una alta relación gas/aceite, restablecimiento de boosters, overhaul de compresores y desarrollo de infraestructura superficial para el manejo de la producción por la incorporación de nuevos campos.
3. En conjunto con las autoridades ambientales, se concluyó la actualización de la metodología para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero por lo que, se actualizaron los inventarios de emisiones de los años 2020 y 2021.
4. Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción participaron en el arranque del cumplimiento de las “Disposiciones para prevenir y controlar las emisiones de metano”. Se presentaron ante la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) 15 Programas para la Prevención y Control de Emisiones de Metano (PPCIEM), los cuales serán verificados por un tercero acreditado.
5. Se inició la implementación de programas de detección y reparación de fugas como la principal medida de reducción de las emisiones de metano.
6. PEMEX continúa participando en el Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones. Realizó la entrega de los derechos de emisión correspondientes al primer año de operaciones de los Números de Registro Ambiental que han superado el umbral de 100 mil toneladas de CO2 emitidas por año. Además, participa activamente en el Comité Consultivo del Sistema de Comercio de Emisiones, a través de la generación de propuestas para la implementación de la Fase Operativa.
7. En materia de adaptación al cambio climático, se realizaron dos talleres de capacitación y concientización sobre temas relacionados con los riesgos que representan los eventos meteorológicos y climáticos extremos y su potencial afectación a la infraestructura y continuidad operativa de la empresa. En estos talleres participaron el Centro Nacional de Prevención de Desastres del *World Resources Institute Mexico* y del Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente.



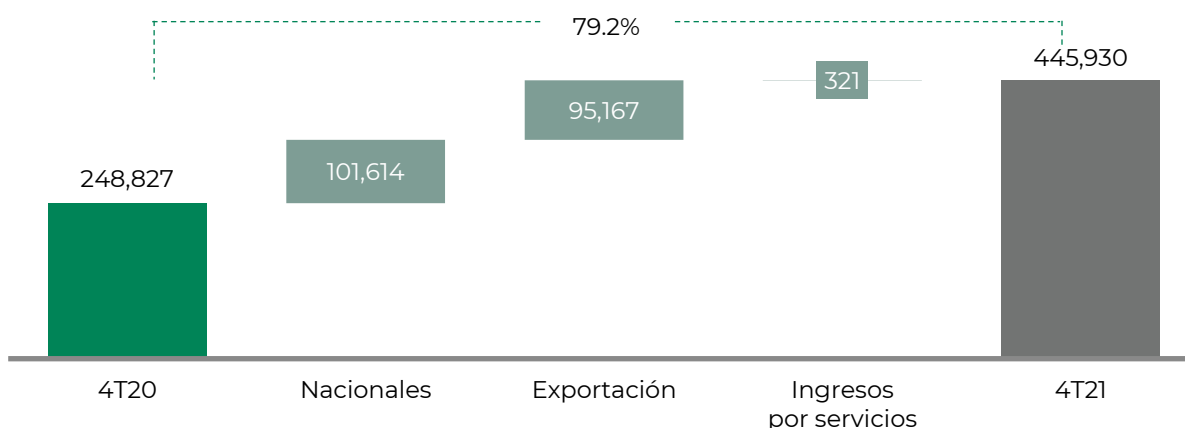
9.1 Estado de resultados del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2021

Ventas totales

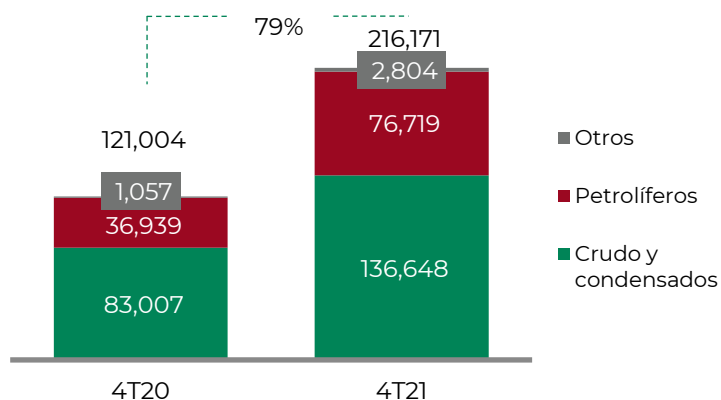
Los ingresos totales por ventas y servicios incrementaron 79.2%, en comparación con los registrados en el 4T20. Esto se debió principalmente a:

- un incremento de 80.2% en las ventas nacionales, explicada principalmente por un aumento en los precios de gasolinas, diésel, combustóleo, turbosina, gas licuado y gas natural debido a la recuperación del precio de los hidrocarburos a nivel mundial; y
- un incremento de 78.6% en las ventas de exportación, ocasionado principalmente por la recuperación en el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo. El precio pasó de un promedio de USD 42.98 por barril en el 4T20, a USD 71.30 por barril en el 4T21.

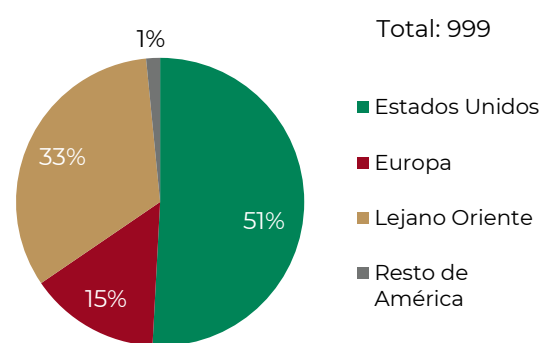
Evolución de las ventas
(MXN millones)



Exportaciones
(MXN millones)

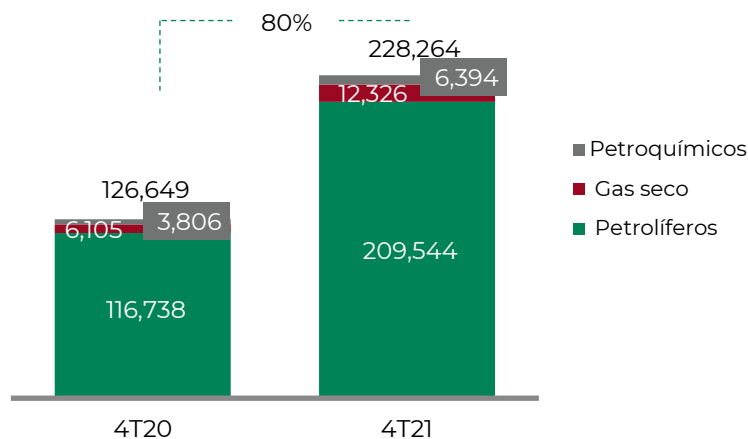


Exportaciones de crudo por destino geográfico

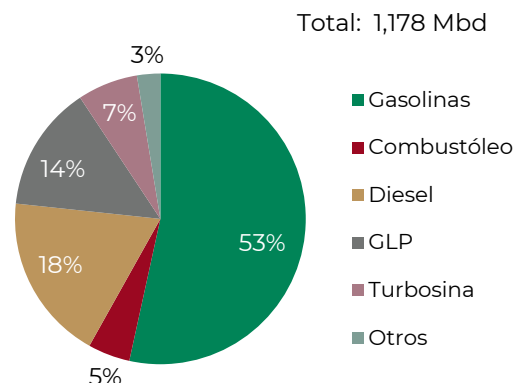




Ventas en México (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México



Costo de ventas y rendimiento de operación

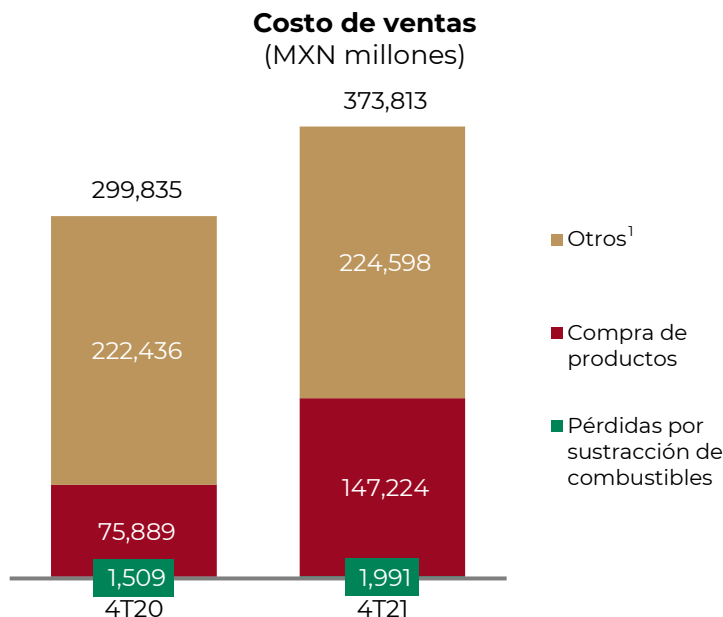
El costo de ventas aumentó 24.7% comparado con el 4T20, tomando en cuenta los efectos del deterioro de activos fijos. Este incremento se explica principalmente por:

- Mayores compras de productos para reventa durante el trimestre. Estas compras ascendieron a MXN 147.2 mil millones en el 4T21, comparado con un monto de MXN 75.9 mil millones en el mismo periodo del año anterior. El incremento se explica principalmente por el aumento en el precio de las gasolinas, diésel y gas natural;
- Incremento de MXN 17.5 mil millones en los impuestos y derechos a la extracción y exploración de hidrocarburos, como resultado de una recuperación en los precios de venta de los hidrocarburos; y
- Disminución en el deterioro de activos fijos. En el 4T21 se registraron MXN 39.5 mil millones en este rubro, comparado con MXN 52.5 mil millones en el mismo periodo del año anterior.

Como consecuencia de todo lo anterior, el rendimiento bruto en el 4T21 se ubicó en MXN 72.1 mil millones, comparado con una pérdida bruta de MXN 51.0 mil millones en el 4T20.

Por su parte, los gastos generales (administración, distribución, transportación y ventas) mostraron un incremento de 24.3%, principalmente por el costo neto del período del pasivo por beneficios a empleados.

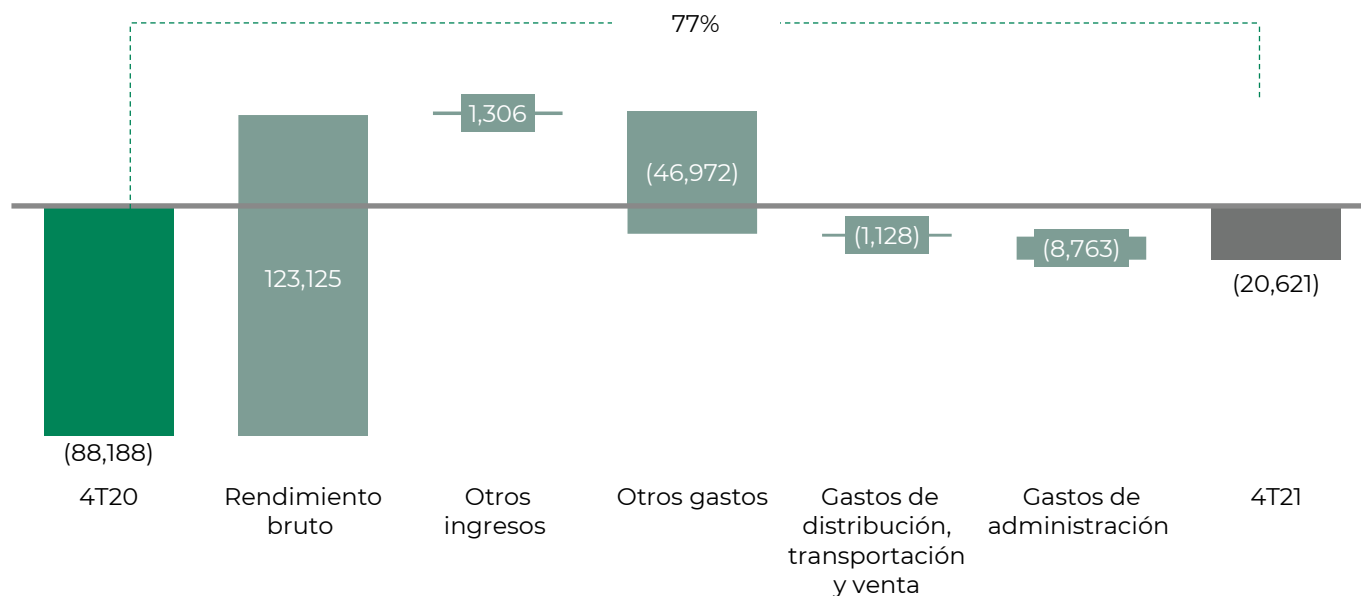
Así, la pérdida de operación se ubicó en MXN 20.6 mil millones en el 4T21, comparado con una pérdida de MXN 88.2 mil millones en el mismo periodo del año anterior.



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.

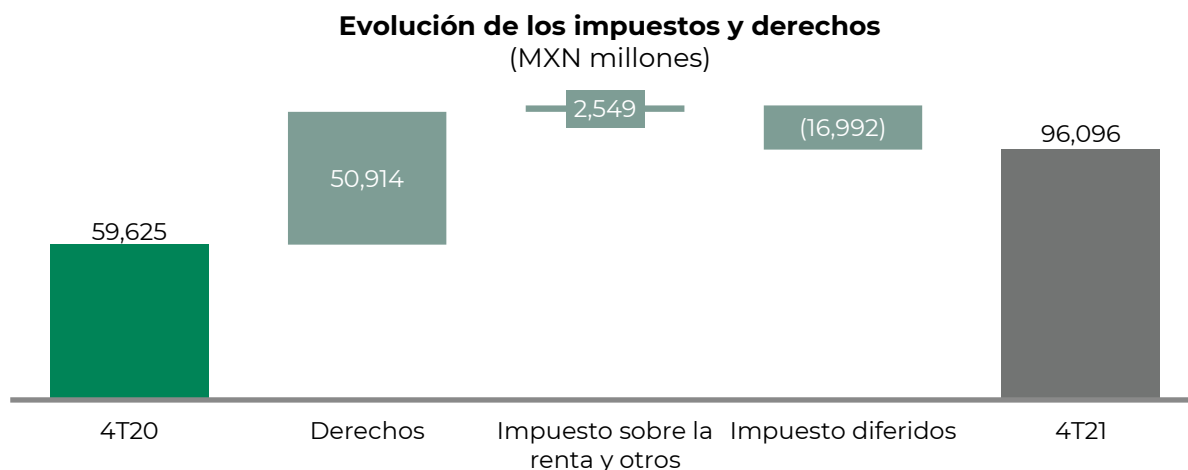
Evolución del rendimiento de operación

(MXN millones)



Impuestos y derechos

Durante el 4T21, el total de impuestos y derechos ascendió a MXN 96.1 mil millones, mostrando un incremento de 61.2% comparado con el 4T20. Este aumento se originó principalmente por la recuperación del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación, a pesar de la reducción en la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) de 58% a 54% a partir de 2021. Por su parte, el DUC, el derecho más importante que paga la empresa en términos de monto, se incrementó en 121.2% comparado con el 4T20.



Evolución del resultado neto

Durante el 4T21, PEMEX registró una pérdida neta de MXN 194.5 mil millones, comparada con un rendimiento neto de MXN 96.1 mil millones en el 4T20.

Los principales factores que contribuyeron a la generación de la pérdida neta fueron: incremento en costo de ventas, incremento en la pérdida cambiaria originada por el fortalecimiento del dólar frente al peso durante el 4T21, un incremento en el costo de los instrumentos financieros derivados y un incremento en los impuestos y derechos.

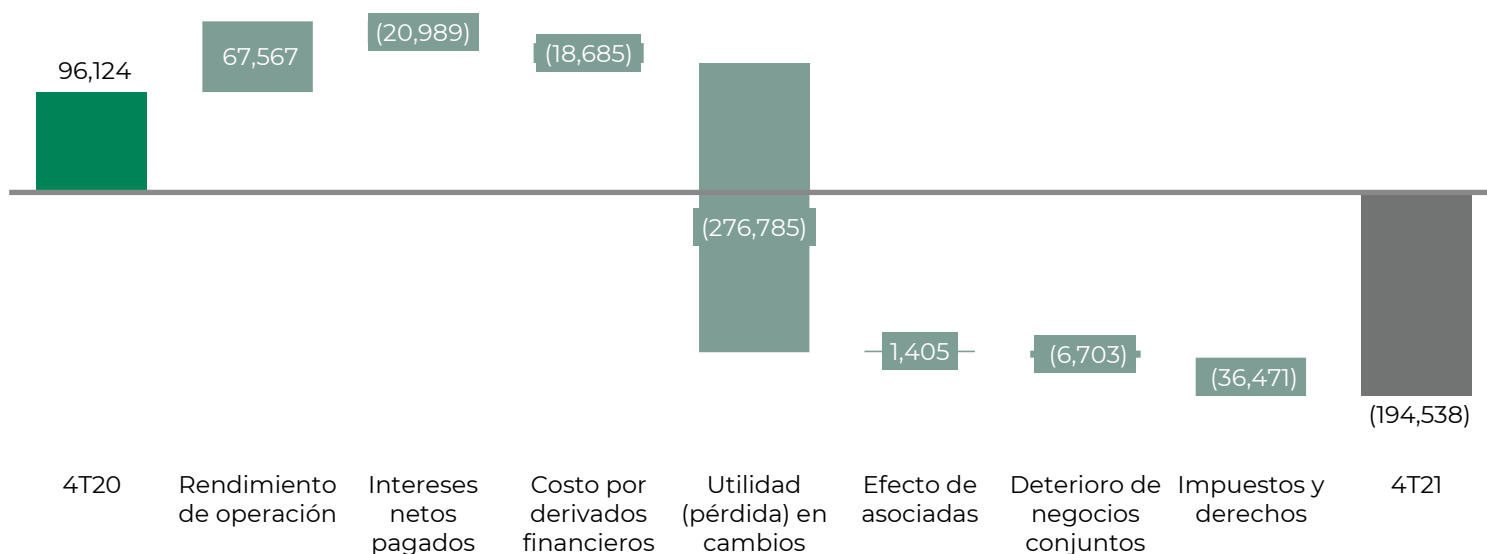
Se registró una pérdida cambiaria de MXN 22.3 mil millones en el 4T21, comparada con una utilidad cambiaria de MXN 254.5 mil millones en el 4T20. Este incremento se originó por una apreciación del dólar estadounidense frente al peso mexicano en el 4T21 comparado con una depreciación del dólar estadounidense frente al peso mexicano en el 4T20. El tipo de cambio pasó de MXN 20.3060 por USD 1.00 al 30 de septiembre de 2021, a MXN 20.5835 por USD 1.00 al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una variación de 1.4%. Esta es considerada una partida virtual, ya que en su mayoría no representa entradas ni salidas de flujo de efectivo.

Se obtuvo un costo por instrumentos financieros derivados de MXN 3.6 mil millones en el 4T21, comparado con un rendimiento de MXN 15.1 mil millones en el 4T20. Esta disminución es principalmente explicada por la variación del valor razonable de los *cross-currency swaps*.

También se reconoció un menor deterioro de activos fijos por MXN 13.0 mil millones en el 4T21 comparado con el mismo periodo del año anterior.



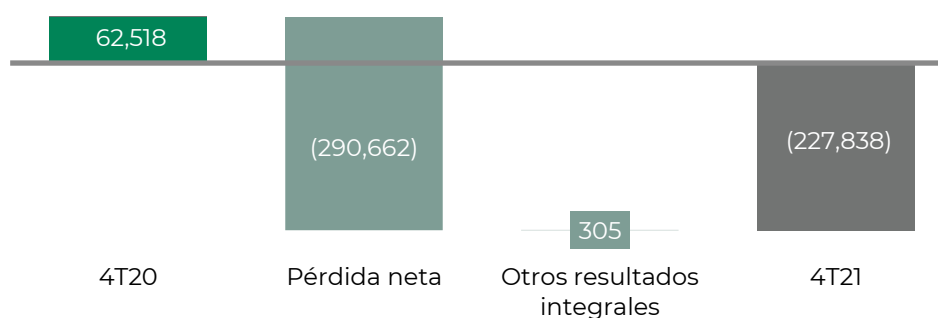
Evolución del rendimiento (pérdida) neta (MXN millones)



Utilidad (Pérdida) integral

Se registró una pérdida integral en el 4T21 de MXN 227.8 mil millones, principalmente como resultado del efecto de las pérdidas actuariales por beneficios a los empleados de MXN 36.1 mil millones, por el reconocimiento del estudio actuarial al cierre del ejercicio.

Evolución del rendimiento (pérdida) integral (MXN millones)





9.2 Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2021

Ventas totales

Los ingresos totales por ventas y servicios se incrementaron 56.8%, en comparación con los registrados en 2020. Esto debido principalmente a:

- un incremento de 51.3% en las ventas nacionales, explicado principalmente por un aumento en los precios de gasolinas, diésel, combustóleo, turbosina, gas licuado y gas natural debido a la recuperación del precio de los hidrocarburos a nivel mundial; y
- un incremento de 63.6% en las ventas de exportación, ocasionado principalmente por la recuperación en el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo. El precio pasó de un promedio de USD 36.24 por barril en 2020, a USD 65.31 por barril en 2021.

Costo de ventas

El costo de ventas se incrementó en 22.9% incluyendo el efecto de la reversa de deterioro de activos fijos, dicho incremento se explica principalmente por mayores compras de productos para reventa por MXN 163.0 mil millones por el aumento en el precio de las gasolinas, diésel y gas natural y un incremento de MXN 45.0 mil millones en los impuestos y derechos a la extracción y exploración de hidrocarburos como resultado de una recuperación en los precios de venta de los hidrocarburos.

Impuestos y derechos

Durante 2021, el total de impuestos y derechos a la utilidad ascendió a MXN 307.3 mil millones, mostrando un incremento de 65.6% comparado con 2020. Este aumento obedece principalmente a la recuperación del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación, a pesar de la reducción en la tasa del DUC de 58% a 54% a partir de 2021.

El Derecho por la Utilidad Compartida es el derecho más importante que paga la empresa, en términos de monto, éste se incrementó 98.5% comparado con 2020.

Evolución de resultado neto

Al cierre del ejercicio 2021, se reconoció una pérdida neta de MXN 294.8 mil millones, comparada con una pérdida neta de MXN 509.1 mil millones en 2020. Este resultado se debe principalmente a los siguientes factores:

- Incremento en ventas por MXN 542.0 mil millones.
- Disminución en la pérdida en cambios por MXN 83.3 mil millones, debido a una menor depreciación del peso en el ejercicio de 2021 comparada con 2020.
- Incremento en el costo de ventas, incluyendo el efecto de la reversa de deterioro, en MXN 198.9 mil millones.
- Incremento en el costo por instrumentos financieros derivados por MXN 42.3 mil millones.
- Incremento en impuestos y derechos a la utilidad en MXN 121.8 mil millones.

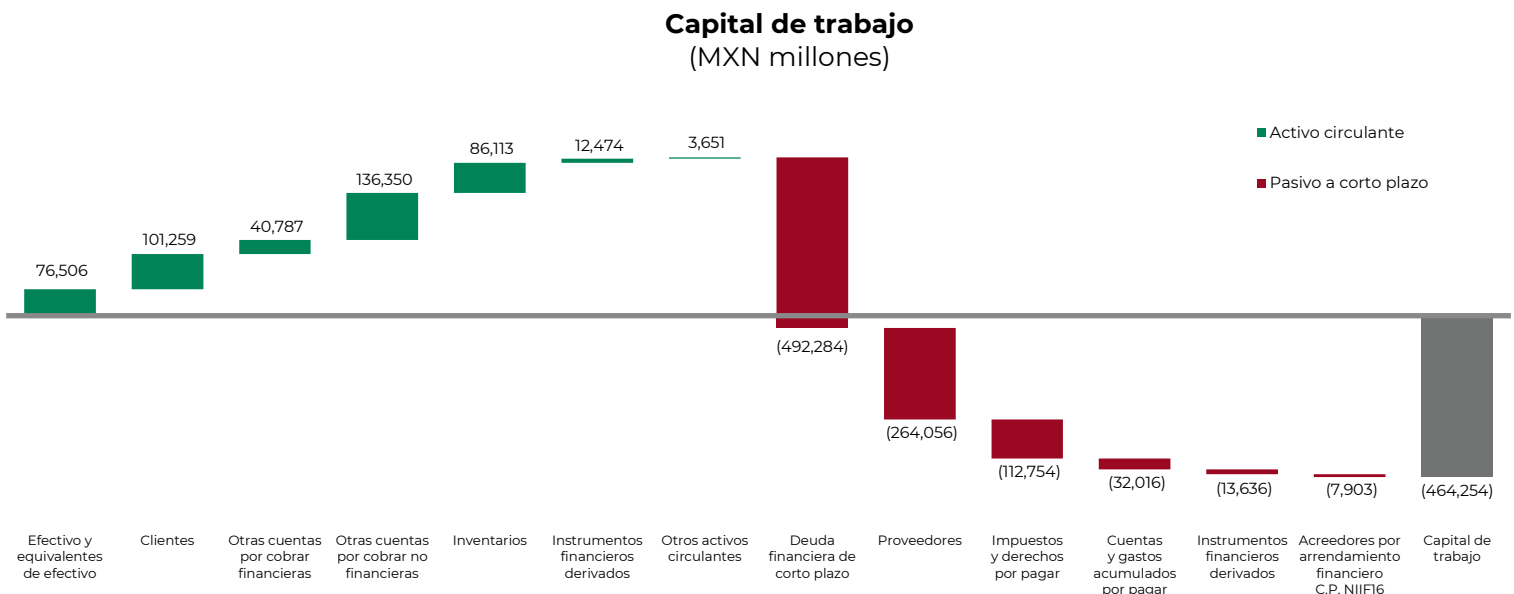
Utilidad (pérdida) integral

Se registró una pérdida integral en 2021 de MXN 81.6 mil millones, comparada con una pérdida integral de MXN 520.4 mil millones en 2020. Este resultado se originó principalmente por un incremento de MXN 224.6 mil millones en ganancias actuariales por beneficios a empleados, debido principalmente a la variación en la tasa de descuento que paso de 7.08% en 2020 a 8.46% en 2021.

Capital de trabajo

Al 31 de diciembre de 2021, el capital de trabajo negativo se ubicó en MXN 464.3 mil millones, comparado con un capital de trabajo negativo de MXN 442.6 mil millones al 31 de diciembre de 2020. Este incremento se originó principalmente como resultado de:

- Un incremento de MXN 88.6 mil millones en clientes y otras cuentas por cobrar;
- Un incremento de MXN 33.5 mil millones en inventarios;
- Una disminución de MXN 13.5 mil millones en instrumentos financieros derivados;
- Una disminución de MXN 16.8 mil millones en los Bonos del Gobierno Federal.
- Un incremento de MXN 101.2 mil millones en la deuda a corto plazo;
- Una disminución de MXN 17.9 mil millones en proveedores;
- Un incremento de MXN 61.6 mil millones en impuestos y derechos por pagar; y
- Un incremento de MXN 5.6 mil millones en cuentas y gastos acumulados por pagar y en instrumentos financieros derivados.



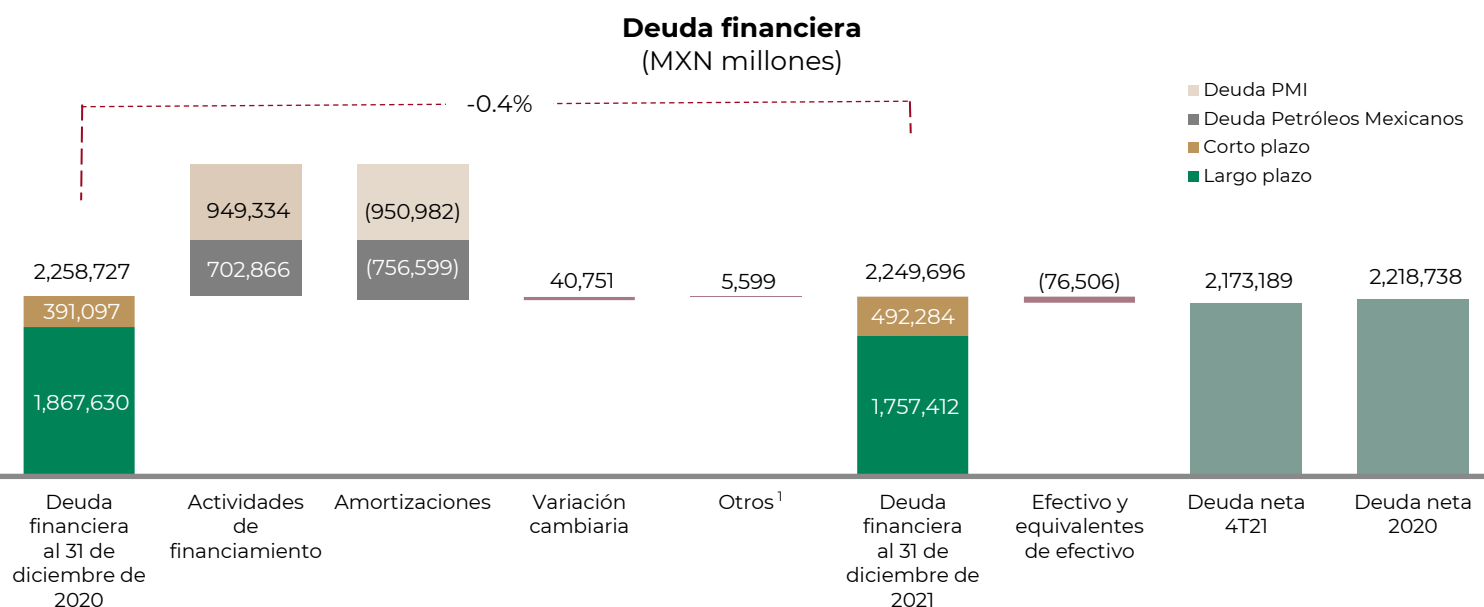


9.3 Deuda

Recursos financieros

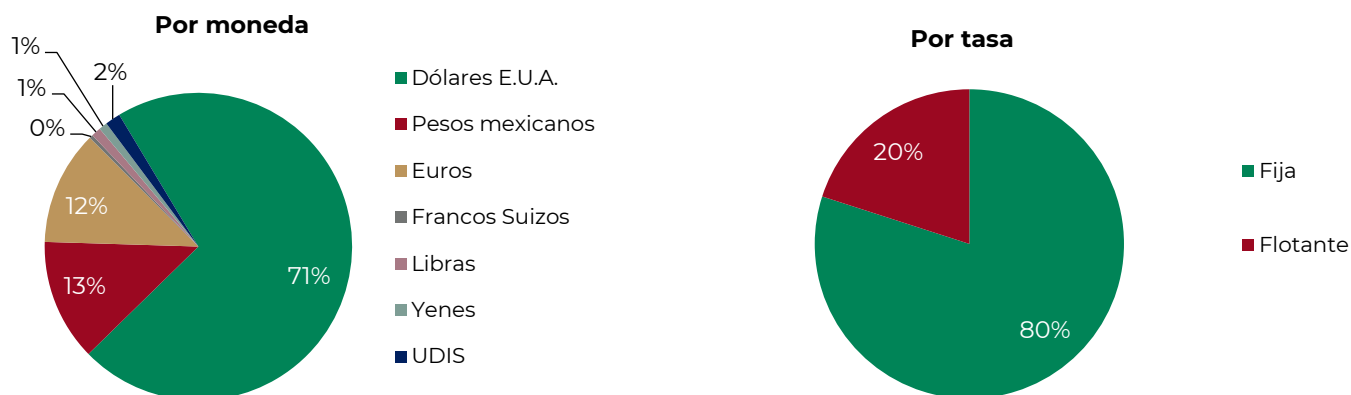
Al 4T21 Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y filiales realizaron actividades de financiamiento (incluyendo créditos bancarios de corto plazo) por un total de MXN 1,058.9 millones o USD 692.8 millones. El total de amortizaciones registradas fue de MXN 1,027.8 mil millones o USD 622.9 mil millones.

Aproximadamente el 85% 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.



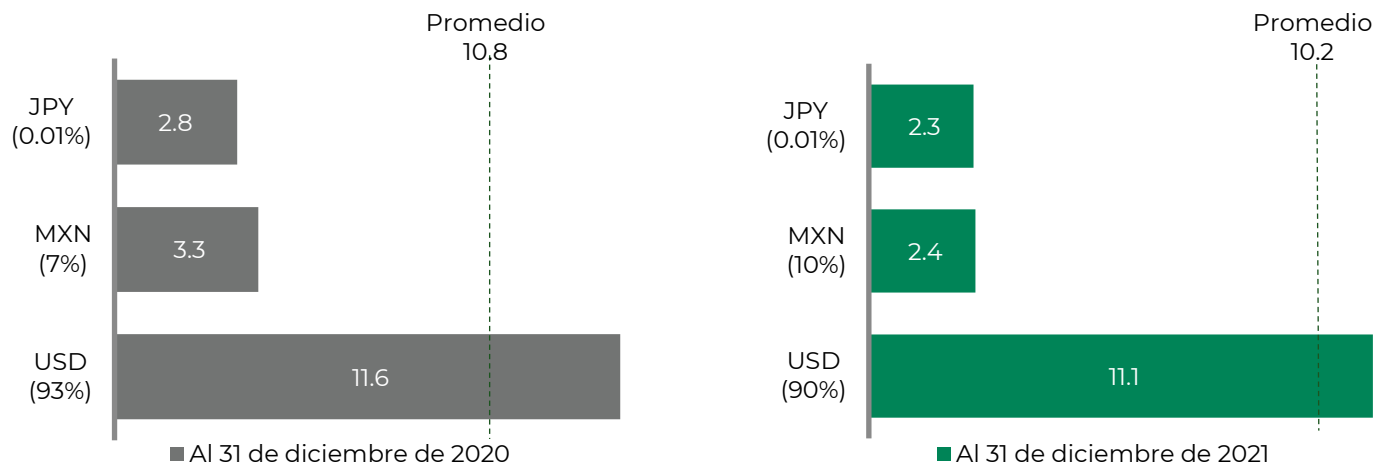
1) Incluye reclasificación de arrendamientos financieros e intereses devengados

Exposición de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2021





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 2021-2025, se continuará con la estrategia de convergencia a un endeudamiento neto cero en términos reales. La política del financiamiento se enfocará en aprovechar las circunstancias del mercado para la colocación de nuevas emisiones de deuda bajo las mejores condiciones, identificando paralelamente los contextos para llevar a cabo operaciones de gestión de los pasivos, de modo que, en la medida de lo posible, a lo largo de la Administración no se genere endeudamiento neto al cierre de cada año.

Para 2021, en adición a las medidas de carácter fiscal, el Gobierno Federal realizó aportaciones de capital alineadas al perfil de vencimientos de la deuda de PEMEX, con el propósito de cubrir las amortizaciones. Con ello se reiteró el compromiso de esta Administración para robustecer la posición financiera de PEMEX.

Captación de Recursos Financieros

- El 19 de octubre de 2021, PEMEX realizó la renovación de un pagaré suscrito en abril por un monto de MXN 4,000 millones y plazo original de 180 días. Esta renovación se realizó a un plazo de 180 días con una tasa de interés TIIE, más un margen de 248 puntos base.
- El 18 de noviembre de 2021, PEMEX realizó la renovación e incremento de un pagaré suscrito en julio por un monto de MXN 3,000 millones y plazo original de 120 días. Esta renovación se realizó a un plazo de 119 días por un monto de MXN 4,000 millones con una tasa de interés TIIE, más un margen de 257.5 puntos base.
- El 16 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos, emitió un bono por un monto de USD 1,000 millones con vencimiento en 2032 y cupón de 6.700% bajo el Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C.
- El 16 de diciembre de 2021, se contrató un pagaré por un monto de MXN 3,000 millones a plazo de alrededor de 180 días con tasa TIIE, más un margen de 260 puntos base.



- El 17 de diciembre de 2021, PEMEX realizó la renovación de un pagaré suscrito en junio por un monto de MXN 2,000 millones y plazo de 180 días. Esta renovación se realizó a un plazo de 180 días con una tasa de interés TIIE, más un margen de 260 puntos base. Además, se contrató un pagaré por un monto de MXN 2,000 millones a plazo de alrededor de 180 días con tasa TIIE, más un margen de 260 puntos base.
- El 20 de diciembre de 2021, PEMEX realizó la renovación de un contrato de crédito por un monto de USD 500 millones y plazo original de alrededor de 180 días. Esta renovación se realizó a un plazo de alrededor de 180 días con una tasa de interés LIBOR, más un margen de 200 puntos base.
- El 21 de diciembre de 2021, PEMEX suscribió un pagaré por un monto de MXN 500 millones a un plazo de 90 días con una tasa TIIE, más un margen de 190 puntos base.
- El 23 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos completó una operación de manejo de pasivos consistente en el intercambio de oferta privada por ofertas de compra, de las cuales Petróleos Mexicanos emitió un monto adicional de capital agregado de USD 5,813 millones de sus pagarés del 6.700% que vencen en 2032 y pagó una cantidad de efectivo igual a USD 4,484 millones por los valores aceptados en las ofertas, intereses devengados y no pagados y otros cargos por transacción, costos y gastos relacionados con las ofertas.
- Cabe mencionar que, adicionalmente, el 21 de enero de 2022, PEMEX suscribió cuatro pagarés, dos por un monto total de USD 250 millones y dos por un monto total de MXN 4,500 millones a plazos de 3, 6, 9 y 12 meses. Se contrataron los primeros dos con tasa LIBOR, y sobretasa de 198 puntos base y 208 puntos base respectivamente. Se contrataron los otros con tasa TIIE, y sobretasa de 228 puntos base y 238 puntos base respectivamente.
- El 22 de febrero de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la contratación de un pagaré por MXN 5,000 millones a una tasa TIIE más 260 puntos base, con vencimiento en agosto de 2022.
- El 25 de febrero de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la contratación de un pagaré por USD 11.3 millones a una tasa LIBOR más 175 puntos base, con vencimiento en agosto de 2022.
- El 25 de febrero de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la contratación de un pagaré por MXN 250 millones a una tasa TIIE más 235 puntos base, con vencimiento en febrero de 2023.
- El 16 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la contratación de un pagaré por MXN 4,000 millones a una tasa TIIE más 220 puntos base, con vencimiento en junio de 2022.
- El 17 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la contratación de un pagaré por MXN 4,000 millones a una tasa TIIE más 280 puntos base, con vencimiento en septiembre de 2022.
- El 31 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos, suscribió una línea de crédito por un monto de USD 75 millones con vencimiento en enero de 2023 a tasa de interés flotante SOFR más 245 puntos base.
- El 6 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos, suscribió un pagaré por un monto de USD 150 millones con vencimiento en junio de 2022 a tasa de interés flotante SOFR más 270 puntos base.



Líneas de manejo de liquidez

El grupo PEMEX cuenta con líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez hasta por un total de USD 7,664 millones y MXN 37,000 millones.

Al 25 de febrero de 2022, se encontraban disponibles USD 50 millones de las líneas en dólares.

9.5 Actividades de inversión presupuestal

Ejercicio 2021

Al 31 de diciembre de 2021 se ejercieron MXN 393.2 mil millones (USD 19.4 mil millones⁶) en actividades de inversión presupuestal, lo que superó en 11.5% a los MXN 352.6 mil millones (USD 16.0 mil millones⁷) correspondientes a la inversión anual considerada en el presupuesto aprobado para todo el ejercicio fiscal.

La inversión presupuestal planeada y ejercida durante 2021 se distribuyó de la siguiente manera:

	Inversión autorizada 2021 (MXN mil millones)	Inversión ejercida al 31 de diciembre de 2021 (MXN mil millones)
Exploración y Producción ⁸	289.9	240.6
Transformación Industrial	56.5	147.9
Logística	3.2	4.5
Fertilizantes ⁹	2.7	0.0
Corporativo	0.4	0.2
Total	352.6	393.2

La inversión presupuestal se ha orientado a apoyar la extracción de hidrocarburos y a 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 siguen aportando flujos de nueva producción, que han permitido no sólo compensar la declinación de los campos maduros, sino incrementar el perfil de extracción total.

En el caso de Pemex Transformación Industrial, se siguen destinando recursos para la rehabilitación de las refinerías, el fortalecimiento de la infraestructura para el aprovechamiento del gas en los centros procesadores y, en el caso de la nueva refinería en Dos Bocas, se sigue contando con recursos adicionales a los presupuestados, los cuales han sido aportados por el Gobierno Federal.

⁶ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021: MXN 20.3 = USD 1.00.

⁷ La conversión cambiaria de MXN a USD se realizó al tipo de cambio promedio establecido en el presupuesto aprobado para 2021: MXN 22.1 = USD 1.00

⁸ De los cuales MXN 29.7 mil millones se destinaron a actividades de exploración. Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

⁹ A partir de enero de 2021, Pemex Fertilizantes se fusionó con Pemex Transformación Industrial, por lo que las inversiones de esta línea de negocio se incluyen en los montos de ésta última



Estado de resultados consolidado

Del 1 de octubre al 31 de diciembre de

	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>Variación</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>
	(MXN millones)			(USD millones)	
Ingresos totales por ventas y servicios	248,827	445,930	79.2%	197,103	21,664
Ventas en México	126,649	228,264	80.2%	101,614	11,090
Ventas de exportación	121,004	216,171	78.6%	95,167	10,502
Ingresos por servicios	1,174	1,495	27.3%	321	73
Deterioro (Reversa) de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo	52,464	39,453	-24.8%	(13,011)	1,917
Costo de ventas	247,370	334,360	35.2%	86,989	16,244
Rendimiento (pérdida) bruto	(51,007)	72,117	241.4%	123,125	3,504
Otros ingresos	3,946	5,252	33.1%	1,306	255
Otros gastos	428	47,400	10985.3%	46,972	2,303
Gastos de distribución, transportación y venta	4,520	5,648	25.0%	1,128	274
Gastos de administración	36,179	44,942	24.2%	8,763	2,183
Rendimiento (pérdida) de operación	(88,188)	(20,621)	76.6%	67,567	(1,002)
Costo financiero	(31,569)	(54,160)	-71.6%	(22,591)	(2,631)
Ingreso financiero	7,221	8,823	22.2%	1,602	429
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados - Neto	15,093	(3,592)	-123.8%	(18,685)	(175)
Utilidad (pérdida) en cambios - neta	254,518	(22,267)	-108.7%	(276,785)	(1,082)
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	(1,326)	79	105.9%	1,405	4
Deterioro de negocios conjuntos	-	(6,703)		(6,703)	(326)
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	155,749	(98,442)	-163.2%	(254,191)	(4,783)
Total de derechos, impuestos y otros	59,625	96,096	61.2%	36,471	4,669
Derechos	42,023	92,937	121.2%	50,914	4,515
Impuestos corrientes	(400)	2,149	637.2%	2,549	104
Impuestos diferidos	18,002	1,010	-94.4%	(16,992)	49
Rendimiento (pérdida) neta del ejercicio	96,124	(194,538)	-302.4%	(290,662)	(9,451)
Otros resultados integrales	(33,606)	(33,300)	0.9%	305	(1,618)
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados	(19,128)	(36,120)	-88.8%	(16,992)	(1,755)
Efecto por conversión	(14,478)	2,820	119.5%	17,298	137
(Pérdida) utilidad integral total del periodo	62,518	(227,838)	-464.4%	(290,357)	(11,069)

Balance general consolidado

Al 31 de diciembre de

	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>Variación</u>	<u>2021</u>	
	<u>(MXN millones)</u>			<u>(USD millones)</u>	
Total activo	1,928,488	2,052,098	6.4%	123,610	99,696
Activo circulante	329,860	458,394	39.0%	128,534	22,270
Efectivo y equivalentes de efectivo	39,990	76,506	91.3%	36,517	3,717
Clientes	68,382	101,259	48.1%	32,877	4,919
Otras cuentas por cobrar financieras	31,616	40,787	29.0%	9,172	1,982
Otras cuentas por cobrar no financieras	89,789	136,350	51.9%	46,561	6,624
Inventarios	52,606	86,113	63.7%	33,507	4,184
Bonos del Gobierno Federal a corto plazo	18,037	1,253	(1)	(16,783)	61
Instrumentos financieros derivados	25,948	12,474	-51.9%	(13,474)	606
Otros activos circulantes	3,492	3,651	4.5%	158	177
Activo no circulante	1,598,628	1,593,704	-0.3%	(4,924)	77,426
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y otras	12,015	2,255	-81.2%	(9,760)	110
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo - Neto	1,276,130	1,274,533	-0.1%	(1,597)	61,920
Documentos por cobrar a largo plazo	887	1,646	85.6%	759	80
Impuestos diferidos	108,529	92,256	-15.0%	(16,273)	4,482
Activos intangibles	22,776	20,016	-12.1%	(2,760)	972
Otros activos	7,584	39,113	415.8%	31,529	1,900
Bonos del Gobierno Federal a largo plazo	111,513	109,602	-1.7%	(1,911)	5,325
Derechos de uso	59,195	54,283	-8.3%	(4,912)	2,637
Total pasivo	4,333,215	4,222,099	-2.6%	(111,116)	205,121
Pasivo a corto plazo	772,410	922,648	19.5%	150,238	44,825
Deuda financiera de corto plazo	391,097	492,284	25.9%	101,186	23,916
Proveedores	281,978	264,056	-6.4%	(17,922)	12,829
Impuestos y derechos por pagar	51,200	112,754	120.2%	61,553	5,478
Cuentas y gastos acumulados por pagar	30,709	32,016	4.3%	1,306	1,555
Instrumentos financieros derivados	9,318	13,636	46.3%	4,318	662
Acreedores por arrendamiento financiero C.P. NIIF16	8,107	7,903	-2.5%	(204)	384
Pasivo a largo plazo	3,560,805	3,299,451	-7.3%	(261,354)	160,296
Deuda financiera de largo plazo	1,867,630	1,757,412	-5.9%	(110,218)	85,380
Reserva de beneficios a los empleados	1,535,168	1,384,072	-9.8%	(151,096)	67,242
Provisión para créditos diversos	94,626	92,398	-2.4%	(2,228)	4,489
Otros pasivos	4,892	10,779	120.4%	5,887	524
Impuestos diferidos	3,412	3,341	-2.1%	(71)	162
Acreedores por arrendamiento financiero largo plazo NIIF16	55,077	51,449	-6.6%	(3,628)	2,500
Total patrimonio	(2,404,727)	(2,170,001)	9.8%	234,726	(105,424)
Controladora	(2,405,097)	(2,170,129)	9.8%	234,967	(105,431)
Certificados de aportación "A"	524,931	841,286	60.3%	316,354	40,872
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0.0%	-	2,125
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	49
Resultados acumulados integrales	(251,285)	(38,140)	84.8%	213,145	(1,853)
Déficit acumulado:	(2,723,476)	(3,018,008)	-10.8%	(294,532)	(146,623)
Déficit de ejercicios anteriores	(2,214,597)	(2,723,476)	-23.0%	(508,879)	(132,314)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(508,879)	(294,532)	42.1%	214,347	(14,309)
Participación no controladora	370	129	-65.2%	(241)	6
Total pasivo y patrimonio	1,928,488	2,052,098	6.4%	123,610	99,696



Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		Variación	2021	
	2020	2021		(USD millones)	
	(MXN millones)				
Actividades de operación					
(Pérdida) neta	(509,052)	(294,776)	42.1%	214,276	(14,321)
Impuestos y derechos a la utilidad	185,572	307,348	65.6%	121,776	14,932
Partidas relacionadas con actividades de inversión	205,026	224,774	9.6%	19,748	10,920
Depreciación y amortización	129,632	133,431	2.9%	3,800	6,482
Amortización de intangibles	479	403	-15.8%	(76)	20
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	36,354	1,211	-96.7%	(35,143)	59
Pozos no exitosos de activos intangibles	10,948	9,730	-11.1%	(1,217)	473
Pozos no exitosos capitalizados	8,404	12,566	49.5%	4,161	610
Pérdida de propiedades maquinaria y equipo	5,298	47,300	792.9%	42,002	2,298
Amortización de derechos de uso	7,229	6,408	-11.4%	(821)	311
Deterioro de derechos de uso	-	(87)	-	(87)	(4)
Deterioro de inversiones en negocios conjuntos	-	6,703	-	6,703	326
Pérdida por baja de intangibles	396	-	-	(396)	-
Utilidad en cesión de acciones	(708)	-	-	708	-
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas,	3,541	3,088	-12.8%	(452)	150
Bajas de derechos de uso	(1,102)	(433)	60.7%	669	(21)
Actualización valor presente provisión de taponamiento	4,556	4,454	-2.2%	(102)	216
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	277,489	180,150	-35.1%	(97,339)	8,752
Intereses a cargo	161,765	164,572	1.7%	2,806	7,995
Intereses a favor	(16,742)	(28,907)	-72.7%	(12,165)	(1,404)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	132,466	44,485	-66.4%	(87,981)	2,161
Subtotal	159,036	417,497	162.5%	258,461	20,283
Fondos utilizados en actividades de operación	(93,742)	(228,262)	-143.5%	(134,520)	(11,090)
Impuestos sobre la renta pagado	(1,159)	-	-	-	-
Derechos por la utilidad compartida pagado	(171,210)	(265,884)	-55.3%	(94,673)	(12,917)
Instrumentos financieros con fines de negociación	(21,784)	17,792	181.7%	39,576	864
Clientes y otras cuentas por cobrar	(20,353)	(48,409)	-137.8%	(28,055)	(2,352)
Inventarios	17,010	(7,961)	-146.8%	(24,970)	(387)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4,654	1,306	-71.9%	(3,348)	63
Proveedores	23,030	(5,614)	-124.4%	(28,644)	(273)
Reserva para créditos diversos	2,222	6,185	178.3%	3,962	300
Reserva para beneficios a los empleados	59,170	67,887	14.7%	8,716	3,298
Otros impuestos y derechos	14,678	6,436	-56.2%	(8,242)	313
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	65,294	189,235	189.8%	123,942	9,194
Actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(114,977)	(209,592)	-82.3%	(94,615)	(10,183)
Intereses cobrados	936	459	-	(478)	22
Activos intangibles	(23,641)	(25,814)	-9.2%	(2,173)	(1,254)
Subvenciones del Gobierno - Ingreso diferido	-	4,400	-	4,400	214
Otros activos	(3,593)	(31,688)	-782.0%	(28,095)	(1,539)
Recursos provenientes de la cesión de acciones	135	-	-	-	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(141,140)	(262,236)	-85.8%	(121,096)	(12,740)
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de	(75,846)	(73,000)	3.8%	2,846	(3,547)
Actividad de financiamiento					
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal	46,256	316,354	583.9%	270,098	15,369
Documento recibido del Gobierno Federal	4,103	15,789	284.8%	11,686	767
Intereses cobrados por el documento recibido del Gobierno	1,698	7,127	319.6%	5,428	346
Pagos de principal por arrendamientos financieros	(7,980)	(7,622)	4.5%	358	(370)
Pagos de intereses por arrendamientos financieros	(2,031)	(3,646)	-79.5%	(1,615)	(177)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	1,288,130	1,636,217	27.0%	348,087	79,492
Pagos de principal de préstamos	(1,151,962)	(1,707,582)	-48.2%	(555,619)	(82,959)
Intereses pagados	(130,989)	(157,257)	-20.1%	(26,267)	(7,640)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	47,225	99,380	110.4%	52,155	4,828
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(28,621)	26,379	192.2%	55,001	1,282
Efectos por cambios en el valor del efectivo	7,989	10,137	26.9%	2,148	492
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	60,622	39,990	-34.0%	(20,632)	1,943
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	39,990	76,506	91.3%	36,517	3,717



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  en: **@Pemex y @PemexGlobal**

Si desea contactarnos, favor de llamar al (52 55) 9126 2940, o mandar un correo a

Cristina Arista

delia.cristina.arista@pemex.com

Belem Romero

graciela.belem.romero@pemex.com

José González

jose.manuel.gonzaleze@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 prevalectante 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 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 2021, el tipo de cambio utilizado es de MXN 20.5835 = 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.