

**OFICINA DE LA C. SECRETARÍA**  
**Oficio No. SENER.100/108/2023**

Ciudad de México, a 26 de abril de 2023

**ASUNTO:** Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2022

**SEN. ALEJANDRO ARMENTA MIER**  
**PRESIDENTE DE LA H. CÁMARA DE SENADORES**  
**PRESENTE**

Me refiero a la Sesión 1006 Extraordinaria celebrada el 21 de abril de 2023, por la cual el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos presentó el Informe Anual 2022 suscrito por el Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General de Petróleos Mexicanos, el cual fue aprobado por los Consejeros presentes en términos de lo dispuesto por los artículos 13, fracciones XVII y XXIX y 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, en mi carácter de Presidente del Consejo, hago llegar al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión, el siguiente:

- a) Acuerdo por el que, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emite la evaluación de la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos, y
- b) Acuerdo por el que, el Consejo de Administración aprueba el referido informe.

Sin otro particular, reitero a Usted mi respeto y mi más distinguida consideración.

**ATENTAMENTE**



**ING. NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA**  
**SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PRESIDENTA DEL**  
**CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS**

**Anexos:** Informe Anual 2022 de Petróleos Mexicanos

C.c.p. Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General de Petróleos Mexicanos. Para su conocimiento.

# INFORME ANUAL 2022

---



# Presentación

El desarrollo de la Cuarta Transformación de la vida pública de México mantiene como base de sus objetivos estratégicos la soberanía energética, sustentada principalmente en el rescate de la industria petrolera nacional; de esta forma, se impulsa la autosuficiencia en el abasto de combustibles en beneficio de toda la población; teniendo como marco de referencia el combate a la corrupción, la transparencia y la equidad de género. En ese sentido, Petróleos Mexicanos conforme a su Plan de Negocios busca recuperar su viabilidad como empresa, incrementar su competitividad y revertir los deterioros causados por administraciones anteriores.

Durante 2022 la industria petrolera fue paricipa de diversos acontecimientos que motivaron inestabilidad en los mercados a nivel mundial, derivado principalmente del conflicto de Rusia con Ucrania. Esto se reflejó en un déficit en el mercado internacional energético que provocó un alza sustancial de los precios del petróleo, el gas y sus derivados, con repercusiones macroeconómicas como un aumento generalizado en la inflación y tasas de interés. En Estados Unidos y la Unión Europea, el índice inflacionario para el 2022 alcanzó 9.1% y 10.6%, respectivamente y en México, la inflación anual en el mismo año fue de 7.8%, frenado por el gobierno en buena medida por el apoyo, a través del estímulo del IEFIS, a los precios de las gasolinas y el diésel.

Durante 2022 se observó una recuperación de la actividad económica nacional e internacional después de la pandemia del COVID-19, en la industria del petróleo y gas tuvo un impacto positivo en las condiciones financieras de la empresa; adicionalmente, el apoyo a Petróleos Mexicanos por parte del Gobierno Federal en los cuatro años que han transcurrido desde el inicio de esta administración ha sido relevante para el avance en la nueva orientación estratégica que, entre otros aspectos, busca aumentar la producción de hidrocarburos líquidos y gas natural, la capacidad de proceso de la refinación, y atender la demanda interna de fertilizantes.

Al cierre de 2022, las reservas probadas (1P) lograron recuperarse respecto del nivel que dejó la anterior administración y se orienta a un incremento paulatino de las reservas, gracias a nuevos descubrimientos y a la actividad de perforación en nuevos desarrollos y en campos maduros, enfocados éstos en darle viabilidad a la producción de hidrocarburos de la empresa.

Por cuarto año consecutivo creció la producción de hidrocarburos líquidos, de-  
jando atrás la declinación que se venía dando desde 2013. Así, al cierre de 2022 se  
logró producir 28 Mba por arriba del año anterior, al ubicarse en 1,785 miles de ba-  
riles diarios, con lo destaca el desarrollo de los campos nuevos de esta adminis-  
tración, destacando Quesqui, Ixachi y Tupilca. Cabe señalar que gracias a la  
experiencia de los técnicos de Pemex se ha logrado ahorrar sustanciales en los  
tiempos de perforación.

En el empeño de lograr la autonomía energética, el proceso de crudo en refinerías  
se incrementó de 612 mil barriles en promedio diario anual en 2018 a 816 mil en  
2022. Además, al incremento en la disponibilidad de productos petrolíferos, contri-  
buye la adquisición de la participación accionaria de Shell en la refinería de Pemex  
Deu. Park que se cerró el 20 de enero de 2022.

Pemex continuó con su recuperación en el mercado interno durante 2022, comen-  
ciado 1,163.3 Mbd de petrolíferos, volumen superior en 210.7 Mbd (22.1%) al repor-  
tado en el año previo.

Los aspectos relacionados a la seguridad industrial, la protección ambiental y la  
confiabilidad operacional son relevantes y busca consolidarlos constantemente  
para que sean cada vez más una parte integral de sus actividades, en beneficio de  
la sostenibilidad de la empresa y del país.

Pemex es el principal contribuyente del país, ya que en 2022 generó impuestos y  
derechos por 320 mil millones de pesos.

Pemex tuvo resultados financieros favorables en el 2022, obteniendo una utilidad  
neta de 99,998 millones de pesos, que contrasta favorablemente con el resultado  
del año anterior de 254,776 millones de pesos de pérdida. En este mismo contexto,  
el EBITDA alcanzó 733,947 millones de pesos, cifra superior en 48.7% con relación  
al 2021.

El balance financiero registró 48,578 millones de pesos, que corrigió a de manera  
positiva con el presupuesto aprobado por menos 62,750 millones de pesos.

Atendiendo a la estrategia de fortalecer la responsabilidad social en las comunidades petroleras y procurando relaciones de confianza y corresponsabilidad, la inversión social ejercida en 2022 ascendió a 2,244 millones de pesos, implementados a través de diversos instrumentos de responsabilidad social.

También, la empresa dio continuidad a los esfuerzos relacionados con el Modelo Operativo Basado en la Administración por Procesos, estableciendo un enfoque integral bajo una perspectiva de sostenibilidad y rentabilidad de las operaciones.

Aunado a lo anterior, Pemex continúa en la senda para adaptarse de la mejor manera a los cambios del entorno; para ello reorienta sus estrategias y las consolida en su Plan de Negocios para el periodo 2023-2027, en el cual se establece la visión de la empresa, sus objetivos y oportunidades de negocio.

Conforme a lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos en su artículo 113, el Director General presenta este Informe Anual correspondiente a la gestión llevada a cabo durante el año 2022, para aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, y su envío al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, por conducto de la titular de la Presidencia del Consejo de Administración.



Norma Rocío Nahle García  
**PRESIDENTE DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN**



Octavio Romero Oropeza  
**DIRECTOR GENERAL**



# Contenido

<b>PRESENTACIÓN</b>	
<b>CONTENIDO</b>	
<b>1. RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>09</b>
<b>2. PERFIL DE PETRÓLEOS MEXICANOS</b>	<b>25</b>
2.1 Órgano de gobierno	
2.2 Infraestructura	
2.3 Mercado	
2.4 Estrategia y perspectivas	
<b>3. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</b>	<b>43</b>
3.1 Exploración, desarrollo y reservas	
3.2 Producción de crudo y gas natural	
3.3 Contratos y asociaciones	
<b>4. REFINACIÓN, PROCESO DE GAS Y PETROQUÍMICA</b>	<b>57</b>
4.1 Transformación industrial	
<b>5. LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN</b>	<b>71</b>
5.1 Logística	
5.2 Comercialización	
<b>6. SEGURIDAD INDUSTRIAL, CONFIABILIDAD OPERACIONAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL</b>	<b>89</b>
6.1 Seguridad industrial	
6.2 Confiabilidad operacional	
6.3 Protección ambiental	
<b>7. INFORMACIÓN FINANCIERA</b>	<b>109</b>
7.1 Estados financieros	
7.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	
7.3 Ejercicio del presupuesto	

<b>8. GOBIERNO CORPORATIVO</b>	<b>129</b>
<b>8.1</b> Admonstración corporativa	
<b>8.2</b> Acciones de responsabilidad social corporativa	
<b>8.3</b> Sistema de control interno	
<b>9. EVALUACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS ANUALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2022</b>	<b>165</b>
<b>Anexo (Indicadores del Plan de Negocios)</b>	
<b>Información general:</b>	
- Dictamen del auditor externo a los estados financieros Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de petróleos mexicanos y sus Emisores, Productivos Subsidiarios y Filiales	
<b>Glosario</b>	
<b>Acronimos</b>	
<b>Sitios y localidades</b>	





1

RESUMEN  
**EJECUTIVO**



**P**etróleos Mexicanos ha mantenido un rumbo claro hacia la soberanía energética, perfilada por el Gobierno Federal, como parte de la Cuarta Transformación propuesta por la administración del Presidente Andrés Manuel López Obrador.

Han transcurrido cuatro años de esta administración, durante los cuales Pemex, la Empresa Productiva del Estado con mayor presencia en la economía nacional, cambió sustancialmente el planteamiento estratégico, a fin de restablecer los niveles de reservas y la plataforma de producción de petróleo crudo y gas, así como acrecentar la oferta de petrolíferos con procesamiento nacional y con ello posicionarse nuevamente como un participante relevante en el mercado internacional y garantizar la autosuficiencia en el abasto de petrolíferos en el mercado nacional.

En este esfuerzo está presente el compromiso de la fuerza trabajadora de la empresa, sin la cual habría sido imposible concretar las acciones y desarrollar los ambiciosos proyectos planteados para lograr este nuevo posicionamiento.

Durante 2022, el conflicto Rusia – Ucrania fue sin duda el evento más relevante por su impacto económico a nivel mundial, tanto en el ámbito del petróleo y gas como en el abasto de productos alimenticios y fertilizantes, con lo que desencadenó un incremento generalizado en los precios de estos productos. En contraparte, la pandemia de COVID-19 continuó afectando el desempeño de la economía global, principalmente en China por su política de “cero contagios”, presionando a la baja las cotizaciones de los crudos a nivel internacional, caracterizadas por una gran volatilidad de los precios.

En este entorno de incertidumbre, Pemex fue capaz de aprovechar sus fortalezas y capitalizar oportunidades, en los ámbitos corporativo y empresarial, concretando logros muy importantes para continuar en el camino del fortalecimiento de la empresa.

Así, en el seno del Consejo de Administración, se presentaron Casos de Negocio para proyectos de gran importancia, tales como los relativos a los Campos Quesqui, Ayatsi, Wabeni y Tokoi, entre otros, así como las estrategias para la explotación de los proyectos de aprovechamiento de residua en las refinerías de Salina Cruz y Tula.

Este nuevo entorno motivó a las empresas enclavadas en la industria de crudo y del gas a modificar profunda y rápida su forma de plantear sus estrategias y ejecutar sus operaciones, cuyo objetivo fue protegerse de los efectos adversos y aprovechar las oportunidades.

En este sentido, Petróleos Mexicanos actualizó su Plan de Negocios correspondiente al período 2023-2027, donde se incluye una nueva perspectiva orientada hacia los vertientes ambiental, social y de gobernanza, acorde a las nuevas tendencias en la industria del petróleo y gas a nivel mundial, y que se manifiesta en reforzar la cultura ambiental, y un uso eficiente de la energía; incrementar la cultura en seguridad y salud en el trabajo; y promover la transparencia y consolidar la cultura de integridad y de cero tolerancia a actos de corrupción, respectivamente. El Plan de Negocios 2023-2027 está estructurado alrededor de tres ejes verticales: Optimización financiera; Sostenibilidad; Eficiencia y competitividad. De manera concisa, los esfuerzos de la empresa se enfocarán principalmente en la atención a los riesgos críticos y ambientales y a mejoramiento laboral, mantener los niveles de incorporación de reservas probadas y al impulso de la producción de petrolíferos, gas y fertilizantes. Petróleos Mexicanos tiene delineadas sus operaciones industriales, las cuales abarcan orgánicamente todas las actividades inherentes a las cadenas de valor del crudo y del gas y se enfocan al cumplimiento de las estrategias plasmadas en el Plan de Negocios.

De manera similar a las actividades exploratorias realizadas en 2021 durante 2022 éstas se enfocaron de manera preponderante en áreas terrestres y aguas someras de las Cuencas del Sureste, de Veracruz y de Tampico Misantla.

El Plan de Negocios incluyó a estrategia para la incorporación de campos nuevos. De un total de 32 campos contemplados, durante 2022 se incorporaron con éxito 11 campos. La ejecución de esta estrategia ha reportado grandes beneficios tanto en la incorporación de reservas, como en el volumen producido de líquidos y gas.

La producción obtenida a partir de los 162 pozos de desarrollo terminados fue de 150 mil barriles diarios (Mbd) de líquidos y 336 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas. Adicionalmente, se ejecutaron 2,697 intervenciones a pozos que aportaron 138 Mbd de líquidos y 164 MMpcd de gas.

Respecto a la incorporación de reservas 3P, se estima que la actividad exploratoria podría aportar 607.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMboe), considerando los volúmenes asociados al campo Zanta, en Cuencas del Sureste porción

marina y terrestre y la Cuenca de Veracruz, una vez dictaminados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Asimismo, la tasa de restitución integrada de reservas IP alcanzó 102.6%, en concordancia con la tendencia favorable de los años recientes, mientras que las reservas probadas correspondientes a Pemex, al 1 de enero de 2023 surman 7,450.8 Mmbpce, en proceso de dictaminación por la CNH.

Continuando con la cadena de valor, la producción total de hidrocarburos líquidos promedio 1,784.6 Mbd, con un incremento de 1.6% sobre el volumen obtenido el año anterior. El 69% de esta producción se concentró en los activos Ku-Maloob-Zaap, Litoral de Tabasco y Bellota-Jujo; adicionalmente, los elementos que coadyuvaron para alcanzar este volumen fueron principalmente la incorporación de pozos de campos nuevos y la producción temprana de pozos exploratorios. En diciembre de 2022 se obtuvo un volumen de 1,817.4 Mbd.

La obtención de gas hidrocarburo, excluyendo el nitrógeno, registró 3,941 MMpcd, cifra 4.6% superior al gas producido en 2021. Para diciembre de 2022 el gas producido alcanzó 4,059 MMpcd. El 69% de esta producción provino de los Activos Bellota-Jujo, Litoral de Tabasco, Cantarell, Reynosa y Ku-Maloob-Zaap. Los campos Quesqui y Tupico Profundo en la Región Sur, Ixachi en la Región Norte y Koban en la Región Marina Suroeste también contribuyeron de manera importante a este logro.

Por su parte, el costo de operación asociado a esta producción de hidrocarburos ascendió a 17.80 US\$/bpce.

Al cuarto trimestre de 2022 se reportan 22 proyectos maduros y 21 correspondientes a campos nuevos, a los que se les realizó reporte y seguimiento en el aspecto de inversiones. Adicionalmente, se dio cobertura a las inversiones para la producción de hidrocarburos mediante nueve Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP).

Respecto a los 21 proyectos de desarrollo de Nuevos Campos, éstos alcanzaron el 54% de la producción planeada, alcanzando un volumen acumulado de 162 Mmbpce, cuya inversión ejercida al corte fue 84,137 MM\$.

El proceso de petróleo crudo en el Sistema Nacional de Refinación (SNRF), para obtener productos petrolíferos, promedió 816 Mbd, volumen 15% superior al alcanzado en 2021 y significó un incremento de casi 38% respecto al crudo procesado en 2019, al inicio de esta administración. En promedio, el indicador de ocupación del SNR fue 49.7%. Destacan las refinerías de Tula y Salina Cruz con un proceso de crudo de casi 180 Mbd en promedio cada una en 2022.

Los petrolíferos obtenidos del procesamiento de crudo tuvieron un comportamiento similar, acumularon 813.2' Mbd en total, siendo los destilados los de mayor volumen con 440.9 Mbd, que representó un crecimiento de 38.6% con relación a 2021.

Para las operaciones dentro de la cadena de gas, se obtuvieron resultados similares al proceso de crudo. Durante 2022, se envió a procesamiento a los complejos de Gas LTV un volumen de 2,770.2 MMpcpd, que correspondió a un crecimiento de 5.4% respecto a 2021. El gas seco del mismo registró 2,260 MMpcpd. El 83% de proceso se concentró en los complejos procesadores de Gas Cactus, Ciudad Pemex y Nlevo Herrero.

En concordancia con la política del Gobierno Federal de apoyar a los pequeños agricultores con fertilizantes para mejorar sus cosechas, en 2022 se produjo de manera condicional un volumen de 3.9% más que el año previo; esto es, un total de 277.8 miles de toneladas. La ejecución de los proyectos más relevantes mantuvo su marcha. En la Refinería Olmeca, ubicada en Dos Bocas, Tabasco, se continuó con la etapa de trabajos previos para la puesta en operación. Para el programa de rehabilitaciones de BNR, se realizaron 48 reparaciones menores y se realizó un programa de rehabilitaciones de BNR, se así como en 8 tanques de almacenamiento y se ejecutaron 43 intervenciones en servicios principales. El aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula registró un avance general de 47.7% y la planta de coquización 84%.

En adición al objetivo de contar con una autonomía energética, el 20 de enero de 2022, Pemex realizó la compra de la parte accionaria en poder de Shell de la refinería Pemex Dear Park. Esta refinería tiene una capacidad de procesamiento de 340 mil barriles diarios de crudo, está integrada a los principales sistemas de transporte de productos de la Costa Este y Oeste Medio de los Estados Unidos. En el período del 20 de enero al 31 de diciembre de 2022, Pemex Dear Park procesó 246 Mbd de crudo y la elaboración de gasolinas y diésel sumó 222 Mbd.

El apoyo logístico para movilizar y entregar materias primas y productos terminados requirió del uso sostenido de la red de ductos, buques, tanques, camiones, buques y flotilla de autorranques con que cuenta Pemex. En 2022, el volumen acumulado fue 2,547.9 Mbd, donde mantuvo la modalidad de producción con el 76% de este volumen.

Durante 2022, se realizó un promedio mensual de 135,648 viajes con autos tanque de Pemex para el reparto de productos. Actualmente, se atienden 7,036 estaciones de servicio, lo que representa el 69.4% del total nacional.

En el transcurso del año, se llevaron a cabo diversas actividades tales como cinco mil servicios de calibración a sistemas de medición, suministro e instalación de 15 patines de medición y equipos asociados para descarga de petrolíferos; mantenimiento terminado a cuatro buques tanque y en ejecución a dos más; servicio de operación del HPSO

Yuum K'ak' Naab, entre otros. Asimismo, fue relevante la ejecución de dos estrategias: la concierne al suministro y logística comercial de los productos y servicios asociados a la recuperación del mercado, mediante la renovación del parque vehicular con la recepción de 1,095 autos tanque en arrendamiento; y la relacionada con la recuperación de capacidad de almacenamiento.

La comercialización de productos reportó un volumen de 1,163.3 Mbd de petrolíferos, con un crecimiento de 22.1% al alcanzado en 2021. Las gasolinas y el diésel suman el 84% de estas ventas.

La producción nacional de gasolinas, diésel y turbosina cubrió el 53.4% del consumo nacional en 2022, un crecimiento notable respecto a la cobertura del 34.1% alcanzada en el año anterior.

Las transacciones en el mercado internacional sufrieron movimiento a la baja en exportaciones, donde el crudo registró 953.2 Mbd y un incremento en la salida de combustible con un volumen de 173.6 Mbd.

Respecto a las importaciones, los petrolíferos registraron un incremento de 32.7% para alcanzar 739.7 Mbd como promedio en el año.

Durante 2022, la balanza comercial de Pemex resultó deficitaria en 1,488.1 MMUS\$, que contrasta con el superávit logrado en 2021 de 8,619.1 MMUS\$.

Por su parte, el programa de atención a riesgos críticos sigue en marcha, para 2022 alcanzó un avance de 42% en el SNR y 48.8% en el resto de las instalaciones.

El comportamiento de los indicadores clave para seguridad tuvo un retroceso respecto al año anterior, al acumularse un índice de frecuencia de 0.49 y un índice de gravedad resultante de 29.

La estrategia de confiabilidad operacional continuó su marcha. Durante 2022, se ejecutaron 10 revisiones técnicas normativas en distintas instalaciones de Pemex, relacionadas con temas críticos asociados a la puesta en operación y continuidad operativa de los activos.



En actividades de mantenimiento, en Exploración y Producción se programaron cuatro reparaciones mayores y cuatro libranzas<sup>2</sup>. Las ejecutadas fueron seis: dos libranzas en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, una libranza en el Activo de Producción Abkatún- Pol-Chuc, una libranza en el Centro de Trabajo CA-Litoral-A, una reparación mayor en el Activo de Ku-Maloob-Zaap y una reparación mayor en el Activo de Producción Abkatún Pol-Chuc.

En Transformación Industrial, se implementaron acciones preventivas para respaldar el cumplimiento del programa 2023, con enfoque en la asignación de los recursos para la adquisición de materiales de largo tiempo de entrega para las reparaciones mayores de las plantas de las refinerías de Cadereyta, Madero y Salina Cruz. Asimismo, se realizaron reparaciones mayores en las seis refinerías del SNR.

El principal indicador utilizado, el Índice de Paros No Programados (IPNP) registró un comportamiento mixto en las instalaciones de la empresa: en Exploración y Producción se incrementó en 0.1%; presentó una mejora en producción de petrolíferos con un valor de 7.0 al cierre de 2022. Proceso de Gas y Petroquímica Básica, así como Petroquímica Secundaria continuaron su tendencia al alza con valores de 17.7 y 13.0, respectivamente. En Logística Primaria, el indicador se redujo a 2.3%; sin embargo, Transporte y Almacenamiento y Despacho acumularon 4.5 y 19.4, respectivamente.

El tema ambiental revisió una atención particular durante el 2022, en consecución

<sup>2</sup> Conjunto de actividades que se realizan durante un periodo de tiempo, en el que se saca de operación un Activo para realizar un trabajo de mantenimiento, incluyendo modificaciones, con la finalidad de llevarlo a sus condiciones de diseño o de operación requeridas, para asegurar que cumpla con su ciclo operacional, en forma confiable y segura.

de las estrategias incorporadas en el Plan de Negocios, que concretaron en un menor índice de emisiones de gases de efecto invernadero, registrando, en las actividades de exploración y producción, un nivel de 38.80 tCO<sub>2</sub>e/Mbpce. De igual manera, las emisiones de Pemex de SO<sub>x</sub> se redujeron 9.7% y las de NO<sub>x</sub> disminuyeron 0.6%.

Otras áreas donde se obtuvieron resultados positivos fueron el reúso de agua, el manejo de residuos peligrosos y la atención a sitios contaminados.

El inventario de riesgos ambientales de Pemex se actualizó y el registro total fue de 225, que requerirá 9,005 MM\$ para su atención en el periodo 2022-2024. Durante 2022, se inició la atención del 89% de los riesgos prioridad 1.

Es de destacar que la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) otorgó una distinción a la Refinería de Tula por haber obtenido beneficios por 0.81 *Petajoules* y a la Refinería de Minatitlán por la mejor implantación de su Sistema de Gestión de la Energía.

Durante el ejercicio 2022, Pemex mantuvo una gestión activa de sus flujos de efectivo para alcanzar los objetivos operativos, financieros y presupuestales plasmados en el Plan de Negocios. Los factores más relevantes que contribuyeron a esta gestión fueron los apoyos del Gobierno Federal al inicio del año para el pago de amortizaciones de la deuda financiera, la reducción de la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), y las aportaciones de capital para la construcción de la Refinería Ormeca, entre otros.

En relación con los estados financieros:

- La utilidad neta que se reportó para 2022 totalizó 99,998 MM\$, que contrasta muy favorablemente con el resultado del año anterior con un monto de 294,776 MM\$ de pérdida. Este resultado se concretó por incremento en ventas por un aumento en los precios a nivel internacional, reconocimiento del incentivo a los combustibles automotrices, la contribución por las ventas de Pemex Deer Park así como el incremento en la utilidad cambiaria, principalmente.
- El resultado EBITDA también se vio favorecido por estos factores, al acumular 733,947 MM\$, cifra superior en 48.7% con relación al 2021. Por su parte, el margen EBITDA sufrió un ligero ajuste a la baja, registrando 31% para 2022, en contraste con 33% obtenido el año previo.
- Diversos factores, tales como el incremento en el activo fijo, el reconocimiento de la depreciación y amortización, la disminución en la deuda total y en los beneficios a los empleados, así como el incremento en las aportaciones patrimoniales, entre otros, se tradujeron en una disminución en el patrimonio negativo de la empresa, para el año que se reporta el impacto fue 401,179 MM\$.



En términos del flujo de efectivo presupuestal

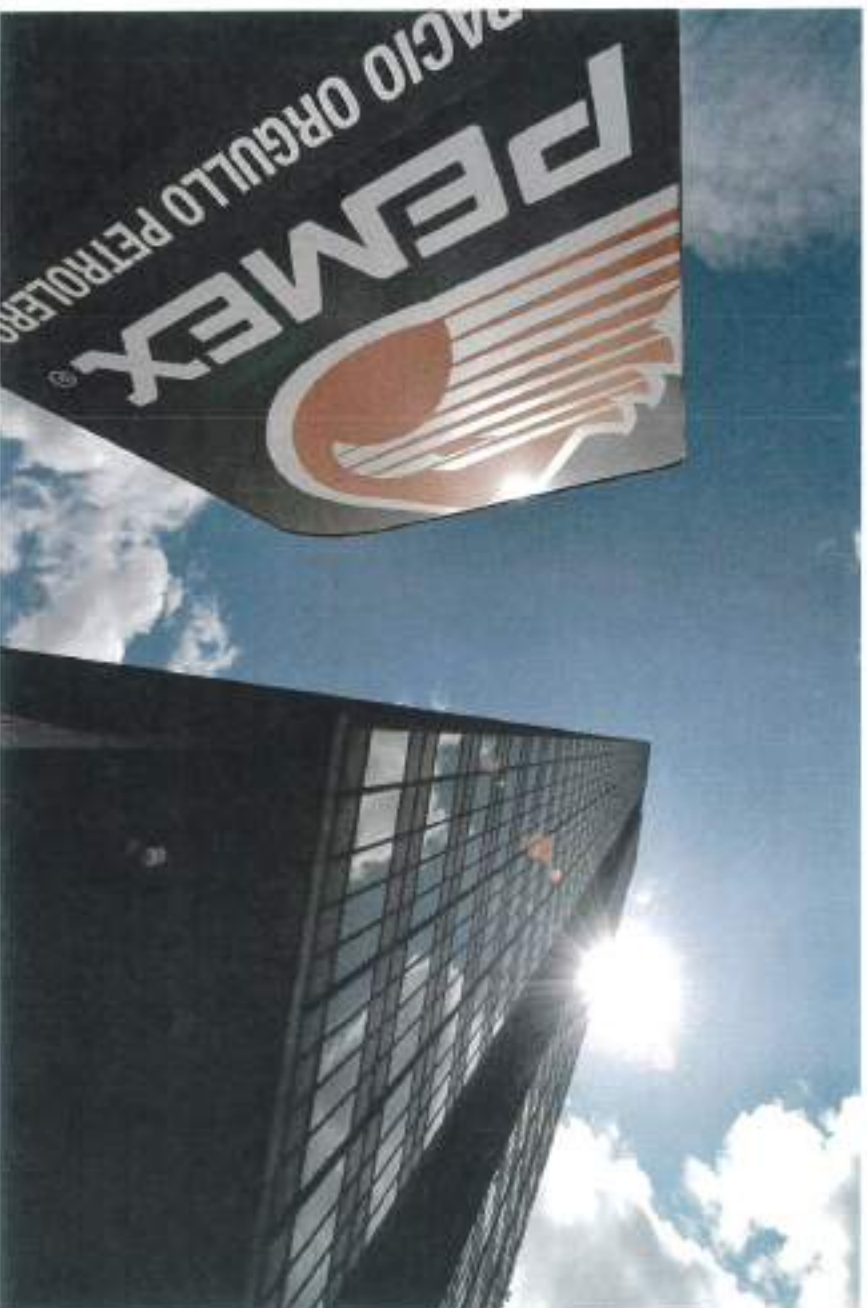
- Los ingresos brutos de la empresa totalizaron 2,617,764 MM\$, 37.6% por arriba de los programados en el presupuesto original, lo cual se explica, principalmente, por aumentos en el precio internacional del crudo y por una recuperación de la actividad económica más rápida de la esperada después de la crisis por la contingencia sanitaria.
- En el rubro de otros ingresos, durante 2022 Pemex recibió aportaciones patrimoniales de apoyos financieros del Gobierno Federal por 188,306.7 MM\$, de los cuales aplicó 45,437.5 MM\$ para amortización de deuda.
- El gasto programable registró 670,749 MM\$, esto es, un monto 5.4% superior al previsto en el presupuesto original. En cuanto al gasto no programable, los conceptos de mercancía para reventa y pago de impuestos sufrieron incrementos respecto a lo programado.
- La inversión en flujo de efectivo ejercida durante 2022 ascendió a 467,156 MM\$, 11% superior, en términos reales, a lo ocurrido en 2021. El 94% de este monto correspondió a PEP y a PTRI.
- El Balance Financiero alcanzó un valor de 38,328 MM\$, que contrasta favorablemente con el monto aprobado por el Congreso de la Unión a Pemex por (-62,750) MM\$.

Al término del 2022, la deuda de Pemex se integró por 344,281 MM\$ de componente interno y por 87,967 millones de dólares Estados Unidos de América (MMUS\$) de componente externo.

La base de trabajadores con que cuenta Pemex representa el principal activo, sin el cual no sería posible el desarrollo de la empresa. Al 31 de diciembre de 2022, el total de plazas ocupadas fue 116,063. Conforme al compromiso presidencial, está en marcha el proceso de basificación de personal transitorio que labora en la empresa.

Desde una perspectiva corporativa, la atención al personal se proporcionó a través de diversos aspectos que cubren la asistencia y cuidado médico, así como su continua preparación técnica.

En medicina preventiva, se llevaron a cabo programas de vacunación universal, con la aplicación de casi 300 mil vacunas y detección de enfermedades crónicas, mediante 478 mil estudios, así como la ejecución de actividades relativas a la contingencia sanitaria por COVID-19.



Respecto a la promoción de la salud, fueron relevantes las jornadas de salud y las campañas de concientización, además de la atención a las principales patologías que aquejan a los derechohabientes concentrando esfuerzos en la hipertensión arterial y la diabetes.

El personal de Pemex tuvo acceso a programas de capacitación y desarrollo y de formación de talento humano, mediante la ejecución de 3,548 eventos distribuidos en las áreas corporativas y las Empresas Productivas Subsidiarias. Asimismo, la Universidad Empresarial de Pemex tuvo una gestión importante, mediante el otorgamiento de becas y su intervención como enlace para participar en foros de nivel mundial.

El apoyo corporativo se extiende también al ámbito productivo, donde se realizaron contrataciones por un monto de 436,202 millones de pesos (MM\$). De este monto, por abastecimiento convencional corresponde el 72.5% y el resto fue a través de abastecimiento estratégico. En particular, las contrataciones a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas fueron de aproximadamente 26 mil millones de pesos (MMM\$). Con el fin de fortalecer la transparencia, imparcialidad e integridad de las contrataciones, se atestiguanon 13 procedimientos de contratación.

Mediante la implementación de mejores prácticas en los procedimientos de contratación y por contención del gasto, como resultado de la revisión en los procedimientos de contratación, se lograron ahorros derivados por un monto de 56,828 MM\$ para 2022.

Asimismo, se continuó el gasto en el rubro de boletos de avión, teléfono, asesorías, comunicación y eventos. Para el periodo 2019-2022 estos conceptos sumaron 2,983 MM\$, en concreto con 25,905 MM\$ para el mespo 2007-2012 y 3,673 MM\$ ejercidos durante 2013-2018.

Un área sensible para las operaciones de Pemex es la salvaguarda de sus instalaciones. En ese sentido, se planearon acciones para el combate al mercado ilícito de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y para la obtención de tomas clandestinas. Durante 2022, se alcanzó un volumen recuperado de hidrocarburos superior a los 12 mil millones de litros.

En lo referente al apoyo legal, destaca la formalización del contrato para la recompra de la planta de hidrógeno de la Refinería de Madero, por un monto de casi 750 MM\$.

Por otra parte, el soporte en el sector de tecnologías de información se manifestó por medio de diversas acciones tales como: mejoras en la APP móvil ASISTE; creación del centro de respuesta a incidentes de ciberseguridad; seguimiento y acompañamiento para la continuidad operativa de TI en la refinería Femex Deer Park y la contratación para la sustitución de equipos de cómputo para más de 30 mil trabajadores.

Además, Pemex incorporó acciones de responsabilidad social para fomentar la estabilidad necesaria para desarrollar sus operaciones de manera segura y continua.

Por este sentido, la inversión social que se ejerció durante 2022 sumó 2,244 MM\$, con un cumplimiento de 50% respecto a 2021. El 97% de este monto se concentró en donaciones de combustibles y apoyo y acciones implementadas a través del PACMA. Las entidades más favorecidas fueron Tlaxcala, Campeche y Veracruz.

En el marco del Modelo Operativo Rápido en Administración por Procesos (MOBAP) se realizó la actualización de las actividades de alto nivel de los 12 procesos insubstitucionales. Se impartió capacitación en Gestión por Procesos y más de mil participantes, además de que concluyó la Fase 1 "Definición del Proyecto" para dos de los seis Procesos seleccionados para instrumentar un Proyecto de Mejora. En materia de Administración de Riesgos de Proceso, se realizaron las etapas de la metodología consistentes en: identificación de riesgos y factores, Evaluación de riesgos y Definición de las medidas de tratamiento.

Como parte del aseguramiento de que los recursos asignados y las actividades que realiza la empresa se lleven a cabo con eficiencia, eficacia y transparencia, se incorporaron mejoras en el Sistema de Control Interno (SCI) que se reflejaron, principalmente, en una baja sensible en las observaciones realizadas por los auditores externos que pasaron de 53 en 2021 a solo 21 reconocidas en 2022.



Otro aspecto relevante fue un incremento importante en los monitoreos de control interno financiero, que formaron parte de la evaluación Sarbanes-Oxley (SOX), los cuales pasaron de 98 en 2021 a un total de 131 en 2022.

Asimismo, se continuó trabajando en la administración de riesgos relevantes de Pemex en las vertientes de crédito comercial, financieros, continuidad de operaciones seguras, y ambientales, este último creado en octubre de 2022. También se revisaron y actualizaron los riesgos estratégicos y sus escenarios para incorporarlos en el Plan de Negocios 2023-2027.

Dentro del Programa Pemex Cumple, las acciones relevantes llevadas a cabo en sus cuatro ejes fueron: capacitación a más de 35 mil personas en temas anticorrupción y conflicto de intereses, aplicación de 3,828 procesos de debida diligencia, difusión de disposiciones jurídicas aplicables, capacitación de 48,330 servidores públicos de Pemex y sus EPS en temas de transparencia y protección de datos, obtención de calificación 100% en dictámenes de cumplimiento ante el INAI, y reconocimiento por su proactividad a PEMEX ASISTE y el refrendo de la Base de Datos Institucional (BDI) pública, principalmente.

## Indicadores

### Precios

Indicador	2021	2022
WTI (US\$/b)	68.10	94.58
Brent (US\$/b)	70.81	101.12
Mezcla Mexicana de Exportación (US\$/b)	65.78	89.35
Gas natural seco (US\$/MMBtu) <sup>1</sup>	3.89	6.45

<sup>1</sup> Precio Henry Hub.

### Operativos

Indicador	2021	2022
Reservas probadas totales (MMbpce) <sup>1</sup>	7,429	7,451
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce) <sup>2</sup>	505	608
Producción de hidrocarburos líquidos (Mbd) <sup>3</sup>	1,756	1,785
Producción de gas natural (MMpcd) <sup>4</sup>	4,746	4,768
Proceso de gas (MMpcd)	2,628	2,770
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	712	816
Producción de petrolíferos y gas licuado (Mbd) <sup>5</sup>	806	915
Producción de petroquímicos (Mt) <sup>6</sup>	5,350	5,050
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) <sup>7</sup>	953	1,163
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	2,290	2,286
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,018	953

<sup>1</sup> Para 2021 cifra Pemex. El dato oficial de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) es 7,329 MMbpce. Para 2022 el dato es información preliminar el 31 de diciembre.

<sup>2</sup> Para 2021 cifra Pemex. El dato oficial de la CNH es 16.1 MMbpce. Para 2022 es información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

<sup>3</sup> Incluyen la producción de socios y los condensados producidos en campos.

<sup>4</sup> Incluyen la producción de socios, nitrógeno y CO<sub>2</sub>.

<sup>5</sup> Para 2022 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación (833.3 Mbd) y gas licuado de los complejos procesadores de gas (81.6 Mbd) y 0.1 Mbd de los complejos petroquímicos.

<sup>6</sup> Producción bruta. Para 2022 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación por 423.7 Mt, complejos procesadores de gas 2,385.6 Mt, y de los complejos petroquímicos 2,241 Mt.

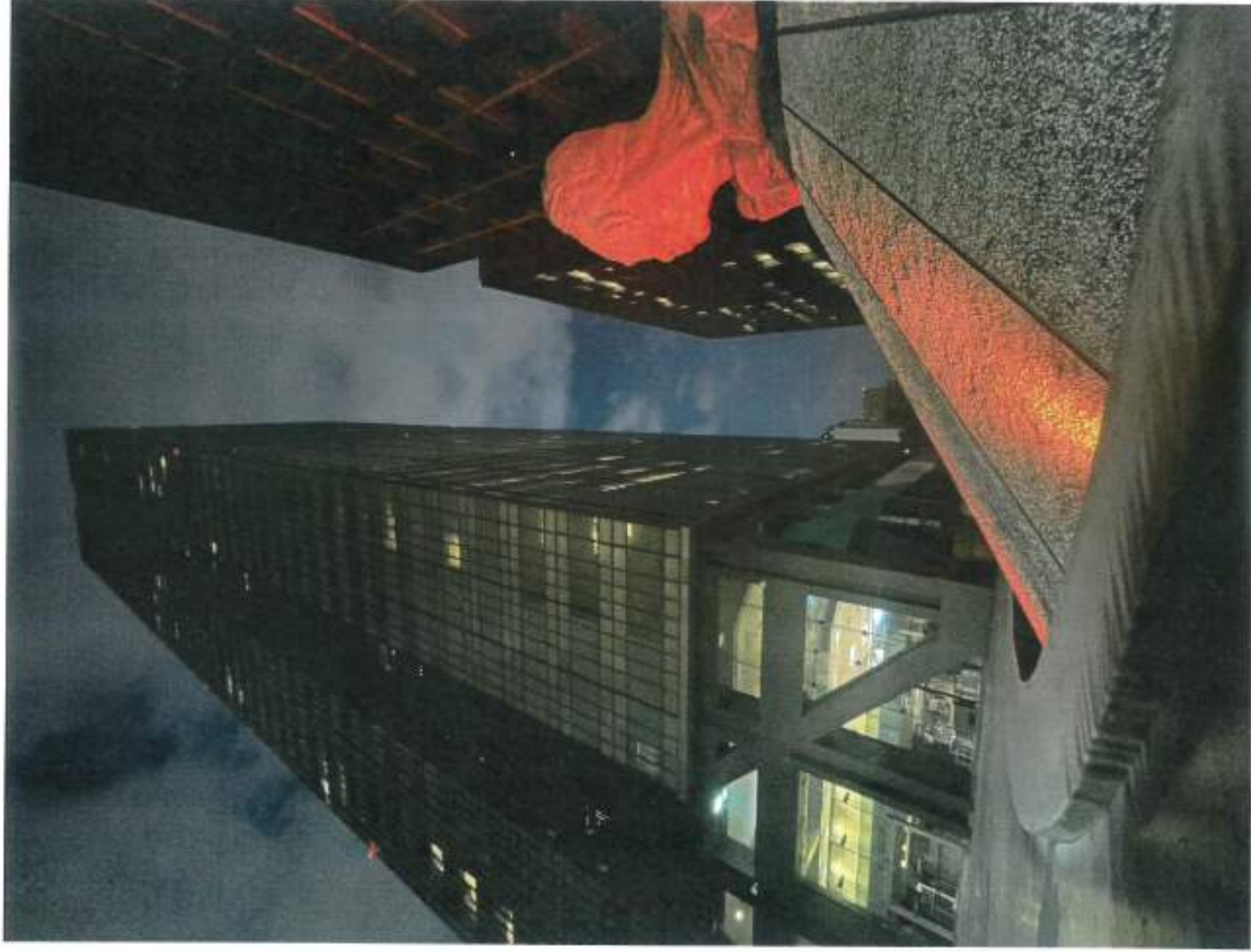
<sup>7</sup> No incluye gas licuado.

## Financieros

Indicador (millones de pesos)	2021	2022
Balance financiero	64,962	38,328
Deuda consolidada	2,249,696	2,091,464
Tasa anual de crecimiento de la deuda, %	(0.4)	(7.0)
Total de ventas	1,495,629	2,383,388
EBITDA <sup>1</sup>	493,420	733,947
Margen EBITDA, % (EBITDA/Total de ventas)	33	31
Rendimiento de operación	228,928	445,458
Ingreso financiero	28,907	27,228
Costo financiero <sup>2</sup>	164,572	159,684
Rendimiento antes de impuestos	12,573	420,179
(Pérdida) rendimiento neto	(294,776)	99,998
Total del activo	2,052,098	2,245,558
Total del pasivo	4,222,099	4,014,360
Total del patrimonio	(2,170,001)	(1,768,822)

<sup>1</sup> Rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del período de beneficios a empleados, netos de pagos de pensiones y servicio médico.

<sup>2</sup> No considera: el costo neto en instrumentos financieros derivado, la pérdida cambiaria neta, la pérdida neta en la participación en los resultados de compañías asociadas y el deterioro de negocios conjuntos.







---

2

PERFIL DE  
**PETRÓLEOS**  
**MEXICANOS**



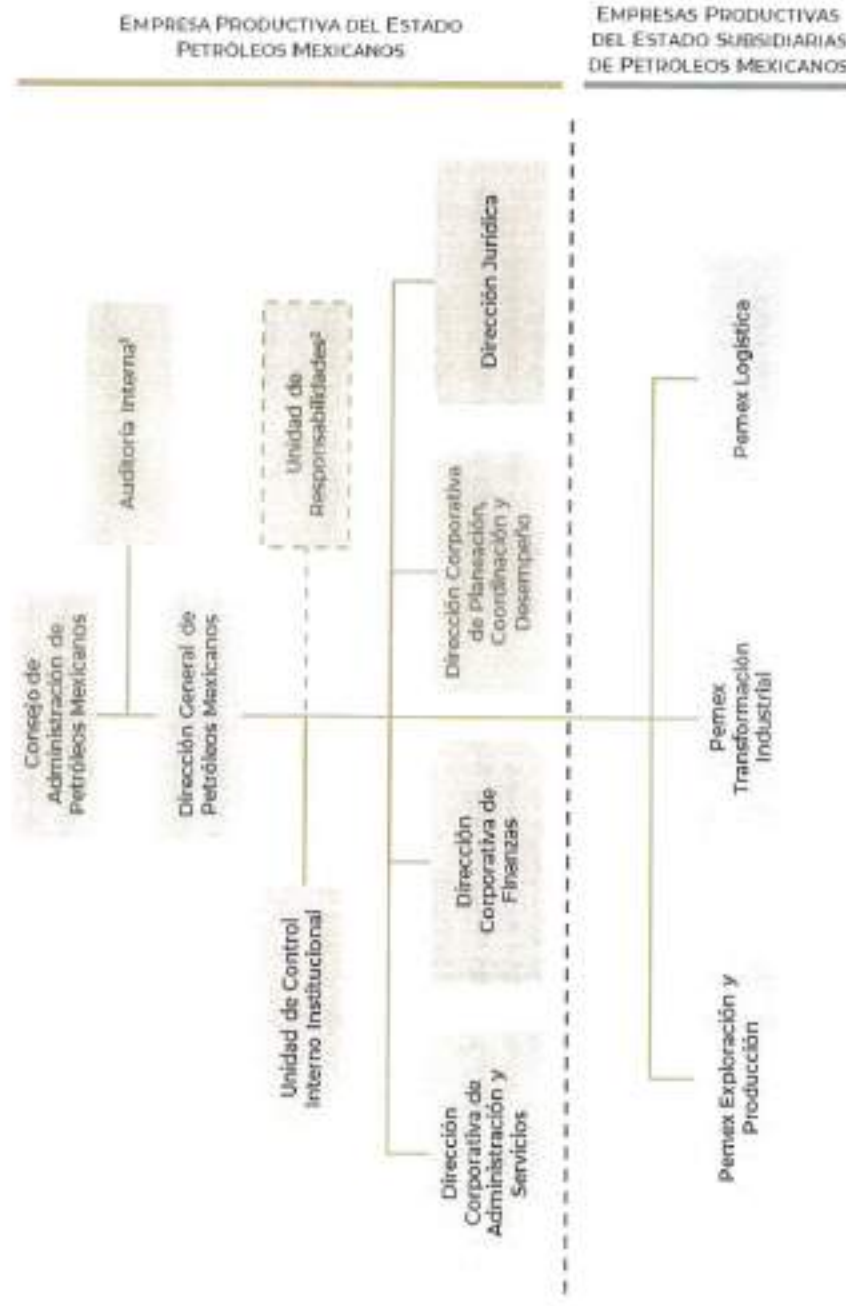
**P**etroleos Mexicanos (Pemex) es una Empresa Productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal cuyo propósito principal es generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, además de maximizar la renta petrolera para contribuir al desarrollo nacional. Por la magnitud de sus operaciones, es la empresa más grande del país, está posicionada entre las compañías petroleras más importantes a nivel internacional.

Dentro del sector energético, considerado estratégico para el Estado, Pemex realiza actividades de una manera integrada en la cadena de valor, que abarca la exploración, producción, procesamiento, transporte y la comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Sus actividades están alineadas al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, y tienen como objetivo primordial apoyar el desarrollo económico y social del país, conforme al propósito general de la presente Administración.

Al cierre de 2022, las Empresas Productivas Subsidiarias con que contó Pemex, desarrollaron sus actividades en distintos rubros de la cadena de valor:

- **PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP):** Ejecuta la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.
- **PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (PTRI):** Actúa en la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, y en la venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos y petroquímicos secundarios.
- **PEMEX LOGÍSTICA (PLOG):** Proporciona servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos a Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y a terceros.

## Estructura organizacional de Petróleos Mexicanos



Estructura vigente a diciembre de 2022.

1 La Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría, Artículo 32 de la Ley de Petróleos Mexicanos y Artículo 177 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.

2 Conforme al artículo décimo primero transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, depende jerárquicamente de la Secretaría de la Función Pública.

Para llevar a cabo las transacciones comerciales de petróleo crudo y de productos derivados en los mercados internacionales, Pemex se apoya en la filial P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI), que a su vez cuenta con soporte de múltiples empresas prestadoras de servicios administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado, para cumplir cabalmente con sus funciones.

De manera complementaria, Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales tienen participación accionaria en empresas<sup>3</sup> variadas, que contribuyen de manera coordinada para cumplir de manera eficaz y eficiente los objetivos de Pemex.

3 La relación completa de las empresas se presenta en el apartado de "Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales", en el capítulo de Información General.

## 2.1 Órgano de gobierno

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos es el máximo órgano de gobierno de la empresa, es el responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus empresas filiales.

Está conformado por cinco consejeros representantes del Estado y cinco consejeros independientes, tal como lo establece la Ley de Petróleos Mexicanos. Al mes de abril de 2023, los integrantes son:

### CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

#### REPRESENTANTES DEL ESTADO

**PROPIETARIO**  
**Ing. Norma Rocío Nahle García**  
 Secretaria de Energía  
 Presidenta

**SUPLENTE**  
**Ing. Miguel Ángel Maciel Torres**  
 Subsecretario de Hidrocarburos  
 de la Secretaría de Energía

**Dr. Rogelio Eduardo Ramirez de la O**  
 Secretario de Hacienda y Crédito Público

**Mtro. Gabriel Yorio González**  
 Subsecretario de Hacienda y Encargado del  
 Despacho de la Subsecretaría de Ingresos

#### REPRESENTANTES DEL GOBIERNO FEDERAL

**PROPIETARIO**  
**Mtra. Raquel Buenrostro Sánchez**  
 Secretaria de Economía

**SUPLENTE**  
**Lic. Luis Abel Romero López**  
 Subsecretario de Industria y Comercio  
 de la Secretaría de Economía

**Ing. María Luisa Albores González**  
 Secretaria de Medio Ambiente y  
 Recursos Naturales

**Lic. Alonso Jiménez Reyes**  
 Subsecretario de Fomento y  
 Normatividad Ambiental

**Lic. Manuel Bartlett Díaz**  
 Director General de la Comisión Federal de Electricidad

#### CONSEJEROS INDEPENDIENTES

**Lic. Juan José Paulada Figueroa**  
**Lic. Humberto D. Mayans Canabal**  
**Mtro. Lorenzo Mauricio Meyer Falcón**

**Ing. José Eduardo Beltrán Hernández**  
**Arq. Laura Itzel Castillo Juárez**

#### SECRETARIA

**Lic. Leslie Mónica Caribo Puga**

#### PROSECRETARIA

**Lic. Ethel Tatiana de los Santos Flores**

Actualizado al mes de abril de 2023.

Para cubrir diversas especialidades de gestión, el Consejo de Administración cuenta con seis comités de apoyo:

- **COMITÉ DE AUDITORIA:** Da seguimiento a la gestión y evaluación de desempeño financiero y operativo de la empresa; supervisa los procesos vinculados con la generación de información financiera, así como la ejecución de auditorías.
- **COMITÉ DE RECURSOS HUMANOS Y REMUNERACIONES:** Propone el mecanismo de remuneración de los niveles jerárquicos superiores, así como la política de contratación, de evaluación del desempeño y de remuneraciones de resto de personal; y propone los convenios de capacitación, certificación y actualización con instituciones formativas.
- **COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES:** Auxilia en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones; analiza el plan de negocios y formula recomendaciones a respecto; y da seguimiento a las inversiones que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración.
- **COMITÉ DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS:** Formula recomendaciones y opiniones en materia de contrataciones, opina sobre las propuestas respecto a las políticas y disposiciones en materia de contrataciones de seguimiento a las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; prueba los casos en que proceda la exención a la licitación pública para que Entiós Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias contraten con empresas filiales de Entiós Mexicanos; revisa los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras y formula las recomendaciones que estime pertinentes al Consejo de Administración.
- **COMITÉ DE NEGOCIOS EXTERNOS:** Formula recomendaciones para establecer estrategias corporativas. Con relación a las empresas filiales y en las que se tenga participación; auxiliar en el establecimiento de disposiciones relacionadas a la operación y seguimiento a sus resultados; recomendar medidas para que se ajusten a las disposiciones y prácticas; y evaluar las estructuras, políticas, cumplimiento normativo, directivos y plantilla general. Dar seguimiento a las disposiciones internacionales aplicables, así como conocer de lo emitido por organismos internacionales relevantes. Emitir opinión sobre las operaciones en las partes relacionadas distintas a giro ordinario que afectan a Pemex.
- **COMITÉ DE SOSTENIBILIDAD:** Propone directrices, prioridades y políticas generales en materia Ambiental, Social y de Gobernanza (ASG); propone objetivos y metas de riesgos y oportunidades en materia de sostenibilidad. Formula recomendaciones para la adopción y seguimiento de las mejores prácticas internacionales para la atención de los criterios ASG, incluyendo lo relacionado con el impacto en el negocio; impulsa los informes en materia ASG, así como emite observaciones o propuestas de mejora en dichas materias; impulsa la revelación de la información en asuntos ASG, así como cualquier otro aspecto de sostenibilidad. Durante la Sesión 1002 Ordinaria del 13 de diciembre del 2022, CA Pemex, aprobó la creación de este Comité.

En el periodo del 1º de enero al 31 de diciembre de 2022, se llevaron a cabo 18 sesiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y se adoptaron 147 Acuerdos.

Año	Total Sesiones	Ordinarias	Extraordinarias	No. de Acuerdos
2022	18	4	14	147

Durante 2022, todas las sesiones se realizaron de manera híbrida: presencial y por medios remotos de comunicación, de conformidad con las Reglas de Operación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

Entre los asuntos de relevancia destacan la actualización del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias por el periodo 2023-2027, en el cual se establece la visión estratégica de la empresa, sus objetivos y oportunidades de negocio, las principales estrategias comerciales, financieras y de inversión, así como los principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales.

Se autorizaron mecanismos financieros para apoyar a los proveedores y contratistas, sin presionar el techo de endeudamiento aprobado y se presentaron diversos casos de negocio, entre los que se distinguen los relativos a los Campos Quesqui, Ayatsil, Lakach, Tekel, Utsil, Nejo, Ku, Zaap, Baca-Lum; así como estrategias para la ejecución de los proyectos de aprovechamiento de residuales en las Refinerías de Salina Cruz y Tula.

Petróleos Mexicanos tiene la potestad de realizar algunas actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto, a través de Empresas Productivas Subsidiarias, cada una a través de sus Consejos de Administración, dirige y administra sus actividades de acuerdo con sus objetos operativos y de servicios.



En relación con los Consejos de Administración de las Empresas Productivas Subsidiarias, se presenta la integración de cada uno al mes de febrero de 2023:

## CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS

### PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

PROPIETARIO	SUPLLENTE
<p><b>Ing. Octavio Romero Oropeza</b> Director General de Pemex (Presidente)</p>	<p><b>Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina</b> Director Corporativo de Administración y Servicios de Petróleos Mexicanos</p>
<p><b>Ing. Jorge Luis Basaldúa Ramos</b> Director General de Pemex Transformación Industrial</p>	<p><b>Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes</b> Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos</p>
<p><b>Ing. Jorge Luis Basaldúa Ramos</b> Director General de Pemex Transformación Industrial</p>	<p><b>Ing. Reinaldo Wences Simón</b> Subdirector de Evaluación y Cumplimiento Regulatorio</p>
<p><b>Lic. Javier Núñez López</b> Subdirector de Abastecimiento de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios</p>	<p><b>Lic. Fernando Palao Espíndola</b> S.P.A. del Titular de la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción de la Subdirección de Abastecimiento</p>
<p><b>Lic. Carlos Fernando Cortez González</b> S.P.A. del Titular de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos</p>	<p><b>Lic. Raúl Rodríguez Ramírez</b> Coordinador de Operación Presupuestal de Pemex Exploración y Producción</p>
<p><b>Ing. Ángel Cid Munguía</b> Director General Pemex Exploración y Producción</p>	<p><b>Ing. José Luis Chávez Suárez</b> Coordinador Ejecutivo de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción</p>
<p><b>REPRESENTANTE DE SENER</b> <b>Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán</b> Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos</p>	<p><b>REPRESENTANTE DE SENER</b> <b>Ing. Alfonso López Alvarado</b> Director General de Contratos Petroleros</p>
<p><b>REPRESENTANTE DE SHCP</b> <b>Mtro. Gabriel Yorlo González</b> Encargado del Despacho de la Subsecretaría de Ingresos</p>	<p><b>REPRESENTANTE DE SHCP, INDISTINTAMENTE</b> <b>Mtra. Karina Ramírez Arras</b> Encargada de Despacho de la Unidad de Ingresos sobre Hidrocarburos</p>
<p><b>Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores</b></p>	<p><b>Lic. Juan Carlos Maldonado Mercado</b></p>
<p><b>SECRETARIA</b></p>	<p><b>PROSECRETARIO</b></p>

PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL

PROPIETARIO

**Ing. Octavio Romero Oropeza**  
 Director General de Pemex  
 (Presidente)

SUPLENTE

**Ing. Marcos Manuel Herrera Alamina**  
 Director Corporativo de Administración  
 y Servicios de Petróleos Mexicanos

**Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes**

Director Corporativo de Planeación,  
 Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos

**Ing. Jorge Luis Basaldúa Ramos**

Director General  
 de Pemex Transformación Industrial

**Ing. Reinaldo Wences Simón**

Subdirector de Evaluación  
 y Cumplimiento Regulatorio

**Ing. Marcos Manuel Herrera Alamina**

Director Corporativo de Administración  
 y Servicios de Petróleos Mexicanos

**Lic. Franco Octavio Veltes Palavicini Pesquera**

Subdirector de Capital Humano de la  
 Dirección Corporativa de Administración y Servicios

**Lic. Carlos Fernando Cortez González**

S.P.A. del Titular de la Dirección Corporativa  
 de Finanzas de Petróleos Mexicanos

**Lic. Mario Peredo Melchor**

Coordinador de Operación Presupuestal de Pemex  
 Transformación Industrial en la Dirección Corporativa de  
 Finanzas

**Ing. Ángel Cid Munguía**

Director General  
 de Pemex Exploración y Producción

**Ing. José Luis Chávez Suárez**

Coordinador Ejecutivo de la Dirección General  
 de Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

**Ing. Víctor David Palacios Gutiérrez**  
 Director General de Gas Natural  
 y Petroquímicos

REPRESENTANTE DE SENER

**Ing. Alfonso López Alvarado**  
 Director General de  
 Contratos Petroleros

REPRESENTANTE DE SHCP

**Mtro. Gabriel Yorio González**  
 Encargado del Despacho de la  
 Subsecretaría de Ingresos

REPRESENTANTE DE SHCP, INDISTINTAMENTE

**Mtra. Karina Ramírez Arras**  
 Encargada del Despacho de la Unidad de  
 Ingresos sobre Hidrocarburos

SECRETARIA

**Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores**

PROSECRETARIA

**Lic. Nancy Jaqueline Javier Flores**



## PEMEX LOGÍSTICA

### PROPIETARIO

**Ing. Octavio Romero Oropeza**  
Director General de Pemex  
(Presidente)

### SUPLENTE

**Lic. Carlos Fernando Cortez González**  
S.P.A. del Titular de la Dirección Corporativa  
de Finanzas de Petróleos Mexicanos

**Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes**

Director Corporativo de Planeación,  
Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos

**Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina**  
Director Corporativo de  
Administración y Servicios de Petróleos Mexicanos

**Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera**

Subdirector de Capital Humano de la  
Dirección Corporativa de Administración y Servicios

**Ing. Brenda Fierro Cervantes**  
Subdirectora de Tecnologías de la Información  
de la Dirección Corporativa de Administración y  
Servicios

**Lic. Martha Patricia Moreno Gálvez**  
Titular de la Coordinación de Soluciones  
y Servicios de Negocio

**Lic. Guillermo Alejandro Perabeles Garza**  
Subdirector de Planeación Estratégica,  
Análisis Regulatorio y Empresas Filiales  
de la Dirección Corporativa de Planeación,  
Coordinación y Desempeño

**Lic. Raquel Morón Becerril**  
Gerente de Planeación  
y Seguimiento a Empresas Filiales

**Lic. José María Del Olmo Blanco**  
Subdirector de Presupuesto y Contabilidad  
de la Dirección Corporativa de Finanzas

**Ing. Salvador Ernesto Martín Pérez**  
S.P.A. del Titular de la Gerencia  
de Soporte y Gestión del Proceso Presupuestal

**Mtra. Leticia del Carmen Gómez García**  
S.P.A. del Titular de la Coordinación de  
Abastecimiento para Transformación Industrial

**Mtra. Nora Zoraida Espinosa Mora**  
Gerente de Contrataciones para Producción,  
Comercialización y Confiabilidad

**Act. Antonio López Velarde Loera**  
Subdirector de Administración de Riesgos  
y Aseguramiento de la  
Dirección Corporativa de Finanzas

**Ing. Eifel Soriano Torres-Cil**  
S.P.A. del Titular de la Gerencia de  
Administración de Riesgos

### SECRETARIA

**Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores**

### PROSECRETARIA

**Lic. Laura Antonia Venegas González**

En el periodo del 1º de enero al 31 de diciembre de 2022, se llevaron a cabo 32 sesiones de los Consejos de Administración de las Empresas Productivas Subsidiarias y se adoptaron 160 Acuerdos. En la tabla siguiente se presentan las sesiones y acuerdos por Empresa Productiva Subsidiaria:

Empresa Productiva Subsidiaria	Total Sesiones	Ordinarias	Extraordinarias	Total de Acuerdos
Pemex Exploración y Producción	17	4	13	75
Pemex Transformación Industrial	7	4	3	50
Pemex Logística	8	4	4	35
<b>Totales</b>	<b>32</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>160</b>



## 2.2 Infraestructura

Las operaciones relacionadas con la industria del petróleo y gas se realizan en instalaciones industriales muy complejas y de gran escala. En México, Pemex es la empresa del ramo energético que cuenta con mayor infraestructura distribuida en todo el país, asociada a las cadenas productivas de petróleo crudo y gas natural. Por lo complejo de su funcionamiento, esta infraestructura se opera por personal que tiene alto grado de especialización y una vasta experiencia acumulada.

### Infraestructura petrolera 2021

Pozos productores en operación, final del periodo	6,792
Plataformas marinas (PEP)	300
Asignaciones en producción	261
Equipos de perforación y reparación de pozos <sup>1</sup>	82
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas <sup>2</sup>	9
Complejos petroquímicos <sup>3</sup>	6
Terminales de distribución de gas licuado <sup>4</sup>	10
Terminales de almacenamiento y despacho (TAD) productos petrolíferos	74
Terminales marítimas	5
Residencias de almacenamiento y servicios portuarios	10
Buques tanque	16
Autos tanque	1,444
Carros tanque <sup>5</sup>	348
Ductos en Pemex Logística (km)	17,872

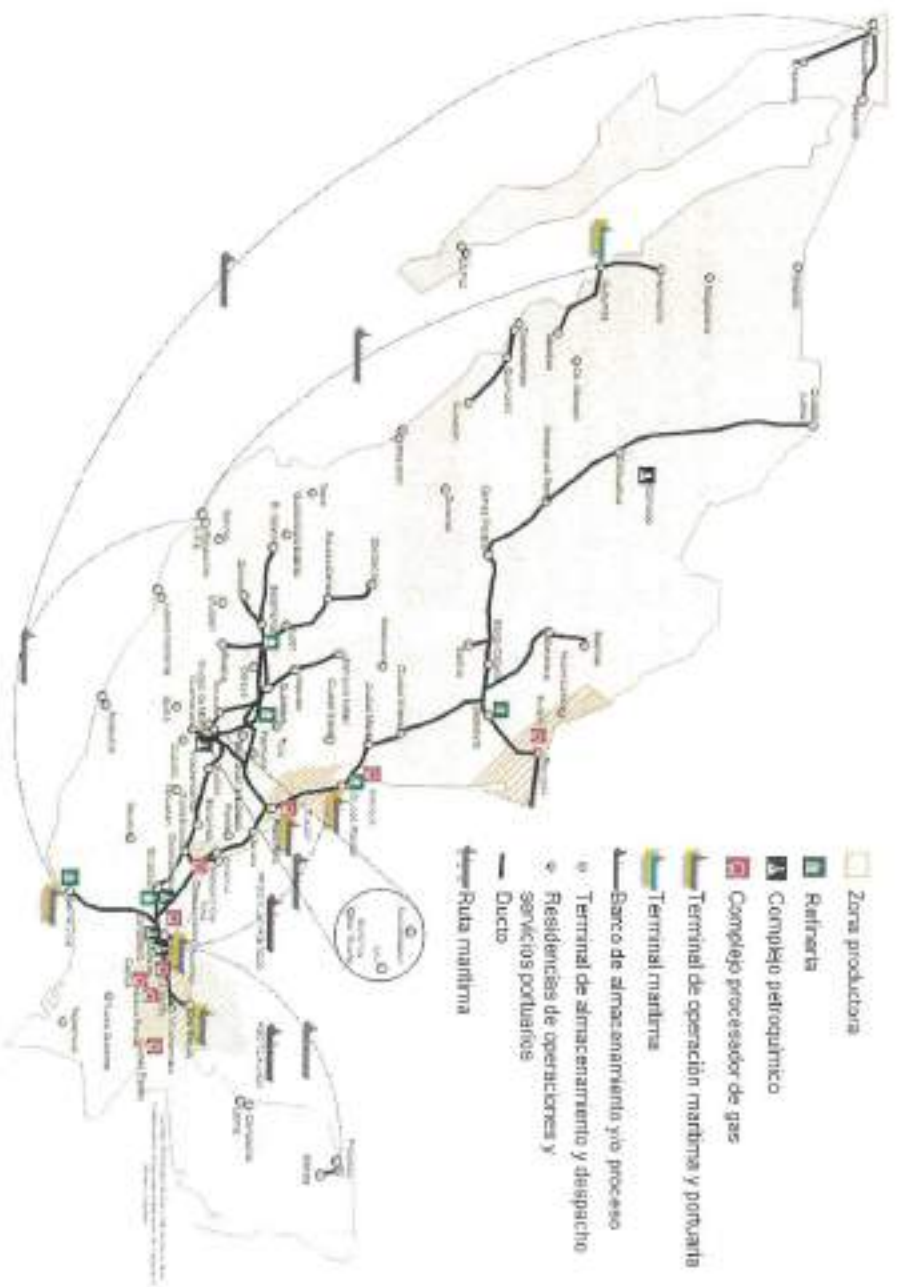
1 Equipos de Pemex, incluye rentados con mantenimiento integral y tripulados con personal.

2 Incluye el Complejo Procesador de Gas y Aromáticos Área Coahuilteca, que comprende instalaciones ubicadas en Pajaritos y en los complejos petroquímicos Camgüeja y Morelos.

3 Cosoleacaque, Camargo, Camgüeja, Pajaritos, Morelos, Independencia (San Martín Texmelucan).

4 Conectadas a ducto.

5 No incluye arrendados.



## 2.3 Mercado

El año 2022 inició con expectativas de crecimiento en la economía y de una demanda de petróleo aumentaría después de superar la pandemia COVID-19 del año anterior; sin embargo, la invasión de Rusia a Ucrania del 24 de febrero cambió el escenario mundial de la economía, en particular el del sector energía.

Rusia, el segundo productor de petróleo y principal exportador de gas natural colapsó el mercado de energía al disminuir sus exportaciones a Europa, lo que generó un panorama de escasez y aumento de precios.

Ante la invasión, la Unión Europea y EUA adoptaron sanciones financieras y de comercio exterior a Rusia. Las exportaciones rusas a Europa disminuyeron, en los países europeos los inventarios se redujeron, afectando sus cadenas productivas. El precio del petróleo alcanzó el 7 de marzo cotizaciones máximas: el crudo Brent se posicionó en 137.64 US\$/b y del WTI en 123.70, mientras que la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) alcanzó un máximo el 8 de marzo en 119.62 US\$/b.

Así, en marzo el presidente de Estados Unidos anunció la liberación de reservas estratégicas de Estados Unidos de hasta 180 millones de barriles durante el año y la Agencia Internacional de Energía (AIE) acordó liberar un total de 120 millones de barriles de reservas estratégicas, 60 millones correspondieron a Estados Unidos y 60 millones por el resto de los países integrantes de la AIE, esto con la promesa de contener la escalada en el precio de microcarburo.

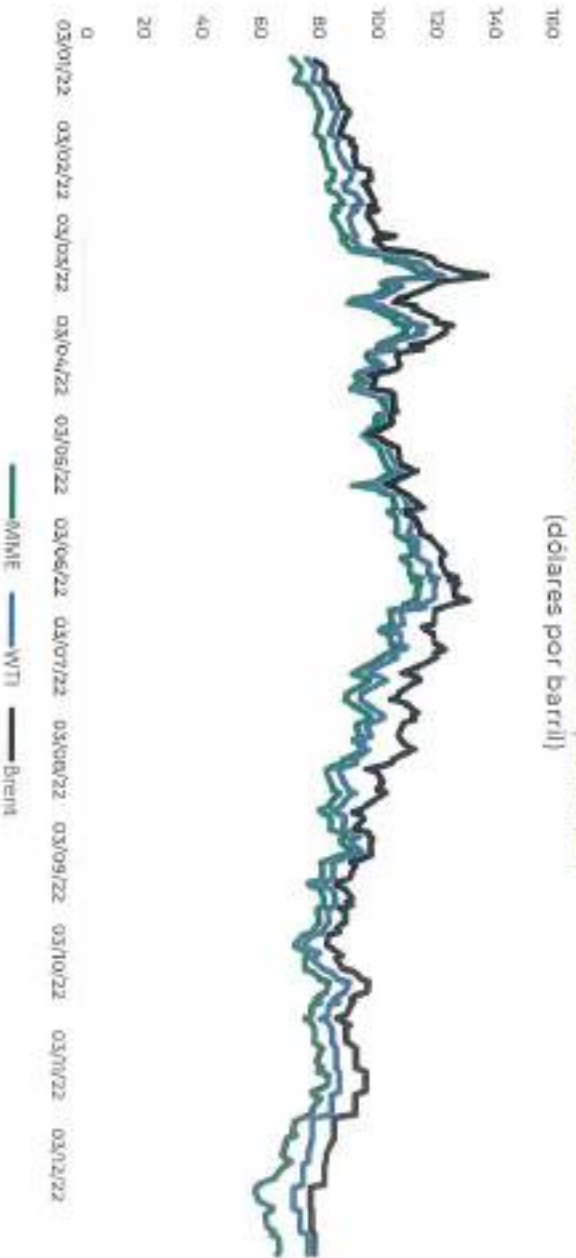
Posteriormente en junio, la Unión Europea adoptó un nuevo paquete de sanciones contra Rusia para reducir las importaciones rusas hasta en un 90% de cara a final de año. En estos meses se tienen bajas inventarios de productos refinados, en un periodo estacionalmente alto en la demanda de estos productos presionó el aumento en precios, particularmente en gasolina y diésel.

La producción de los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y países aliados (OPEP+) no lograron aumentar la producción establecida en sus acuerdos en 2022 por lo que la oferta de petróleo no aumentó.

A partir del mes de junio de 2022, la Reserva Federal de Estados Unidos (FRB) aplicó una política monetaria restrictiva con un mayor incremento en las tasas de interés, 0.75 puntos base en lugar de 0.25 puntos base. Con declaraciones de sus funcionarios respecto de que para combatir la tasa de inflación se continuaría con esta política, se generó un expectativas de una recesión económica mundial. En los siguientes meses, los bancos centrales de otros países adoptaron también la política de aumentos en las tasas de interés para combatir la inflación. Por otro lado, la fuerte alza del dólar americano que llegó a 108 unidades por dólar superior a lo observado desde 2002, fue un factor adicional que disminuyó la demanda de crudo. Con esto, los precios presentaron una tendencia clara a disminuir durante el segundo semestre de 2022. Adicionalmente, la política de "cero contagios" tomada por China ante nuevos brotes de COVID-19, no se redujo hasta el mes de diciembre, lo que limitó el crecimiento económico en China, uno de los principales consumidores de petróleo a nivel mundial, con lo que disminuyó la demanda por petróleo y sus derivados.

Los precios del crudo observados en la semana que finalizó el 7 de diciembre presentaron niveles mínimos del 2022, como resultado de bajas expectativas de crecimiento económico ante aumentos en tasas de inflación y una política antirinflacionaria de la FRB. Con relación a la MME, en 2022 el promedio fue de 69.45 US\$/b, con un incremento de +23.57 US\$/b con respecto al promedio de 2021, y registró variaciones dentro de un rango de un máximo de 119.62 US\$/b y un mínimo de 60.42 US\$/b.

Precios de petróleo crudo Brent, WTI y Mezcla Mexicana de Exportación (dólares por barril)



## Precio Gas Natural

El precio del Henry Hub en 2022 promedió 6.45 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US\$/MMBtu), superior en 2.56 US\$/MMBtu (65.8%) respecto al precio promedio de 2021.

Los precios del gas Henry Hub durante los primeros meses de 2022 presentaron una tendencia positiva, debido a bajos inventarios en Estados Unidos. La invasión de Rusia a Ucrania generó condiciones para el cierre en cadenas de suministro, bajos inventarios a nivel mundial de gas natural y presiones a aumentos en los precios. Ante la menor disponibilidad de gas ruso para los países europeos, se abrió la exportación de gas de otros países, incluido el CNL de Estados Unidos. En el mes de mayo se registró un precio máximo de 9.43 US\$/MMBtu.

La explosión del 9 de junio de 2022 en la terminal de exportación en Freeport LNG, en la costa del Golfo de Texas, cerró por seis meses el puerto más importante de las exportaciones de gas natural de Estados Unidos, con lo cual se redujo el suministro a los compradores europeos de gas natural licuado, ante lo cual nuevamente el precio del gas natural alcanza un máximo de 9.85 US\$/MMBtu el 22 de agosto.

Precio Henry Hub  
(dólares por millón de BTU)



En los últimos cuatro meses de 2022, se tiene una clara tendencia a la baja, debido a una menor demanda por parte de los países europeos que ante un clima menos cálido, resultó un aumento importante en inventarios de los países europeos y una disminución en precio del gas natural.

#### Apoyo a la gasolina y el diésel

El efecto del aumento del precio del petróleo generó presiones inflacionarias a nivel internacional, que llevaron posteriormente a tomar políticas antiinflacionarias como es el caso de los aumentos en las tasas de interés.

En México, el gobierno federal implementó el apoyo a la gasolina y el diésel a través del estímulo fiscal del Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS) a partir de marzo de 2022, esto con el fin de proteger el poder adquisitivo al evitar incrementos en términos reales.

Esta acción evitó que el precio de la gasolina alcanzara una cotización de nivel internacional y se mantuviera en un precio para el público inferior a los 23 pesos durante todo el año. En México la inflación de 2022 fue de 7.7% y no presentó aumento importante respecto a la observada en 2021 de 7.36%.

La inflación en otros países presentó cambios importantes de 2021 a 2022; en Argentina de 50.9% a 94.8%, en Chile de 7.23% a 12.8%, en Francia de 1.64% a 5.22% y en Alemania de 3.21% a 7.9%, respectivamente.

## 2.4 Estrategia y perspectivas

### Marco estratégico

En 2022, el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2021-2025 dictó el rumbo de las acciones de la empresa. Los objetivos y las estrategias incluidas en este Plan de Negocios consolidaron la estrategia planteada por la presente administración hacia la eficiencia y la recuperación de Pemex.

A través de su Plan de Negocios 2021-2025, Pemex planteó la continuidad de la ruta hacia la recuperación de sus capacidades productivas, en el marco de un manejo responsable de los recursos que, sin desatender los compromisos financieros, respaldaron el desarrollo de proyectos productivos.

El desempeño observado en materia financiera y operativa demuestra los efectos positivos de esta estrategia, que ha permitido revertir la tendencia negativa en la producción de hidrocarburos y derivados, abonando con esto, a la seguridad energética nacional y dando certeza a la industria y sociedad mexicana en el abasto de combustibles.

A nivel mundial, las condiciones del entorno que impactan los mercados financieros y energéticos refuerzan la visión del carácter estratégico que el sector energía tiene para cualquier sociedad; es importante mencionar que, si bien las energías renovables van incrementando su participación como fuente de suministro de energía primaria, los hidrocarburos mantienen una presencia dominante en la matriz mundial de suministro.

En este contexto, ante los eventos geopolíticos sucedidos en 2022 (la guerra Rusia-Ucrania, de manera destacable) que impactaron fuertemente los mercados energéticos, Pemex realizó una actualización de su estrategia, misma que, a partir de los logros y resultados alcanzados, mantiene el enfoque en la recuperación de las capacidades productivas a lo largo de la cadena de valor y presenta de manera más visible los esfuerzos integrales en su ruta hacia un desempeño sostenible.

Así, en diciembre de 2022, el Consejo de Administración de la empresa aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Acuerdo CA-020/2022 de la Sesión 1002 Ordinaria del 13 de diciembre de 2022.



Bajo la perspectiva planteada por el Gobierno de México, este Plan de Negocios refleja la posición de Pemex como un actor preponderante en la cadena de valor de los hidrocarburos y como un instrumento para fortalecer la seguridad energética del país; condiciones que se establecen para Pemex en su Misión y Visión:

#### Misión

Contribuir a la seguridad energética mediante la producción, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y sus derivados con criterios de rentabilidad y sostenibilidad, en beneficio del desarrollo nacional.

#### Visión

Consolidarse como la empresa nacional más importante del sector hidrocarburos ofreciendo productos y servicios de calidad, de manera oportuna, eficiente y rentable en un marco de ética, transparencia y sostenibilidad.

En este Plan de Negocios, Pemex mantiene la estrategia para atender su rol como fuente de energía para la industria y la sociedad mexicanas y orienta sus esfuerzos en recuperar sus capacidades productivas y en incrementar la eficiencia de sus operaciones, en un marco fortalecido de responsabilidad social para consolidar su ruta hacia un desempeño sostenible.

La perspectiva estratégica en exploración y producción considera las áreas con mayor potencial productivo y económico y, aprovechando las competencias técnicas de su personal, la estrategia de Pemex enfoca la actividad en áreas terrestres y aguas someras, en el desarrollo acelerado de campos y para maximizar la productividad de sus campos, en la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

En Transformación Industrial, la perspectiva estratégica se orienta a incrementar la producción de petrolíferos de valor, con proyectos de crecimiento de la capacidad, proceso y de aprovechamiento de residuales; en lo que respecta al gas natural, la estrategia planteada se orienta al incremento de la disponibilidad de este hidrocarburo en el mercado nacional adecuando la infraestructura productiva, en línea con las metas de exploración y producción y diversificando las fuentes de suministro.

Por su parte, para la cadena de fertilizantes, la estrategia se orienta en la recuperación de las capacidades de la infraestructura para capturar su potencial e incrementar la producción de amoníaco, apoyando con esto, los programas de desarrollo del campo mexicano.

Todas las estrategias en la cadena productiva están respaldadas con proyectos para fortalecer los sistemas de transporte y de medición que incrementen la confiabilidad y la eficiencia de los servicios de tratamiento, transporte, almacenamiento y despacho de hidrocarburos.

Para dar mayor visibilidad a los esfuerzos, avances y logros en sostenibilidad, el Plan de Negocios 2023-2027 incluye de manera transversal el objetivo estratégico para *Conseguir la ruta hacia un desempeño sostenible*, con metas que se presentan desde las perspectivas ambiental, social y de gobernanza.

En materia financiera, con criterios de austeridad, eficiencia y sostenibilidad, la estrategia refrenda el manejo responsable del endeudamiento y la orientación que, desde su inicio, la presente administración ha dado a la inversión, priorizando el desarrollo de proyectos productivos.

Así, a través del Plan de Negocios 2023-2027, Petróleos Mexicanos ratifica su compromiso con el Gobierno de México, con la sociedad mexicana y con el rescate de la soberanía energética de promover un desarrollo económico y social sostenible.



# 3

## EXPLORACIÓN Y **PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**



**E**n 2022, para mantener la producción de hidrocarburos, Pemex se enfocó en continuar con el desarrollo de pozos en campos nuevos y la atención inmediata a los problemas operativos. Las actividades exploratorias, de desarrollo y de producción se privilegiaron áreas terrestres y de aguas someras en las Cuencas del Sureste.

### 3.1 Exploración, desarrollo y reservas

En 2022 se desarrollaron actividades exploratorias para incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos. Estas actividades se enfocaron a la búsqueda de aceite en áreas terrestres y aguas someras de las Cuencas del Sureste, en la Cuenca de Veracruz, en la Cuenca Tampico-Misantla y en áreas aledañas a campos.

En cuanto a la perforación de pozos, se concluyeron 40 pozos exploratorios, resultando 14 productores, siete productores no comerciales y 19 improductivos; mención aparte merece el caso del campo Zama, el cual aún se encuentra en proceso de conciliación con el consorcio, para este campo se considera unas reservas de 18.4 MMbpce en 1P y 355.6 MMbpce en 3P.

Se terminaron 162 pozos de desarrollo con una producción diaria asociada de 150 mil barriles de líquidos y 336 millones de pies cúbicos de gas. De estos pozos, 106 son terrestres y 56 son marinos. En cuanto a su clasificación, 132 pozos resultaron productores de aceite y gas, 16 productores de gas húmedo, siete productores de gas y condensado, tres productores de gas seco, tres inyectores de agua y un productor no comercial de aceite y gas; con lo cual se alcanzó un éxito de desarrollo de 99%. Adicionalmente, se efectuaron 2,697 intervenciones a pozos con el fin de mitigar la caída de la producción base, registrándose una producción promedio diaria asociada a estas actividades de 138 mil barriles diarios de líquidos y 164 millones de pies cúbicos de gas por día (MMpcd).

En las Cuencas del Sureste en su porción marina, se reportaron diez pozos de actividades exploratorias que incorporaron reservas: Tlalkivak-1, Pokche 101, Akal 501, Xanab 201, Macuil-1 ventana, Macuil-101, Atoyatl-1, Niquita-1DEL, Xale-1 y Tentok-1.

El total de reserva 3P que se estima se incorpora, en las Cuencas del Sureste porción marina, es del orden de 205.5 MMbpce, el desglose de la incorporación 3P correspondiente de cada uno de estos pozos se puede ver en el cuadro siguiente:

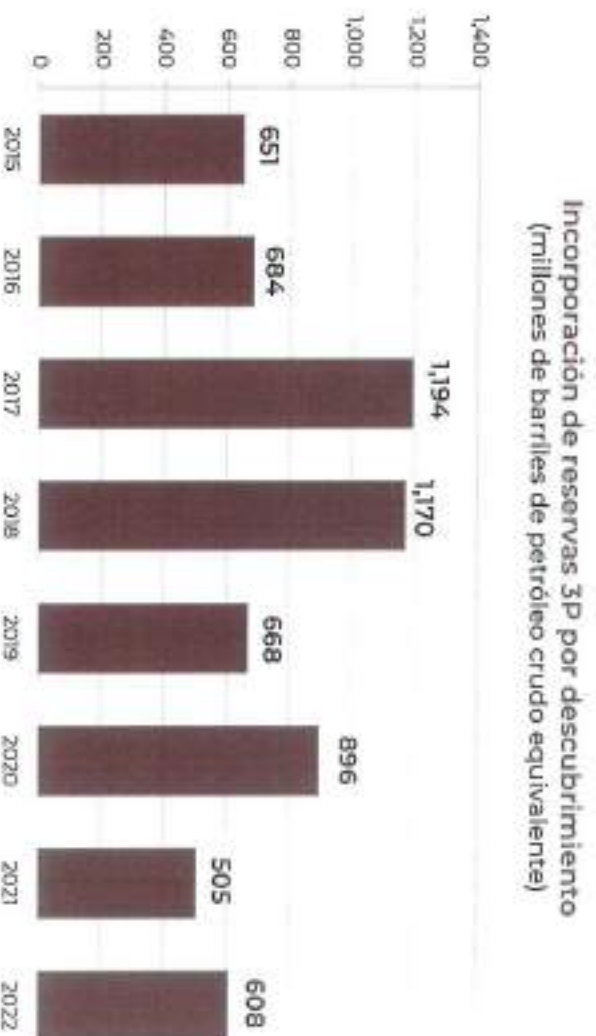
Cuenca Sureste marina	
Pozo	Reserva 3P (MMbpce)
Tlalkivak	38.1
Xale	31.7
Tentok	31.3
Pokche-NE	25.4
Akal NW	24.7
Atoyatl	20.8
Xanab-SE	19.0
Macuil (Macuil-1 ventana, Macuil-101)	8.6
Niquita	5.8
<b>Total</b>	<b>205.5</b>

Adicionalmente a estos descubrimientos se tiene una estimación de incorporación de por el campo Zama, el cual está en proceso de asociación y conciliación con el consorcio, para el cual se considera una reserva de 355.6 MMbpce en 3P.

En la porción terrestre de las Cuencas del Sureste se perforaron cinco pozos de actividades exploratorias que incorporaron reservas: Chucox 1, Actul-1, Xinch-1, Chucox-101 y Cibix 401, se estima una incorporación de reservas 3P del orden de 46.6 MMbpce, en el siguiente cuadro se puede observar la incorporación de cada uno:

Cuenca Sureste terrestre	
Pozo	Reserva 3P (MMbpc)
Chucoc 1	17
Actul-1	5.5
Xinich-1	6.9
Chucoc-101	18.2
Cibix 401	14.3
<b>Total</b>	<b>46.6</b>

En ese contexto, para el 2022 se estima una incorporación por actividad exploratoria de reserva 3P total de 607.8 MMbpc.



*Nota:* Para 2019, 2020 y 2021 son datos Pemex (las cifras oficiales de la CNH son 82 MMbpc, 793 MMbpc y 151 MMbpc, respectivamente). Para 2022 es información preliminar sujeta a la declaración de la CNH.

Estos resultados fueron 36.1% menores con respecto a la meta establecida en el Plan de Negocios de mayor o igual a 950 MMbpc.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2022	Variación % 2022 observado vs meta
	2021 <sup>1</sup>	2022 <sup>2</sup>		
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)	505	608	≥950	-36.1% ↓

Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)

<sup>1</sup>Para 2021 es dato de Permex, considera campos en proceso de registro por la CNH. La cifra oficial de la CNH es 16.1 MMbpce.

<sup>2</sup> Información en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la CNH.

La incorporación por actividad exploratoria realizada en 2022, se estima preliminar en una reserva 3P del orden de 607.8 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo; además dado que, para el mismo periodo, la producción fue cercana a los 874.4 MMbpce, por lo que se estima una tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria del 69.5%.



## Campos nuevos

Respecto a la estrategia de incorporación de campos nuevos, de un total de 32, en 2022, Pemex ha logrado incorporar con éxito a la producción de hidrocarburos 11 campos nuevos, de los cuales seis son marinos y cinco son terrestres, como se describe a continuación:

Año de autorización	Asignación	Campo documentado por SPEE	Estatus	Ubicación
2022	AE-0151-M-Uchukil	Pokche	MPT Autorizado	Marino
2022	AE-0140-2M-Cornalcalco	Tuplico 300TEXP	MPT Autorizado	Terrestre
2022	AE-0142-2M-Cornalcalco	Racemosa	PT autorizado	Terrestre
2022	AE-0124-2M-Llave	Kuun	PT autorizado	Terrestre
2022	AE-0135-M-Cuichapa	Actul	PT autorizado	Terrestre
2022	AE-0154-2M-Chalabíl	Tiakivek	PT autorizado	Marino
2022	AE-0143-2M-Cornalcalco	Chucox	PT autorizado	Terrestre
2022	AE-0148-2M-Uchukil	Camatl	PT autorizado	Marino
2022	AE-0151-M-Uchukil	Pokche NE	PT autorizado	Marino
2022	AE-0166-M-Campeche Oriente	Akal NW	PT Autorizado	Marino
2022	AE-0151-M-Uchukil	Tiakatl	PT autorizado	Marino

PDE: Plan de Desarrollo para la Extracción.

MPOE: Plan de Desarrollo para la Extracción Modificado.

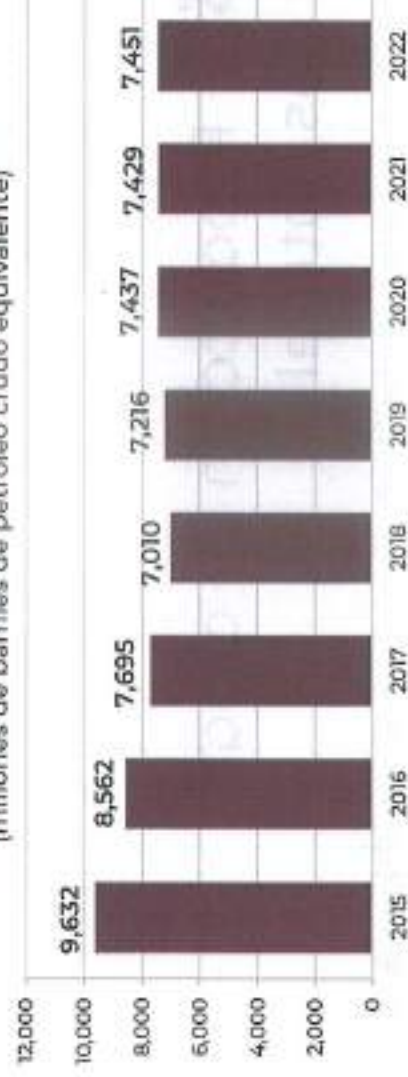
MPT: Modificación de Programa de Transición.



## Reservas

Las actividades realizadas en 2022 en materia exploratoria permitieron incorporar aproximadamente 89.1 MMbpce de reservas probadas. Al 1 de enero de 2023, del total de las reservas 1P de la Nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 7,450.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La relación reserva-producción para reservas probadas fue de 8.5 años. Las reservas 1P, 2P y 3P se encuentran en el proceso de estimación y certificación para su entrega a la CNH, quien realiza la dictaminación y aprobación con base en sus lineamientos en materia de reservas de hidrocarburos.

**Reservas probadas, al 31 de diciembre de cada año**  
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Nota: Dato Pemex. Para 2020 y 2021 los datos oficiales de la CNH son 7,319.5 MMbpce y 7,328.5 MMbpce. Para 2022 es información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

	Reserva remanente de hidrocarburos						Reserva remanente de gas	
	Total MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Líquidos de plantas <sup>1</sup> MMb	Gas seco <sup>2</sup> MMbpce	Gas natural MMbpc	Gas seco MMbpc	
Probadas	7,450.8	5,636.5	102.3	350.7	1,361.2	10,148.7	7,079.6	
Aguas profundas	102.0	0.0	2.2	0.0	99.8	580.8	519.1	
Aguas someras	4,162.2	3,746.0	14.5	111.1	290.5	2,600.7	1,511.0	
Campos terrestres	3,186.6	1,890.5	85.6	239.6	970.9	6,967.2	5,049.5	

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

<sup>1</sup> Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

<sup>2</sup> El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

Durante 2022, las reservas probadas 1P fueron modificadas principalmente por la extracción de la producción, la cual alcanzó 874.4 MMbpce. Este volumen fue compensado por reservas probadas generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones, que en su conjunto ascendieron a 896.7 MMbpce. Con ello, se obtuvo una tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P de 102.6%, valor que continúa con la tendencia favorable en los últimos años.

El valor positivo de 896.7 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas por actividad exploratoria de 89.1 MMbpce, y al incremento de 807.6 MMbpce por concepto de desarrollo y revisiones al comportamiento de los campos; dicho incremento en las reservas probadas se ubicó principalmente en: Quesqui, Yaxché, Mulach, Tupico Profundo, Onel e Ixachi Por otro lado, se tuvieron decrementos principalmente en los campos Akal, Suuk y Pokche.

## 3.2 Producción de crudo y gas natural

En 2022 se tuvo una tendencia positiva en la producción de hidrocarburos líquidos, al promediar 1,785 miles de barriles diarios (Mbd), volumen superior en 1.6% al producido en 2021, debido principalmente a la incorporación de pozos tanto de la estrategia de campos nuevos como de la producción temprana de pozos exploratorios cercanos a campos con infraestructura existente, además se continuó con el mantenimiento de pozos y la atención inmediata a los problemas operativos. En diciembre de 2022 se obtuvo un volumen de 1,817.4 Mbd.

Todo esto nos ha permitido superar los efectos de la declinación natural y el incremento del flujo fraccional de agua en los campos maduros.

Respecto al gas hidrocarburo, esto es sin contabilizar el nitrógeno, la producción alcanzó 3,941 (MMpcfd). Este resultado fue mayor en 4.6% al registrado en 2021, principalmente por el desarrollo de campos con alta relación gas-aceite, como Quesqui y Tupico Profundo en la Región Sur, Ixachi en la Región Norte y Koban en la Región Marina Sur-este. Para diciembre de 2022 el gas producido alcanzó 4,059 MMpcfd.

Producción de hidrocarburos				
	2021		2022	Variación %
Producción de hidrocarburos líquidos (Mbd) <sup>1</sup>	1,705.4	1,784.6	1,784.6	1.6
Gas natural (MMpcd) <sup>2</sup>	4,746.3	4,767.9	4,767.9	0.5
Gas hidrocarburo (MMpcd) <sup>3</sup>	3,768.2	3,940.9	3,940.9	4.6
Asociado	2,699.5	2,728.5	2,728.5	1.1
No asociado	1,068.6	1,212.4	1,212.4	13.5

1 Incluye producción de socios y condensados.

2 Incluye producción de socios, nitrógeno y CO<sub>2</sub>.

3 No incluye nitrógeno.

En el Plan de Negocios 2021-2025 se planteó una meta de 2,033 Mbd para la producción de líquidos. El volumen alcanzado fue 1,764.2 Mbd (no incluye la producción de socios), 13.2% menor a la meta establecida.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2022	Variación % 2022 observado vs meta
	2021	2022	2022	
Producción de líquidos (Mbd) <sup>1</sup>	1,736	1,764	2,033	-13.2 ↓

1. Producción de líquidos, incluye crudo y condensados producidos en campos, no incluye la producción de socios.

El costo total de hidrocarburos al cierre 2022 preliminar, alcanzó 30.93 US\$/bpce. Este dato incluye el costo de producción (gasto de operación y derechos de extracción e impuesto por la actividad, dividido entre el número de barriles producidos, que asciende a 17.80 US\$/bpce), así como la inversión en desarrollo, infraestructura de transporte y actividades de descubrimiento. En contraste, durante 2021, el costo total de hidrocarburos fue de 29.77 US\$/bpce, siendo las principales causas del incremento en 2022, el aumento del 4% en los gastos en producción, principalmente por los derechos de exploración y extracción de hidrocarburos y compras de gas, así como en la inversión en pozos de desarrollo y actividades relacionadas con el proceso de transporte de hidrocarburos incluyendo la tarifa de Pemex Logística.

## Comportamiento de los principales activos de producción<sup>5</sup>

- **Ku-Malooob-Zaap**, con el aporte de 639 Mbd de crudo y 416 MMpcpd de gas hidrocarburo, 36% y 11%, respectivamente, de la producción nacional. Las actividades desarrolladas en este Activo fueron: terminación de 16 pozos, la ejecución de 22 reparaciones mayores, 104 reparaciones menores y 60 estimulaciones.
- **Activo Litoral de Tabasco**: producción de 349 Mbd de hidrocarburos líquidos (20% de la producción nacional) y 576 MMpcpd de gas (15% de la producción nacional). Se llevó a cabo la terminación de 28 pozos, una reparación mayor, 34 reparaciones menores y 28 estimulaciones.
- **Activo Bellota-Jujo**, con el aporte de 222 Mbd de crudo y 644 MMpcpd de gas hidrocarburo, 13% y 17%, respectivamente, de la producción nacional. Las actividades desarrolladas en este activo fueron: terminación de 20 pozos, y la ejecución de 11 reparaciones mayores, 62 reparaciones menores y 62 estimulaciones.
- **Cantarell** contribuyó a la producción nacional con 158 Mbd de crudo y 430 MMpcpd de gas hidrocarburo, 9% y 11%, respectivamente. Este campo se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada. Se terminaron 11 pozos, se realizaron tres reparaciones mayores, 57 reparaciones menores y 20 estimulaciones a pozos.
- **El Activo Abkatún-Pol-Chuc** incorporó 138 Mbd de hidrocarburos líquidos, así como 376 MMpcpd de gas, con un aporte de 8% en crudo y 10 % en gas de la producción nacional. Se terminó un pozo, se realizaron tres reparaciones mayores, 42 reparaciones menores y 29 estimulaciones.

<sup>5</sup> La producción nacional a que se hace referencia no considera la producción de Socios.

El desempeño de los 22 proyectos de gran magnitud para PEP al cuarto trimestre de 2022 se muestra a continuación:

#	Proyecto	Acetite /Cond. (MMb)	Gas (MMMpc)	Costo/ Bpce
1	Ixachi	777	6,375	6.6
2	Integral Ku-Maloob-Zaap	5,060	2,407	14.2
3	Quesqui	434	2,066	5.6
4	Kayab	494	53	14
5	Acetite Terciario del Golfo	1,224	2,485	29.9
6	Crudo Ligero Marino	287	836	13
7	Proyecto Tsimin Xux	245	1,260	11.3
8	Pit	459	57	11.5
9	Yaxche	225	100	20.2
10	Mulach	172	70	14.1
11	CE Ek-Balam	283	68	23.8
12	Integral Complejo Antonio J. Bermúdez	208	288	26.1
13	Proyecto Ogarrio - Sánchez Magallanes	248	371	23.3
14	Integral Veracruz	94	807	13.2
15	Integral Chuc	565	1,307	25.7
16	Ixtal - Manik	93	157	27.8
17	Xikin	11	13	73.1
18	Burgos	16	3,093	15.6
19	Integral Jujo-Tecominoacán	72	297	37.4
20	Tamaulipas Constituciones	129	157	31.2
21	Poza Rica	413	933	31.1
22	Cantarell	1,925	5,284	19
<b>Total</b>		<b>13,434</b>	<b>28,484</b>	<b>22.2</b>

PCE = Petróleo Crudo Equivalente

Al cierre del cuarto trimestre de 2022 los 21 proyectos de desarrollo de Nuevos Campos alcanzaron el 54% de la producción programada a la fecha en Petróleo Crudo Equivalente (PCE).

Num.	Campo	PCE a la fecha de corte (MMbpcpe)		Inversión ejercida al corte (MM\$)
		Planeado	Real	
1	Esah	26	1	2,397
2	Cheek	17	18	3,857
3	Cahua	9	3	4,929
4	Uchbal	4	2	2,705
5	Manik NW	13	8	4,558
6	Teekic Profundo	6	2	5,502
7	Cibix	7	8	1,197
8	Hok	19	3	3,365
9	Octli	13	15	5,276
10	Tiacame	17	14	6,167
11	Tel	14	4	5,936
12	Kaban	18	17	7,887
13	Suuk	8	0	4,994
14	Itta	10	11	4,331
15	Tiamatini	8	7	5,033
16	Teca	9	2	2,863
17	Valeriana	43	3	0
18	Tuplico	18	18	1,953
19	Racemosa	6	5	26
20	Paki	0	0	0
21	Pokché	29	18	11,163
		<b>295</b>	<b>162</b>	<b>84,137</b>

PCE = Petróleo Crudo Equivalente

### 3.3 Contratos y asociaciones

Durante 2022 PEP apoyó sus operaciones con 33 contratos, siendo 21 Contratos de Exploración y Producción (CEE), nueve Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), dos Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) y un Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Producción (CSIEE). En conjunto estos contratos cubren una superficie de 31,690 km<sup>2</sup>, en la que se realizaron las siguientes operaciones:

	Líquidos <sup>1</sup> (Mbd)	Gas <sup>2</sup> (MMpcd)	Asigna- ción	Campos	Pozos Oper.	Batería /ECO <sup>3</sup>	Ductos km	Reserva MMbpce (2P)	Reserva MMbpce (3P) <sup>4</sup>
CEE (20)	35.0	128.7	8	41	494	5 / 2	1,089	1322.1	9003.7
Exploración (14)	-	-	-	-	-	-	-	-	7,600
Explotación (6)	35.0	128.7	8	41	494	43 / 2	1,089	1322.1	1403.7
CIEP <sup>4</sup> (9)	9.0	22.1	11	41	470	32 / 34	1,622	433.9	508.9
COPF (2)	1.1	32.4	2	5	135	7 / 0	304	237.9	469.4
CSIEE <sup>5</sup> (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1. Producción total por contrato.

2. Estación de compresión.

3. Datos preliminares.

4. El CIEP Avenque tiene renuncia irrevocable a partir del 22 de marzo de 2022.

5. El CSIEE San Ramón y Blasillo tiene rescisión de contrato por incumplimiento del prestador de servicios a partir del 11 de enero de 2022.

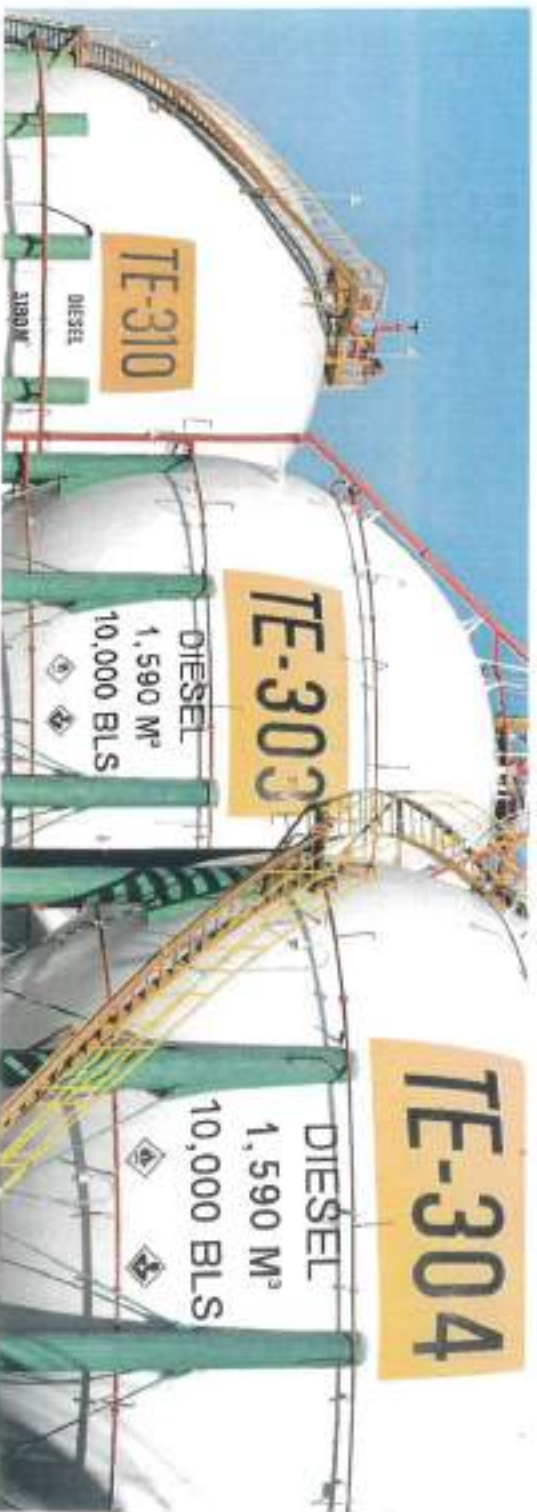




---

4

REFINACIÓN,  
**PROCESO DE GAS  
Y PETROQUÍMICA**



En 2022, Pemex Transformación Industrial continuó la ejecución del programa de rehabilitaciones del Sistema Nacional de Refinación. El proceso de crudo promedió 816 Mbd, volumen 15% superior al alcanzado en 2021 y significó un incremento de casi 38% respecto al crudo procesado en 2019, al inicio de esta administración. En promedio, el indicador de ocupación del SNR fue 49.7%. Destacan las refinerías de Tula y Salina Cruz con un proceso de crudo de casi 180 Mbd en promedio cada una durante 2022, contribuyendo así a la soberanía energética.

Los petrolíferos obtenidos del procesamiento de crudo tuvieron un comportamiento similar, acumulando 813,2<sup>e</sup> Mbd en total, siendo los destilados los de mayor volumen con 440.9 Mbd, que representó un crecimiento de 18.6% con relación a 2021

Pemex Transformación Industrial continúa trabajando y reforzando los temas de confiabilidad y eficiencia operativa.

## 4.1 Transformación industrial

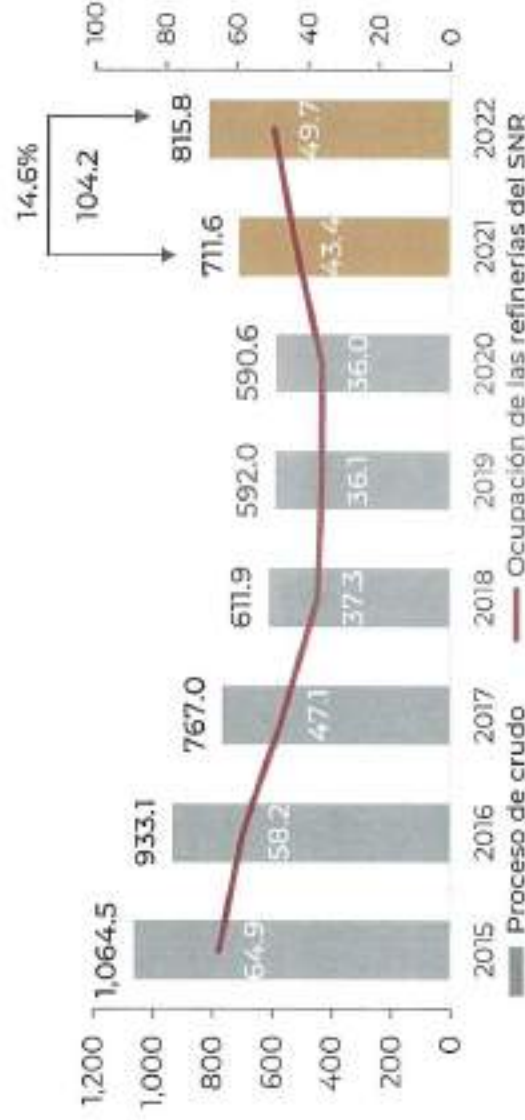
El Gobierno de México identificó actividades económicas sustantivas y en cumplimiento de esas definiciones, la industria del petróleo y el gas, y sus cadenas de suministro, pudieron continuar operando bajo el cumplimiento de los protocolos sanitarios establecidos por las autoridades. Pemex manejó escasez de personal por los contagios y por las medidas tomadas para reducir la propagación del COVID-19, situación que prevaleció hasta el 1 de septiembre de 2021, fecha en la cual el personal volvió a trabajar en el sitio observando las medidas sanitarias.

<sup>6</sup> No incluye gas licuado.

Durante 2022, el proceso de crudo en el SNR se ubicó en promedio en 815.8 Mbd, volumen superior en 104.2 Mbd con respecto a 2021, lo que representa un incremento de 14.6%. Este comportamiento se explica por un mejor desempeño operativo en las refinерías de Tula con un proceso de 799.7 Mbd, en Salina Cruz de 177.9 Mbd, en Salamanca de 129.6 Mbd, en Cadereyta de 118.8 Mbd, en Minatitlán de 111.8 Mbd y en Madero de 98 Mbd.

**Proceso de crudo**  
Mbd

**Ocupación de las refinерías del SNR**  
%



En diciembre de 2022 se registró un proceso de crudo de 832.4 Mbd, mientras que para enero de 2023 el nivel de proceso se ubicó en 835.6 Mbd.

Proceso de crudo (miles de barriles diarios)			
Concepto	2021	2022	Variación %
Crudo	711.6	815.8	14.6
Pesado	351.3	413.2	17.6
Superligero, ligero y otros	360.3	402.6	11.7

## Producción de petrolíferos

En 2022, la producción de productos petrolíferos en el SNR fue 813.2<sup>7</sup> Mbd, de los cuales la producción de destilados fue de 440.9 Mbd, volumen superior en 18.6 % con respecto a 2021. En este comportamiento positivo destaca la producción de las refinerías de Tula con 96.5 Mbd, de Salina Cruz con 87.1 Mbd, de Cadereyta con 78.3 Mbd, de Salamanca con 71.5 Mbd, de Minatitlán con 56.2 Mbd y de Madero con 51.3 Mbd.

Producción petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación (miles de barriles diarios)			
Concepto	2021	2022	Variación %
Petrolíferos <sup>1</sup>	706.7	813.2	15.1
Gasolinas <sup>2</sup>	225.5	261.5	15.9
Diésel	117.7	146.4	24.4
Turbosina	28.4	33.1	16.3
Combustóleo	244.3	258.3	5.7
Otros petrolíferos <sup>3</sup>	90.9	114.0	25.6

1. No incluye gas licuado.

2. Incluye gasolinas del crudo. No incluye las gasolinas provenientes de Cargrejea por 9.5 Mbd en 2022 y 7.3 Mbd en 2021.

3. Incluye gas seco, gasóleos, aceite cíclico ligero, asfalto, coque, lubricantes y parafinas.

<sup>7</sup> No incluye gas licuado.



## Proceso de gas

Durante 2022, el proceso de gas húmedo fue de 2,770.2 MMpcd, de los cuales 2,392 MMpcd fueron de gas húmedo amargo y 378.2 MMpcd de gas húmedo dulce. Respecto a 2021, el proceso de gas resultó mayor en 142 MMpcd, como resultado de una mayor disponibilidad de gas húmedo amargo en la región sureste de Pemex Exploración y Producción, asociada a una mayor producción de gas proveniente del Campo Quesqui en alrededor de 500 MMpcd, es de destacar que en diciembre de 2022 la producción fue de 638 MMpcd.

Proceso en plantas de gas (millones de pies cúbicos diarios)			
Concepto	2021	2022	Variación %
Gas húmedo total	2,628.2	2,770.2	5.4
Gas húmedo amargo	2,224.6	2,392.0	7.5
Gas húmedo dulce	403.6	378.2	-6.3
Condensados <sup>1</sup> (Mbd)	14.0	12.8	-8.3

<sup>1</sup> Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Por su parte, el proceso de condensados en los complejos procesadores de gas promedió 12.8 Mbd, volumen inferior en 1.2 Mbd al registrado en 2021, debido principalmente a una menor entrega de condensados amargos y dulces de PEP.

Durante 2022, la producción de gas seco de los complejos procesadores de gas se ubicó en 2,279.8 MMpcpd; cifra superior en 199.4 MMpcpd, lo que se explica principalmente por una mayor producción de gas en los complejos procesadores de gas Cactus, Nuevo Pemex, y Arenque en 159.4, 72.6 y 5.5 MMpcpd, respectivamente, como resultado de una mayor oferta de gas húmedo amargo por parte de PEP.

Respecto a la recuperación de líquidos, ésta registró una disminución de 9.2 Mbd con respecto a 2021, lo cual se reflejó principalmente en una menor producción de etano y gasolinas naturales. La reducción en la producción de líquidos del gas se explica por baja eficiencia en las plantas criogénicas como consecuencia de problemas en los equipos dinámicos, sistemas de enfriamiento y de deshidratación; problemas de suministro de propano refrigerante utilizado en los complejos procesadores de gas Ciudad Pemex y La Venta durante el primer trimestre de 2022; reducción de la carga en plantas criogénicas por trabajos de mantenimiento en la caverna de almacenamiento Shalapa; y dos tomas clandestinas en el LPG ducto Cactus-Guadalaajara que provocó ajustes operativos en la recuperación de líquidos. Adicionalmente, se tuvieron afectaciones en los ductos de 20" en el tramo Cactus-Pajaritos, en noviembre de 2022 y en el ducto de 20" en el tramo Cactus-Cangrejera, en septiembre y noviembre de 2022, que ocasionaron una disminución en la producción de líquidos.

Durante 2022, La producción de aromáticos y derivados se ubicó en 446.3 miles de toneladas (Mt), volumen inferior en 28.2 Mt al registrado en 2021, debido a que la planta de reformación catalítica (CCRI) del Complejo Petroquímico La Cangrejera se comportó de manera intermitente por problemas operativos, trabajos de mantenimiento y problemas en el suministro de servicios auxiliares.

La producción total de azufre se ubicó en 290.1 Mt, superior en 4.26% (86.7Mt) con respecto a 2021. En este resultado influyeron principalmente la mayor producción de azufre en el Complejo Procesador de gas Ciudad Pemex y en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNRF).

La producción de etileno y derivados durante 2022 fue de 655.7 Mt, cantidad inferior en 233 Mt con relación a 2021, debido principalmente a los trabajos de mantenimiento mayor en la planta de etileno del complejo petroquímico La Cangrejera, que se llevaron a cabo desde noviembre de 2021 hasta agosto de 2022, debido a algunos retrasos en la formalización de contratos, así como la atención de riesgos críticos, que afectó la disponibilidad de materia prima para las plantas de derivados, aunado a problemas operativos y suministro de servicios auxiliares.

Por su parte, la planta Swing de polietileno lineal de baja densidad (PELBD) del complejo petroquímico Morelos estuvo fuera de operación desde el 8 de enero hasta el 5 de agosto de 2022 por falta de materia prima, lo que también influyó en dicho resultado.

Producción de gas y aromáticos			
Concepto	2021	2022	Variación %
Gas natural <sup>1</sup> (MMpcpd)	2,080.3	2,279.8	9.6
Gas licuado <sup>2</sup> (Mbd)	92.2	92.2	0.1
Etano (Mbd)	54.8	45.8	-16.4
Gasolinas naturales <sup>3</sup> (Mbd)	32.7	32.5	-0.9
Azufre <sup>4</sup> (Mt)	203.4	290.1	42.6
Materia prima para negro de humo (Mt)	153.4	93.2	-39.3
Propileno (Mt)	154.2	213.3	38.3
Metanol (Mt)	148.5	137.5	-7.4
Aromáticos y derivados <sup>5</sup> (Mt)	474.6	446.3	-6.0
Otros petroquímicos <sup>6</sup> (Mt)	292.4	276.7	-5.4

1 Incluye la producción de plantas y el etano inyectado a ductos.

2 Incluye gas licuado del proceso de crudo en refinерías y de los complejos procesadores de gas.

3 No incluye transferencias de Pemex Exploración y Producción por que no son representativas.

4 Incluye la producción de azufre total de refinерías.

5 Incluye aromina 100, benceno, hidrocarburo de alto octano, tolueno y xileno.

6 Considera anhidrido carbónico de refinерías, hidrógeno, butanos, especialidades petroquímicas, heptano, hexano, líquidos de BTX, pentanos, gas nafta y nafta pesada.

Producción de etileno y derivados			
Concepto	2021	2022	Variación %
<b>Etileno y derivados<sup>1</sup> (Mt)</b>	<b>888.7</b>	<b>655.7</b>	<b>-26.2</b>
Etileno	279.2	151.7	-45.7
Glicoles	7.2	2.5	-65.8
Óxido de etileno	65.4	77.5	9.3
Polietileno	144.5	48.2	-66.6
Otros <sup>2</sup>	372.4	375.9	1.0

1. Considera la producción de subproductos de polietileno y de gas residual (hidrógeno) de la planta de etileno del complejo petroquímico La Cangrejera.

2 Incluyen propileno grado polímero, anhidrido carbónico de Morelos, butadienos, ceras polietilénicas, hidrógeno, líquidos de proxis, nitrógeno, oxígeno y subproductos polietileno.

## Producción de fertilizantes

En 2022, la planta de amoniaco VI, del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, alcanzó una producción de 745.1 Mt, de las cuales 277.8 Mt son de amoniaco, esta producción es superior en 33.9 Mt con respecto a 2021, como resultado de la operación continua de la planta desde febrero de 2022; por su parte, la producción de anhídrido carbónico se ubicó en 467.3 Mt, cifra superior en 64.7 Mt con respecto a 2021.

Concepto	2021	2022	Variación %
<b>Producción (Mt)</b>	<b>646.5</b>	<b>745.1</b>	<b>15.2</b>
Amoníaco	243.9	277.8	13.9
Anhidrido carbónico	402.6	467.3	16.1

## Indicadores de desempeño

Considerando los resultados operativos de Pemex Transformación Industrial, los indicadores de desempeño de la empresa fueron:

- El indicador de ocupación de las refineries del Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue de 49.7%, cifra superior en 6.4 puntos porcentuales a la registrada en 2021, como resultado del programa de rehabilitaciones del SNR. En particular, la ocupación de las refineries fue de 57.1% en Tula, de 53.9% en Salina Cruz, de 52.9% en Salamanca, de 51.6% en Madero, de 43.2% en Cadereyta y de 39.2% en Minatitlán.
- El rendimiento de destilados durante 2022 fue de 54%, cifra superior en 1.8 puntos porcentuales respecto a 2021. En este resultado, las refineries que registraron un rendimiento de destilados por arriba del promedio del SNR fueron Cadereyta y Salamanca al ubicarse en 65.9% y 55.2%, respectivamente.
- El índice de Consumo Energético en el SNR durante 2022 registró una disminución de 0.023 GigaJoules por barril de crudo procesado (GJ/b) en comparación con 2021, lo que representó una mejora de 3.3%. Este logro de Pemex Transformación Industrial permitió ahorros de 33.4 millones de GigaJoules al año (MMGJ/año), equivalentes a 190.7 MMUS\$, como resultado principalmente de las atenciones y reparaciones enfocadas en los equipos de uso intensivo de energía (USEN), así como a la continuidad en la mejora del Sistema de Gestión Energética (SGEN) del SNR.
- La utilización de las plantas de endulzamiento de gas fue de 52.9%, 3.7 puntos porcentuales superior con respecto al cierre de 2021, como resultado de la mayor disponibilidad de gas húmedo amargo de PEP.
- El indicador de recuperación de propano en complejos procesadores de gas se ubicó en 78.6%, cifra inferior en 13.4 puntos porcentuales con respecto a 2021, lo que se explica principalmente por las afectaciones en los equipos dinámicos de las plantas criogénicas, aunado a que en los primeros meses de 2022 se presentaron problemas para el suministro de propano de alta pureza que se utiliza como refrigerante en las plantas criogénicas.



- El indicador de autoconsumo en el procesamiento de gas natural se ubicó en 5.7%, este resultado representa un mejor desempeño con respecto a la referencia internacional, que ubica el porcentaje de autoconsumo en 6%
- La utilización de la planta CCR en el complejo petroquímico La Cangujera promedió 34.3%, cifra ligeramente inferior en 0.5 puntos porcentuales comparada con 2021, esto porque la planta operó de manera intermitente por problemas operativos, trabajos de mantenimiento y problemas en el suministro de servicios auxiliares.
- La utilización de la planta de Metanol 2 en el Complejo Petroquímico Indepemindia promedió 82.1%, cifra inferior en 6.5 puntos porcentuales comparado con 2021. Esta variación se explica principalmente por la operación a baja carga de la planta durante agosto de 2022 y por su posterior salida de operación durante septiembre y octubre por altos inventarios.
- La utilización de plantas en el Complejo Petroquímico Morelos fue de 26.2%, cifra menor en 2.5 puntos porcentuales en comparación con 2021, mientras que en el Complejo Petroquímico La Cangujera la utilización fue 5%, inferior en 7.3 puntos porcentuales con respecto al cierre de 2021.
- Este comportamiento se explica principalmente por los trabajos de mantenimiento a planta de etileno del Complejo Petroquímico La Cangujera, que afectaron la disponibilidad de materia prima para las plantas de derivados, así como a fallas en el suministro de energía eléctrica y servicios auxiliares en estos centros de trabajo, además a los problemas con el suministro de etano por parte de los complejos procesadores de gas conmutado previamente.
- La utilización de la capacidad de la planta de Amoniaco VI del Complejo Petroquímico Cosoleacaque se ubicó en 57.9%, cifra superior en 7.1 puntos porcentuales a la registrada en 2021, lo que se explica por la operación continua y estable de dicha planta desde febrero de 2022.
- El factor de insuflado de gas natural a metano durante 2022 fue de 32.10 MMBtu de gas natural por tonelada de metano producido, lo que representa una disminución en la eficiencia de 3.1% con respecto a 2021, y se explica por el mayor requerimiento en el consumo de gas, como consecuencia de la variación en su contenido de metano.

Indicadores de desempeño operativo de PTRI (porcentaje)				
Concepto	2021	2022	Variación <sup>1</sup>	Referencia Internacional
Occupación en refinerías del SNR	43.4	49.7	6.4	87.4 <sup>2</sup>
Rendimiento de destilados <sup>3</sup>	52.2	54.0	1.8	76.3 <sup>2</sup>
Índice de consumo energético, GJ/b <sup>4</sup>	0.707	0.684	-3.3	
Endulzamiento de gas	49.2	52.9	3.7	
Recuperación de propano en CPG	92.1	78.6	-13.4	95
Autoconsumo en procesamiento de gas natural	5.4	5.7	0.2	<6.0
Planta CCR (aromáticos)	34.7	34.3	-0.5	
Planta metanol (petroquímicos)	88.6	82.1	-6.5	
Plantas de etileno y derivados (Cangrejera)	17.3 <sup>5</sup>	5.0	-12.3	
Plantas de etileno y derivados (Morelos)	28.7 <sup>5</sup>	26.2	-2.5	
Utilización de la capacidad de plantas de amoniaco <sup>6</sup>	50.8	57.9	7.1	
Factor de insumo gas natural-amoniaco, MMBtu/ton	31.13	32.10	3.1	

1. La variación porcentual de los indicadores expresados en términos de porcentaje se calcula por diferencia.

2. Incluye gasolinas del crudo, turbotarina y diesel.

3. Estudio de Solomon Associates 2018.

4. Se refiere a la planta de amoniaco VI en el Complejo Petroquímico Coahuilaecaque.

5. Se realizaron ajustes en el indicador para 2021.

6. Este indicador sólo considera el consumo de energía de combustibles con respecto al procesamiento de crudo basado en el sistema de gestión de energía bajo las disposiciones de la Comisión Nacional del Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).

## Programa de Rehabilitaciones del SNR

Las actividades relacionadas con el Programa de Rehabilitaciones del SNR, el cual considera atender los riesgos críticos de las instalaciones (integridad mecánica y seguridad) y mejorar la eficiencia y estabilizar el proceso de crudo iniciaron en septiembre de 2019. Al cierre de 2022, y conforme al programa de rehabilitaciones 2022, se concluyeron 48 reparaciones menores y una fue reparación mayor de plantas de proceso y tres reciben mantenimiento, mientras que como parte del mismo programa ocho reparaciones de tanques de almacenamiento y 43 reparaciones de servicios principales fueron concluidas. El programa de rehabilitaciones continuará centrando la atención en restituir la integridad mecánica de las plantas de procesamiento, los servicios principales y el almacenamiento.

## Proyecto Nueva Refinería en Dos Bocas, Tabasco denominada Refinería Olmeca

El CAPemex, en su sesión extraordinaria del 7 de diciembre de 2018 y mediante acuerdo CA-161/2018, autorizó el desarrollo de la refinería en Dos Bocas, municipio de Paraíso, Tabasco. En sesión 998 extraordinaria del 10 de agosto de 2022 y mediante acuerdo CA-092/2022, el CAPemex autorizó el proyecto integral de la refinería denominada Olmeca y aprobó el cambio de monto y alcance del proyecto.

La refinería se construye con recursos provenientes del presupuesto del Gobierno Federal, a través de la Secretaría de Energía, los cuales se aportan al capital social de PTI Infraestructura de Desarrollo para el pago de compromisos con terceros.

Este proyecto agregará un proceso de 340 Mbd, el cual se espera sea 100% petróleo crudo Maya, en una configuración de coquización que permitirá incrementar la oferta de producción nacional de gasolina y diésel en al rededor de 290 Mbd, lo que ampliará la capacidad de proceso en el SNR y favorecer la soberanía energética del país. El alcance original de la refinería en Dos Bocas contempla la construcción de 17 plantas de proceso, sistema de almacenamiento, servicios auxiliares, integración y generación de vapor, mismas que se encuentran en etapa de trabajos de puesta en operación.

Como resultado de la transferencia de los predios donde se construye la refinería, que originalmente pertenecían a la Administración Portuaria Integral (API), se requirió resolver los accesos tanto al muelle de la API como a la Terminal Marítima de Dos Bocas mediante la construcción de un libramiento. Adicionalmente, fue necesario realizar obras para el traslado de los equipos críticos que llegaron vía marítima desde el muelle hasta el sitio de construcción de la refinería, lo que ha requerido la construcción de un camino conocido como *"heavy road"*, así como también un sitio para el almacenamiento temporal de dichos equipos. Estos trabajos se terminaron en 2021.

Para la operación de la refinería son necesarias las siguientes obras asociadas: acueducto, gasoducto, suministro de energía eléctrica, casa de bombas para envío de productos, monoboyas y los ductos que las conectan con tierra, todos ellos asociados con los servicios de salida de productos o logística. Al 31 de diciembre de 2022, todos estos trabajos se desarrollan conforme a programa.

Actualmente, se desarrollan los trabajos previos a la puesta en operación. Se encuentran en proceso de suministro los materiales necesarios para las pruebas, arranque y puesta en operación de la refinería, como es la adquisición de catalizadores y reactivos. Durante 2022 inició la capacitación al personal especializado que operará la refinería.

### Avances del proyecto

El desarrollo de las obras es acorde con los programas de ejecución. El avance de los

diversos trabajos se menciona a continuación:

- 11 estudios terminados.
- Se concluyó con el movimiento de tierras y conformación de plataformas necesarias para el proyecto
- Adecuación del sitio: concluida la conformación de plataformas.
- Los trabajos de mejoramiento de suelos están terminados y corresponden a las cimentaciones profundas y superficiales para las plantas industriales.
- Ingeniería básica, básica extendida y de detalle están finalizadas las correspondientes a las 17 plantas de proceso.
- Sistemas de almacenamiento; está concluida la fabricación de tanques verticales y esferas de almacenamiento y en ejecución los trabajos para su integración con el resto de la infraestructura de la refinería.
- La fabricación e instalación de las siete plantas modulares está prácticamente terminada.
- La construcción de los edificios administrativos está prácticamente concluida.

Durante 2023, la Refinería Olmeca estará en etapa de estabilización. En la segunda mitad del año, se incrementará el procesamiento de crudo a medida que entren en operación las distintas unidades de procesamiento de la refinería. La operación estable de la refinería depende de la estabilización de cada una de las unidades de proceso. Actualmente, se desarrollan los trabajos previos a la puesta en operación de las plantas industriales.

## Resultados operativos de la refinería Pemex Deer Park

La compra de la refinería Pemex Deer Park se concretó el 20 de enero de 2022. Cuenta con una capacidad de proceso de crudo de 340 mil barriles diarios y se encuentra ubicada sobre el canal de navegación de Houston, en el corazón de la industria de refinación en los Estados Unidos.

La refinería está integrada a los principales sistemas de transporte de productos a los mercados de la Costa Este y Oeste Medio de los Estados Unidos.

Es la novena refinería más grande en la costa norte del golfo de México y la cuarta más compleja. Puede procesar una variedad muy amplia de calidades de crudo con un mínimo rendimiento de combustible bajo condiciones normales de operación.

Entre el 20 de enero y el 31 de diciembre de 2022, Pemex Deer Park procesó 276 Mbd de crudo y se elaboraron 122 Mbd de gasolinas, 100 Mbd de diesel, 25 Mbd de turbosina y 51 Mbd de otros productos.

A partir de marzo de 2022 inició el envío de productos a México, alcanzando en el año un total de 11.3 millones de barriles de gasolinas, diésel y turbosina destinados al mercado mexicano.

Durante el primer año de operación bajo control de Pemex la refinería ejecutó de forma exitosa las reparaciones mayores conforme al programa.

## Avance en proyectos de inversión

PTRI tiene a su cargo la ejecución de diversos proyectos de inversión. A diciembre de 2022, la situación es la siguiente:

- Calidad de combustibles fase gasolinas: las plantas se encuentran en operación y está pendiente la ejecución de obras complementarias.
- Calidad de combustibles fase diésel Cadereyta está suspendido. En definición de la estrategia a seguir y del esquema de financiamiento.
- Calidad de combustibles fase diésel resto del SNR. Se buscan alternativas que permitan cumplir con la normatividad ambiental.
- Para el caso del contrato de diésel ultra bajo azufre (DUBA) Tula, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó su finiquito. La Comisión Reguladora de Energía otorgó a Pemex una prórroga hasta el 31 de diciembre de 2024, para el suministro de DUBA en todo el país, mediante la Resolución RES/1817/2019 emitida el 18 de diciembre de 2019.
- Conversión de residuales Salamanca: el alcance de este proyecto está contemplado en el Aprovechamiento de Residuales en la refinería Miguel Hidalgo, el cual recibirá aproximadamente 40 Mbd de residuales provenientes de la refinería de Salamanca.
- Aprovechamiento de residuales en la refinería Miguel Hidalgo, ubicada en Tula, estado de Hidalgo. El Consejo de Administración, mediante Acuerdo CA-046/2021, aprobó la modificación de la estrategia de ejecución, objetivos, metas, alcance y plazo del proyecto, asimismo, se designó a la empresa filial PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. (PTI-ID) para ejecutar el proyecto.
- El alcance actualizado del proyecto consiste en un esquema de procesamiento mediante una planta de coquización retardada, tres plantas de proceso y cuatro plantas de servicios nuevas, la modernización y rehabilitación de ocho plantas existentes, servicios auxiliares, infraestructura de almacenamiento e integraciones, cuyo objetivo es maximizar el aprovechamiento de la materia prima para la producción de gasolina y diésel, sin producción de asfalto ni combustóleo.
- En agosto de 2021 se aprobó la estrategia de financiamiento del proyecto y el finiquito de los contratos que se encontraban suspendidos.
- En agosto de 2022 se formalizó un contrato de prestación de servicios, entre Pemex Transformación Industrial y PTI-ID para la ejecución del proyecto, por cuenta y orden de PTRI. Al cierre de 2022, se tienen celebrados 14 contratos para

atención de las necesidades del proyecto. Al cierre de diciembre de 2022 el avance general del proyecto es de 47.7% considerando trabajos previamente ejecutados, y la planta de coquización retardada registra un avance del 84%.

- Aprovechamiento de Residuales en la Refinería Salina Cruz: consistió en la construcción y modernización de las plantas de proceso y de servicios auxiliares, para procesar 75 Mbd de residuo de vacío y residuo catalítico, y para obtener naftas ligera y pesada, diésel ultra bajo azufre y gasóleo pesado hidrotornado.

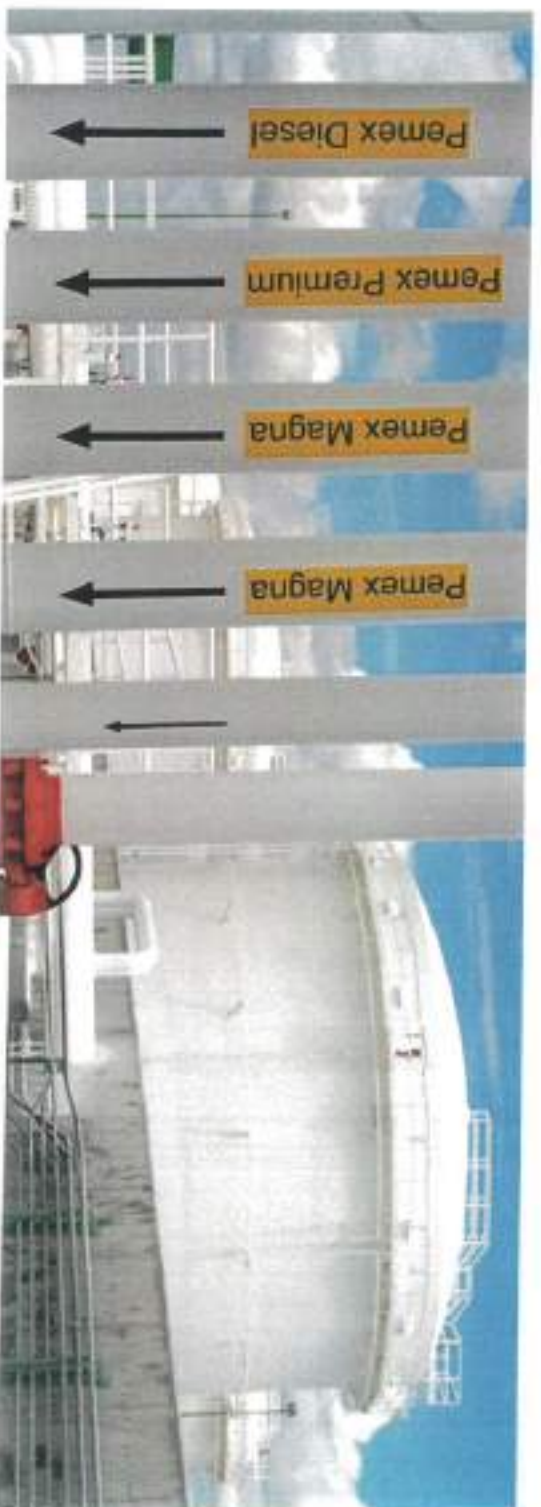
En abril de 2022, el CAPemex autorizó la designación de la empresa filial PTI-ID, para la elaboración del proyecto. Posteriormente, en junio de 2022, autorizó provisionalmente la estrategia de ejecución y el esquema de financiamiento del proyecto, así como la formalización del contrato correspondiente y el finiquito del contrato de DUBA Salina Cruz. También instruyó a la Administración de Pemex realizar las transferencias de recursos del Gobierno Federal a la filial.

Al 31 de diciembre de 2022 el avance físico del contrato se mantiene conforme a lo programado, en 7.2%.



# 5

## LOGÍSTICA Y **COMERCIALIZACIÓN**



## 5.1 Logística

**P**emex logística brinda el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos y gas licuado; así como otros servicios relacionados, principalmente a Pemex Transformación Industrial. Contribuyendo así al abasto oportuno de hidrocarburos en el país.

### Transporte y distribución por productos

En el ejercicio 2022, en total, Pemex Logística movilizó 2,547.9 Mbd de productos, empujando de distintos medios de transporte: 1,936.3 Mbd (76%), fueron inyectados a los sistemas de ductos; 453.8 Mbd (18%), fueron transportados de forma terrestres por autos tanque y carros tanque; los restantes 157.8 Mbd (6%) por buques tanque.

En materia de reparto de productos, durante 2022, se realizó un promedio mensual de 135,648 viajes con autos tanque de Pemex Logística, representando un ingreso promedio mensual de 192 MM\$.

Actualmente se atienden 7,038 estaciones de servicio con reparto Pemex, lo que representa el 69.4% del total nacional de estaciones de servicio (10,144); cabe señalar que al cierre de 2021 se atendían 6,768, por lo que representa un incremento del 4 %, equivalente a 270 estaciones de servicio.



## Transporte Terrestre

En el periodo de enero a diciembre de 2022, los autos tanque que operaron fueron 4,233 unidades, 234 unidades más a la cifra observada en el mismo periodo de 2021 (3,999 unidades); es decir, operaron 6% más unidades. En ambos periodos se incluyen autos tanque propiedad de terceros, y los que se encuentran contratados bajo la modalidad de arrendamiento. Del total de autos tanque, 95% se utilizaron para el traspaso de gasolinas, diésel, turbosina e insumos; y el 5% restante realizaron traspasos de gases y combustóleo pesado.

## Transporte Marítimo

En lo que respecta al transporte marítimo se cuenta con 16 buques tanque con una capacidad operativa de acuerdo con el tipo de producto a transportar de 4.9 millones de barriles.

## Servicios

En 2022, Pemex Logística prestó servicios a través de contratos de operación y mantenimiento a otras Empresas Productivas Subsidiarias y terceros por 697 MM\$, para lo cual se realizaron las actividades que se presentan a continuación:

- Atención de 5,079 servicios de calibración realizados a los sistemas de medición por magnitud, en los ocho contratos vigentes para dar cumplimiento regulatorio, en los centros de trabajo de Pemex Logística.
- Suministro e instalación de 15 patines de medición, equipos y componentes para incrementar las descargas de productos petrolíferos por autos tanque en terminales de almacenamiento y despacho.
- Instalación, puesta en marcha e integración al Sistema Integral de Medición y Control de Terminales de 84 Unidades de Control Local (UCL) para la carga de autos tanque en las Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD) Cadereyta, Sabinas, Saitillo y Cd. Juárez de PLOG, para sustituir igual número de UCL's obsoletas.
- Se realizó mantenimiento mayor a cuatro buques tanque (Bicentenario, Kukulcán, Chicontepic y ADI-04 (SEMARI)) y se tiene en ejecución dos buques tanque (Ignacio Allende y Vicente Guerrero II) conforme el programa de mantenimiento a embarcaciones en el dique seco del Centro de Reparaciones Navales (CERENAV).
- A partir de junio de 2022, Pemex Logística inició el servicio de operación del FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) como parte del contrato de

operación y mantenimiento de equipos y sistemas marinos, derivado del traspaso de la propiedad del FPSO Yúum K'ak' Naab (El Señor del Mar) de la empresa noruega *BV Offshore* a Petróleos Mexicanos.

- Restablecimiento de sistemas de aditivación en las TAD Acapulco, Cd. Obregón, Colima, Iguala, Manzanillo, Minatitlán, Navojoa, Parral, Progreso, Tuxtla Gutiérrez e Irapuato, en apoyo a Pemex Transformación Industrial.
- Incremento de la capacidad de bombeo y confiabilidad operacional de la Central de Rebombéo Cárdenas, mediante la rehabilitación de seis motobombas de una capacidad de 140 Mbd c/u (840 Mbd totales), lo anterior con la finalidad de garantizar el manejo de la producción y reducción de contrapresiones en las Centrales de Almacenamiento y Bombeo debido a los incrementales de producción del campo Quesqui.
- Incremento en las capacidades operativas del Sistema de Transporte Aceite Terrestre Sur de 1,820 a 2,198 Mbd mediante la inspección de ductos con equipo instrumentado y la reparación de hallazgos detectados en ductos principalmente de los corredores Jujo-Paredón-Misterio y Nudo Cárdenas-Santa Cecilia.
- Incremento de la capacidad de transporte en el corredor Tecomihoacán-Jujo-Paredón-Macayo-CPC Cactus de 500 a 1,434 MMPcd mediante la inspección de ductos con equipo instrumentado y la reparación de hallazgos detectados. Dichas reparaciones mejoraron las presiones máximas permisibles de operación y tiempo de vida remanente de los ductos involucrados.

Aunado a lo anterior, el inventario total superó los 9 millones de barriles (MMb) en las terminales de almacenamiento, esto durante los meses de enero con 9.42 MMb, febrero con 9.95 MMb, agosto con 9.7 MMb y noviembre con 10.6 MMb, logrando así una máxima tasa demostrada de 11.4 MMb para el mes de noviembre.

Dentro de las acciones y resultados en el combate al robo de combustibles, para 2022 cerró 5,958 kilómetros de ductos inspeccionados, con lo cual, se pudieron identificar 982 Indicaciones Tipo "Espesor Cero", mismas que fueron verificadas y/o inhabilitadas, logrando al cierre de este año operar los sistemas de transporte por ducto en óptimas condiciones de seguridad, disminuyendo los riesgos a las instalaciones, a la población y al medio ambiente, cumpliendo con la misión de transporte y distribución de productos petrolíferos a las diferentes zonas de la República Mexicana a cargo de la infraestructura por ducto de Pemex Logística.

## Información relevante sobre la adquisición, arrendamiento, operación, resguardo y mantenimiento de los autos tanque como parte de la estrategia para combatir el mercado ilícito de combustibles

Como parte de la estrategia de recuperación de mercado se celebró el 25 de noviembre de 2021 un contrato entre PTEL como Arrendatario y L. I. Servicios, S.A. de C.V. y Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V., como Arrendadores, para la estrategia de suministro y logística comercial de los productos y servicios para la recuperación del mercado a través de la renovación del parque vehicular incluyendo servicios asociados integrales *Fuel Service*, ten endo como resultado al cierre del año 2022, la recepción de 1,095 autos tanque en arrendamiento para las operaciones de reparto y traspaso de productos, realizando 690,750 viajes con un volumen de 868 millones de barriles.

## Estrategia de recuperación de capacidad de almacenamiento (FRCA)

Consta de tres fases divididas en corto, mediano y largo plazo, implementándose a 7 de mayo de 2020 a raíz de los sobre inventerios en toda la cadena de valor de Petróleos Mexicanos, derivado de la disminución en los consumos de hidrocarburos como consecuencia de la Emergencia sanitaria internacional manifestada a principios del 2020, así como por el descenso en los precios del petróleo llegando a caer ya ores negativos a raíz del incremento en la oferta de petróleo Arabia Saudita por la falta de acuerdo con Rusia para los recortes de producción.

Por consiguiente, se evaluó el Inventario Nacional de Almacenamiento conformado del Sistema Nacional de Refinación, terminales de almacenamiento, buques tanques, buques ductos y cavernas, logrando a una capacidad total de 70.7 millones de barriles (MMb), de los cuales 55.2 MMb son operativos y ten endo un déficit de 15.5 MMb.

En el año 2022, el LRCA se encuentra recuperado con una capacidad total de 6.01 MMvb de todo el Inventario Nacional de Almacenamiento, de los cuales a fasto de corto plazo está conculcada la de mediano plazo con un avance en la ejecución de los trabajos de 69% y largo plazo 21%. representa 198 MMvb recuperados de lo correspondiente, manteniéndose dicha capacidad recuperada en una utilidad anual aproximada de acuerdo con las tarifas de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de 2,113 MM\$

En junio del 2022, Pemex transformación Industrial solicitó llevar a cabo de forma inmediata las acciones necesarias para recuperar la infraestructura en terminales de almacenamiento y despacho, así como en terminales marítimas derivado de la estrategia de recuperación de mercado, por lo que, entre los meses de julio y agosto, se recuperó una capacidad de almacenamiento de 0.27 Mmbb lo que representa una utilidad anual aproximada de acuerdo con las tarifas de la CRE de 249,5 MM\$.

## Permisos otorgados por la CRE y la SENER

Con el otorgamiento del permiso de transporte por ducto de petroquímicos para el Sistema "Burgos-Peñitas" el 16 de marzo de 2021, Pemex Logística suma en total 154 permisos: (i) 151 permisos para la prestación de los servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, más un permiso para la generación de energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento, los cuales fueron otorgados por la Comisión Reguladora de Energía, y (ii) dos permisos otorgados por la Secretaría de Energía para el tratamiento de petróleo, según se muestra a continuación.

Permisos otorgados por la CRE y la SENER			
Logística primaria	Transporte por ducto	Almacenamiento	Transporte terrestre y marítimo
<p>Nueve sistemas de transporte por oleoductos y gasoductos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dos en Altamira Integral (petróleo y gas natural).</li> <li>• Dos en Misión (petróleo y gas natural).</li> <li>• Dos en Santuario (petróleo y gas natural).</li> <li>• Uno en Acetile Terrestre Sur.</li> <li>• Uno en Condensado Terrestre Sur.</li> <li>• Uno en Gas Marino Mesozoico.</li> </ul>	<p>11 sistemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rosarito.</li> <li>• Guaymas.</li> <li>• Topolobampo.</li> <li>• Norte.</li> <li>• Sur-Golfo-Centro-Occidente.</li> <li>• Progreso.</li> <li>• Oleoductos.</li> <li>• Petroquímicos (isobutano).</li> <li>• Sistema Hobbs-Méndez.</li> <li>• Sistema Nacional de CLP.</li> <li>• Sistema Burgo-Peñitas (naftas).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 73 terminales de almacenamiento y despacho.</li> <li>• Seis terminales marítimas, tres en Pajaritos (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos).</li> <li>• 10 terminales de distribución de gas licuado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuatro permisos para transporte terrestre por medios distintos a ductos autos tanque.</li> <li>• 32 permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos).</li> <li>• Seis permisos para chalanes.</li> <li>• Dos permisos de tratamiento de petróleo (Arenque Altamira y Dos Bocas).</li> <li>• Un permiso de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento.</li> </ul>

## Principales proyectos

### Proyecto Transistmico

La premisa principal del proyecto Transistmico es fungir como un corredor económico y plataforma para comunicar Asia y la Costa Este de los Estados Unidos, contribuyendo a su vez en el desarrollo económico del Istmo de Tehuantepec, a través del aprovechamiento de la infraestructura de Pemex Logística.

El proyecto no ha tenido un avance significativo por el vado de atraso en la rehabilitación de tanques de almacenamiento, equipo dinámico y construcción de 118 km de ducto en el recinto de Salina Cruz Oaxaca. Al cierre de 2022, en lo que refiere a la Integración de los Sistemas de Transporte por Ducto, se cuenta con un avance en el programa para llevar a cabo las inspecciones, previendo para 2023, iniciar con el Ooducto de 30" Nuevo Teepa - Salina Cruz, y posteriormente con el Oleoducto de 48" Nuevo Teepa - Salina Cruz.

### Iniciativa Mantenimiento integral de la flota mayor para la prestación del transporte marítimo en el mercado

Para 2022 se programó el mantenimiento integral en dique seco de ocho buques tanque a partir del 10 de marzo de 2022; resultado relevante lo siguiente:

En lo que respecta al mantenimiento del buque tanque Binertenero, los trabajos de reparación general y trabajos operativos concluyeron el 28 de noviembre de 2022, siendo otorgados a este los certificados estatutarios el 30 de diciembre de 2022, con lo cual el buque tanque fue reintegrado al servicio operativo.

El 20 de julio de 2022 se iniciaron en el CFFRNAV los trabajos de reparación mayor programada en dique seco a buque tanque Ignacio Allende, concluyéndose éstos el 7 de octubre de 2022, posterior a las reparaciones en dique seco, se continuó su reparación a flote. Derivado de las afecciones presentadas en la operatividad y rendimiento de la mano de obra del CERENAV, se registró un avance general del 80.8% al cierre de 2022.

El 16 de noviembre de 2022, se iniciaron en el CFFRNAV los trabajos de reparación mayor programados en dique seco del buque tanque Vicente Guerrero II, mismos que al cierre de diciembre 2022 registraron un avance general de 33%.

### Iniciativa de Incremento de la capacidad de transporte de Turbosina

Como parte de las interacciones para llevar a cabo la actualización del Plan de Negocios vigente, en lo que respecta a la iniciativa de incrementar la capacidad de transporte de turbosina en el ducto 8° D.N. Azcapotzalco - Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA), se llevó a cabo la ampliación del plazo de operación al 2023; considerando que actualmente se cuenta con los elementos filtrantes, lo que permite incrementar la capacidad de transporte; así como realizar pruebas con equipos de mayor capacidad, el Sector Valle de México se encuentra en revisión el programa de trabajo para llevar a cabo el cambio de éstos.

### Temporada Abierta

En el primer trimestre del 2022 se celebró la temporada abierta, con las tarifas autorizadas por la CRE, el contrato No. PLOC-PTRI-CTN-UC-001-2022 para el servicio de transporte del nataducto de 8° Ø Burgos - Peña, entrando en vigor el primero de mayo de 2022.

## Plan emergente de abasto de combustibles

### Reparto de Transportistas

Desde enero de 2019, Pemex Logística adicionó el servicio de entrega de producto directamente a estaciones de servicio (EES) a través de autotanques propiedad de terceros, coadyuvando al transporte de combustibles de los autos tanque que realizan ventas a clientes de Pemex Transformación Industrial, no obstante que se cuenta con capacidad de arrastre para atender EES, este servicio se presta a requerimiento puntual de Pemex Transformación Industrial. Durante el periodo enero-diciembre de 2022, se realizaron 746 viajes a estaciones de servicio y en los cuales se transportaron 262,997 barriles.

### Transporte SEDENA

Desde febrero de 2019, como parte de la estrategia del Gobierno Federal para el combate al mercado ilícito de combustibles, se emplean autos tanque arrendados por Pemex Logística, operados por el personal adscrito a la Secretaría de la Defensa Nacional, y en su ruta, son custodiados por personal de la propia Secretaría; estos autos tanque transportan actualmente el 13% del volumen total de traspasos vía autotanque. En 2022, en promedio mensual se contó con 612 unidades disponibles, realizando 81,337 viajes y transportando un total de 48.1 Mbd.

## 5.2 Comercialización

Durante 2022, Pemex Transformación Industrial comercializó 1,163.3 Mbd de petrolíferos, volumen superior en 210.7 Mbd (22.1%) al reportado en 2021. Del total de las ventas, las de Pemex Magna fueron de 549.5 Mbd y las de Pemex Premium de 121 Mbd. Por otro lado, la comercialización de diésel promedió 304.2 Mbd, cifra superior en 47.6% (98.2 Mbd) a la del año previo.

Volumen de las ventas internas de Pemex Transformación Industrial <sup>1</sup>			
Concepto	2021	2022	Variación %
<b>Petrolíferos</b>	<b>952.6</b>	<b>1,163.3</b>	<b>22.1</b>
Gasolinas	875.3	670.9	16.6
Diésel	206.0	304.2	47.6
Turbosina	62.0	87.6	41.3
Combustóleo	78.1	68.3	-12.6
Otros <sup>2</sup>	31.1	32.3	3.7
Gas licuado (Mbd)	151.2	158.6	4.9
Gas natural seco (MMpcpd)	1,170.5	1,125.5	-3.8
Etano <sup>3</sup> (Mbd)	30.3	26.3	-13.1
Gasolinas naturales (Mbd)	2.3	1.7	-25.6
Materia prima para negro de humo (Mt)	152.2	93.3	-38.7
Propileno en SNR <sup>4</sup> (Mt)	137.2	190.1	38.5
Azufre (Mt)	209.5	294.7	40.7
Metanol (Mt)	109.7	68.9	-37.2
Aromáticos y derivados (Mt)	93.1	77.7	-16.6
Glicoles (Mt)	6.0	2.5	-59.0
Óxido de etileno (Mt)	81.5	73.7	-9.6
Poliétilenos (Mt)	151.7	49.4	-67.4
Amoníaco (Mt)	341.7	401.3	17.4
Anhidrido carbónico (Mt)	226.1	315.9	39.7
Otros petroquímicos <sup>5</sup> (Mt)	112.6	97.8	-13.2

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

<sup>1</sup> Incluyen las ventas de petroquímicas de Pemex Fertilizantes, que a partir de 2021 se integra a Pemex Transformación Industrial.

<sup>2</sup> Incluyen coque, asfaltos, lubricantes básicos y parafinas.

<sup>3</sup> Representa las ventas a Braskem-IDEISA.

<sup>4</sup> Integra el propileno grado refinería y químico.

<sup>5</sup> Integra propileno grado polímero, anhídrido carbónico, ceras polifenilicas, y oxígeno, especialidades petroquímicas, gas nafta, heptano, hexano, pentano, butano, propano y aceite gastado.

La producción nacional de gasolinas, diésel y turbosina cubrió el 53.4% del consumo nacional en 2022, un crecimiento notable respecto a la cobertura del 34.1% alcanzada en el año anterior.

PTRI continúa con la aplicación de la estrategia comercial mediante la implementación de descuentos diferenciados por región, la desregulación del Modelo de Contrato de Comercialización de Gasolinas y diésel, el aumento en competitividad en el precio en terminal y el reforzamiento de la oferta de valor de los esquemas comerciales de PTRI.

El volumen de ventas de turbosina se ubicó en 87.6 Mbd, superior en 41.3% (25.6 Mbd) respecto al año previo. Es importante mencionar que las ventas del producto alcanzaron su nivel más alto histórico en diciembre de 2022, al ubicarse en 97.9 Mbd.

Las ventas internas de combustóleo fueron de 68.3 Mbd, cantidad inferior en 12.6% (9.9 Mbd) a la registrada en 2021, debido a menores ventas a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).





Las ventas internas de gas natural registraron 125.5 y Mpcpd, cifra inferior en 3.8% (45 Mpcpd) con relación a 2021, este comportamiento se explica por menores ventas bajo los esquemas Comercial y de Productores Independientes de Energía, los cuales registraron decrementos de 7.4% (233.7 MMpcpd) y 3.1% (76.8 MMpcpd), respectivamente, debido a que los clientes tienen la opción de comprar el gas natural a otros comercializadores.

En 2022 las ventas internas de gas licuado alcanzaron 153.6 Mbd, cifra superior en 4.3% (7.4 Mbd) a las reportadas en 2021, lo que se explica principalmente por la estrategia comercial, consistente en mejorar las condiciones de precios para incentivar la demanda, aplicada a partir de junio y hasta septiembre de 2022.

Las ventas totales de etano se ubicaron en 28.5 Mbd, cifra inferior en 13.3% (4 Mbd) a las registradas en 2021. De manera similar las ventas de gasolinas naturales promediaron 17.7 Mbd, con una disminución de 0.6 Mbd con respecto a 2021. Dicho comportamiento se explica por una menor oferta de estos productos.

En cuanto a las ventas de productos petroquímicos:

- Durante 2022, se comercializaron 401.3 Mt de amoníaco, los cuales representan un volumen superior en 59.5 Mt respecto a 2021, lo cual se explica principalmente por una mayor oferta del producto.
- Las ventas internas de azufre fueron de 294.7 Mt, volumen superior en 40.7% (85.3 Mt) a 2021, dicho comportamiento se explica por una mayor oferta proveniente de los complejos procesadores de gas y refinerías.
- El volumen de ventas de propileno (grado refinado y grado químico) se ubicó en 190.1 Mt, volumen superior en 38.5% (52.9 Mt) respecto a observado en 2021, debido principalmente a una mayor oferta del producto en la refinería de Madero.
- Las ventas internas en la cadena de aromáticos se ubicaron en 77.7 Mt, cifra inferior en 16.6% (15.4 Mt) con relación al año anterior, debido a una menor oferta nacional, por lo que a demanda se atendió con producto importado.
- Se comercializaron de materia prima para negro de humo 93.3 Mt, cantidad inferior en 58.9 Mt con respecto a 2021, debido principalmente a una menor oferta en la refinería Cadereyta.
- P-RI comercializó 135.8 Mt de productos del etano y derivados, lo que significó una disminución de 109.5 Mt al reportado en 2021. En este comportamiento influyeron principalmente las menores ventas de resinas de polietileno con 102.3 Mt, esto debido a una menor oferta de producto disponible.

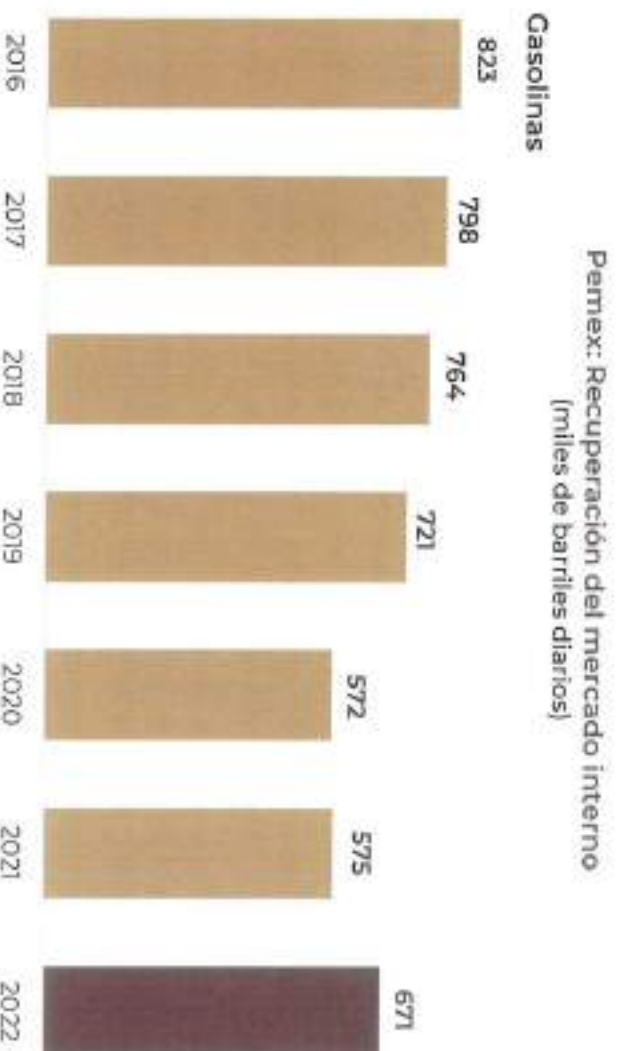
## Comercialización de productos petrolíferos

Basados en criterios de un manejo eficiente y racional de los recursos financieros de Pemex, se optó por desarrollar el esquema de impulsar la comercialización de productos petrolíferos en el mercado interno.

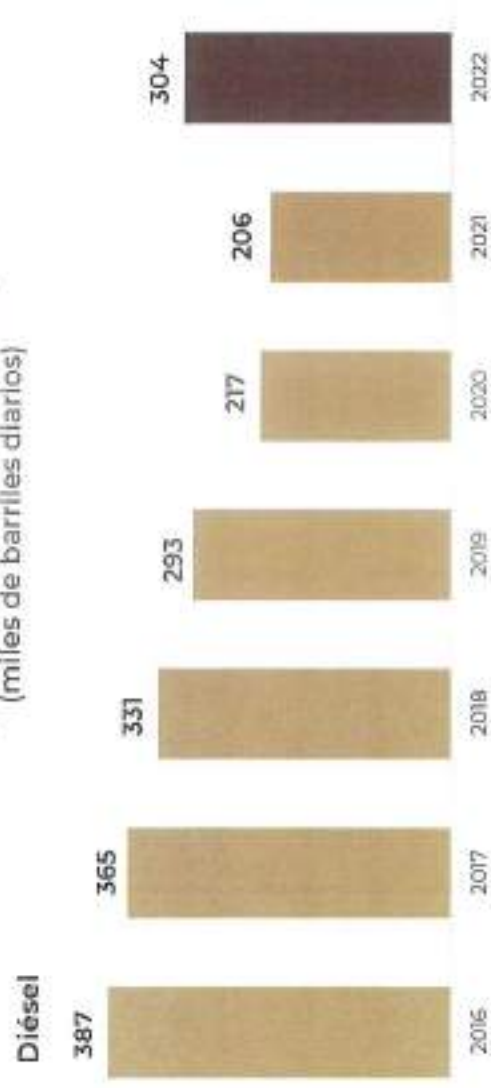
Gracias al esfuerzo coordinado de las áreas de logística, comercio internacional, abasto y comercialización de Pemex se lograron los objetivos trazados de avanzar en la recuperación del mercado interno de productos petrolíferos.

La comercialización de productos en el mercado interno es una fuente clave para la estabilidad de los ingresos de Pemex pues representan el 65% del total de ingresos.

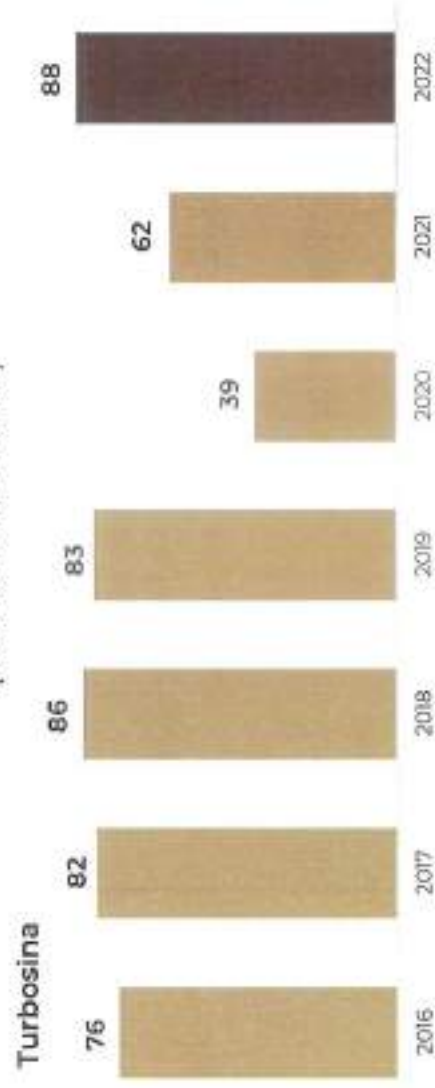
Con la instrucción de nuestro Presidente, Pemex corrigió el rumbo y modificó su estrategia comercial, con una nueva política comercial basada en la eficiencia de servicio y competitividad de costos se comenzó a recuperar el mercado interno.



Pemex: Recuperación del mercado interno, 2020-2022  
(miles de barriles diarios)



Pemex: Recuperación del mercado interno, 2020-2022  
(miles de barriles diarios)



Desde agosto de 2021 creció el número de estaciones de servicio marca Pemex en el mercado. Entre julio de 2022 y enero de 2023 se han incorporado 174 estaciones de servicio a la franquicia Pemex.

## Gas Bienestar

Como parte de la estrategia del Gobierno Federal para apoyar a la economía de las familias mexicanas con mayores necesidades, el 7 de julio del 2021 el C. Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, anunció la creación de una empresa para la distribución y venta de cilindros de gas licuado, que se denominó Gas Bienestar, cuya misión y visión son:

- La misión de esta empresa filial es la distribución de gas licuado a precio justo y servicio de calidad a los hogares de las familias más necesitadas del país, para fortalecer su economía y coadyuvar al cumplimiento de los compromisos del Gobierno de México.
- La visión es ser la empresa líder en el mercado y referente en el precio de venta, calidad y servicio de distribución de gas licuado en México, manteniendo una relación de satisfacción con las familias mexicanas, respetuosa del medio ambiente y de la comunidad.

En un año y cinco meses de operaciones (desde el 27 de agosto de 2021) se han presentado los siguientes avances en Gas Bienestar:

- Tiene cobertura en nueve Alcaldías y cuenta con 129 rutas en total.
- Se han vendido un millón 970 mil cilindros.
- Se han obtenido ingresos por ventas de gas licuado por 889 millones de pesos y por 101 millones de pesos por venta de chatarra.
- Se benefician mensualmente 144 mil familias;
- Se han rehabilitado más de 100 mil cilindros
- Se ha recuperado IVA a favor por 106 millones de pesos,
- Se han chatarrizado más de 500 mil cilindros.

## Mercado internacional

### Exportaciones

Durante 2022, las exportaciones de petróleo crudo mexicano promediaron 953.2 Mbd, comparado con 1,018.3 Mbd en 2021, lo que representó una reducción de 65.2 Mbd ante una menor disponibilidad de crudo Maya y mayores ventas internas para el proceso en refinerías.

Las exportaciones de petrolíferos se incrementaron 18.2%, principalmente por mayores exportaciones de combustible, con un volumen de 173.6 Mbd, el aumento fue de 10.2%, respecto al año previo.

### Importaciones

El volumen importado de gas natural disminuyó 41.2% en 2022, principalmente por el menor consumo en el Sistema Nacional de Refinación; asimismo, las importaciones de petrolíferos fueron 32.7% mayores a las registradas en 2021, como resultado de una mayor demanda de productos; mientras que el volumen de importación de diésel se ubicó en 174.1 Mbd, superior en 69.7% y la de turbosina en 54.4 Mbd, 58.3% mayor respecto al año previo.

Mercado Internacional (miles de barriles diarios)				
Productos	2021	2022	Variación %	
<b>Exportación</b>				
Crudo	1,018.3	953.2	-6.4	
Petrolíferos	168.0	198.6	18.2	
Petroquímicos (Mt)	110.5	18.3	-83.4	
Gas natural (MMpcpd)	0.8	0.7	-12.5	
<b>Importación</b>				
Gas natural seco <sup>1</sup> (MMpcpd)	904.6	532.1	-41.2	
Petrolíferos y gas licuado	557.3	739.7	32.7	
Petroquímicos (Mt)	349.2	373.9	7.1	

<sup>1</sup> Incluye gas natural licuado. Sólo operaciones de Petróleos Mexicanos.

**Balanza comercial**

En el comercio exterior, Pemex realizó operaciones que derivaron en una balanza comercial deficitaria en 1,488.1 MMUS\$, menor al valor obtenido en 2021 en 117.3%, con un mayor valor de las exportaciones de 29.7%, y las importaciones se incrementaron en 95.1%, principalmente en petrolíferos.

<b>Balanza comercial de hidrocarburos</b> (millones de dólares)			
<b>Productos</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>Variación %</b>
<b>Saldo</b>	<b>8,619.1</b>	<b>-1,488.1</b>	<b>-117.3</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>27,990.0</b>	<b>36,304.3</b>	<b>29.7</b>
Petróleo crudo	24,448.7	31,085.4	27.1
Petrolíferos	3,472.3	5,205.3	49.9
Petroquímicos	68.2	12.1	-82.3
Gas natural seco	0.9	1.5	66.7
<b>Importaciones</b>	<b>19,370.9</b>	<b>37,792.4</b>	<b>95.1</b>
Petrolíferos	16,293.5	34,718.0	113.1
Gas natural seco	2,196.4	1,360.0	-38.1
Petroquímicos	881.0	714.4	-94.6







# 6

SEGURIDAD INDUSTRIAL  
**Y PROTECCIÓN**  
AMBIENTAL



## 6.1 Seguridad industrial

Durante 2022, Petróleos Mexicanos continuó fortaleciendo la cultura de seguridad y el liderazgo, con el fin de mejorar el desempeño en seguridad y salud en el trabajo, a través de la implementación y consolidación de iniciativas para este fin, entre las que destacan:

- El seguimiento al Programa de Atención de Riesgos Críticos A1<sup>8</sup>, con el siguiente nivel de atención:
  - Año 2019: 100% de atención de los riesgos autorizados para instalaciones que no consideraran el Sistema Nacional de Refinación (SNRF) y 97.5% de avance para el SNR.
  - Año 2020: avance de 92.8% en la atención de los riesgos autorizados para instalaciones que no consideraran el SNR y el 89.5% para los riesgos del SNR.
  - Año 2021: avance de 63.8% de los riesgos autorizados para instalaciones que no consideraran el SNR y el 89.1% de los riesgos del SNR.
  - Año 2022: 48.8% de avance en los riesgos autorizados para instalaciones que no consideraran el SNR y el 42.0% de los riesgos del SNR.
- Evaluación de líneas de acción asociadas con mejoras en ejecución y supervisión segura con cero tolerancia a los trabajos de riesgos en Permex; adicionalmente, se inició la primera etapa del programa de reforzamiento de cero tolerancia, con

8 Son aquellos riesgos considerados como No Tolerables que representan situaciones de emergencia y para los que deben establecerse, al menos, controles temporales inmediatos que pudieran originar una inminente pérdida de contención (fuga/derrame) de hidrocarburos o sustancias químicas peligrosas en activos, sistemas, equipos y/o componentes de proceso, que presenten condiciones críticas de integridad estructural o mecánica, y cuyas consecuencias sean de graves a catastróficas con afectaciones al personal, a la población, al medio ambiente, pérdida o deterioro de la producción, así como daños a las instalaciones.

reuniones de trazabilidad y calidad de información sobre lesionados por accidentes de trabajo y eventos de seguridad de los procesos, con el objeto de desarrollar acciones que permitan atenuar las tendencias actuales.

- Se emitieron 318 dictámenes, con base al programa para la evaluación de la conformidad con la NOM-020-STPS-2011, recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas -Funcionamiento - Condiciones de seguridad”.
- Emisión de dictámenes técnicos y normativos en materia de Seguridad Industrial de las instalaciones de las Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales determinadas por la Dirección General.
- Supervisión de las acciones para mitigar los riesgos Industriales tipo A, que afectan la seguridad y continuidad de las operaciones de las EPS y filiales, validados por el Comité de Riesgos de Petróleos Mexicanos (CRPemex).
- Seguimiento y evaluación para la atención de recomendaciones derivadas de análisis de causa raíz, compañías aseguradoras y dependencias gubernamentales como la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).
- Se realizaron auditorías para evaluar el desempeño integral en administración de riesgos.

- Se coordinó la elaboración de los Análisis Causa Raíz de eventos relevantes.

En 2022, el índice de frecuencia de accidentes acumulado para el personal de Pemex se ubicó en 0.49 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, esta cifra es 40% mayor a la registrada en el mismo periodo de 2021 y 122.7% mayor a la meta establecida para el año.

Índice de frecuencia de accidentes (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)					
Año	Pemex	PEP	PTRI	PLOG	
2021	0.35	0.29	0.47	0.36	
2022	0.49	0.37	0.61	0.67	
Variación %	40.0	27.6	29.8	86.1	

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2022	Variación % 2022 observado vs meta
	2021	2022		
Índice de frecuencia <sup>1</sup>	0.35	0.49	0.22	122.7 ↑

1. Accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo.

Pemex Logística tuvo el incremento más importante, tanto en el número de lesionados, como en el índice de frecuencia; lo anterior, derivado de 36 trabajadores lesionados, donde las causas principales fueron: operación de maquinaria, carga o manipulación de objetos y caídas.

Respecto al índice de gravedad para el personal de Pemex, en 2022 se situó en 29 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, resultado 45% mayor en comparación con el valor de 20 días perdidos obtenido en 2021.

Índice de gravedad de accidentes (días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)					
Año	Pemex	PEP	PTRI	PLOG	
2021	20	27	27	15	
2022	29	35	41	20	
Variación %	45.0	29.6	51.9	33.3	

El índice de frecuencia de 2022, aplicable al personal contratista registró 0.12 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, cifra que representó una disminución de 25% comparado con el valor obtenido en 2021.

Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)					
Año	Pemex	PEP	PTRI	PLOG	
2021	0.16	0.16	0.15	0.28	
2022	0.12	0.11	0.21	0.24	
Variación, %	-25.0	-31.3	40.0	-14.3	

## 6.2 Confiabilidad operacional

### Principales resultados 2022

Con respecto al programa 2022 de reparaciones mayores, se atendieron:

- Refinería Cadereyta. Reparación de la planta UL50 (gasolina de ultra bajo azufre).
- Refinería Madero. Reparación de la planta de Alquilación y la torre de enfriamiento DE-102.
- Refinería Minatitlán. Reparación de la planta preparadora de carga TAV-3 y se encuentra en ejecución el clarificador WL-53A.
- Refinería Salamanca. Reparación de la planta de efluentes.
- Refinería Salina Cruz. Continúa en reparación la planta reductora de viscosidad.
- Refinería Tuña. Continúa en reparación el tanque esférico TE-203.

En PEP se programaron cuatro reparaciones mayores y cuatro libranzas, del total, se ejecutaron seis (cuatro libranzas y dos reparaciones mayores), queda pendiente la sustitución del encendido electrónico del quemador e instalación de internos al separador de segunda etapa en la Plataforma PB-ZAAP-C de la Región Marina Noreste; así como la sustitución de 17 válvulas mecánicas de diferentes diámetros y la adecuación del proceso de la línea en la Región Marina Suroeste.

En Transformación Industrial, se implementaron acciones preventivas con miras a resaltar el cumplimiento del programa 2023, con un enfoque en la asignación de los recursos para la adquisición de materiales de largo tiempo de entrega para las reparaciones mayores de las plantas de las refinerías de Cadereyta, Madero y Salina Cruz, así como para la adquisición de materiales de uso común y recurrente para la atención de mantenimientos menores.

### Índice de Paros No Programados (IPNP)

El desempeño operativo alcanzado conforme a los resultados de la no disponibilidad de los activos para operar, medido a través del IPNP, atribuibles a fallas propias de los equipos y plantas de proceso, presenta desviaciones considerables con respecto al valor de referencia (1%).

En PEP: Al cierre de 2022 se registró un incremento en el valor del indicador de 0.1% respecto al 2021, esto obedece principalmente a fallas en equipos de compresión y bombeo de la Región Marina Noreste y bombeo de la Región Norte.

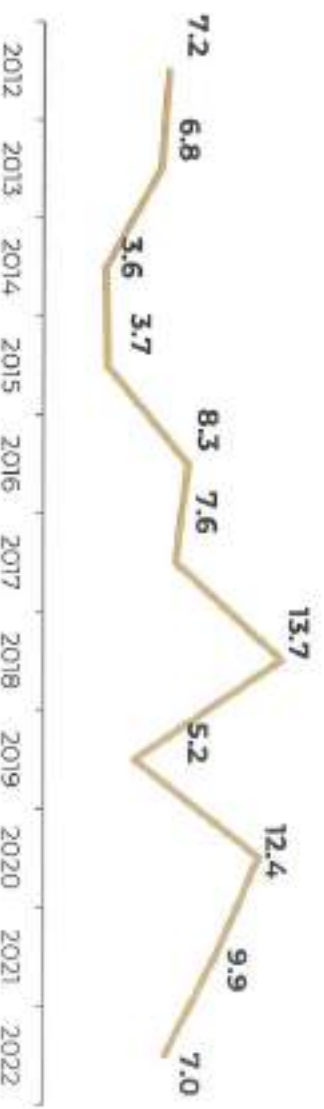
Pemex Exploración y Producción



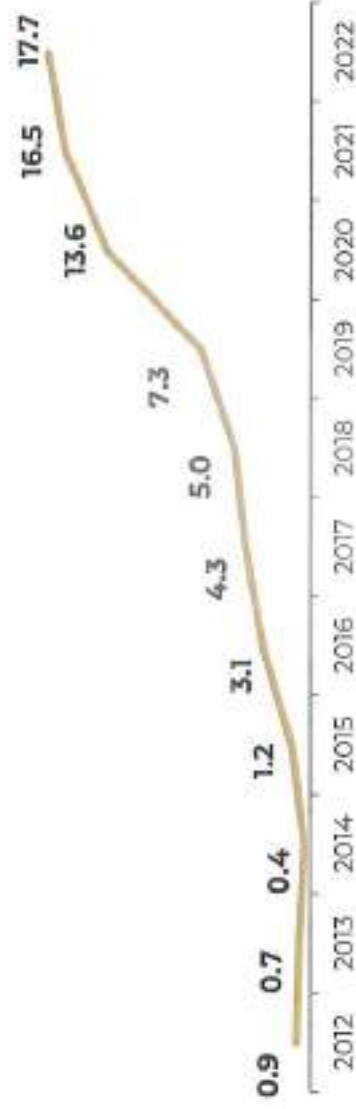
En PTRI, al cierre del ejercicio 2022, en plantas de proceso presentó una mejora en la línea de negocio de producción de petrolíferos y un incremento en las líneas de proceso de gas y petroquímica básica y de petroquímica secundaria.

IPNP de plantas de proceso, %

PTI – Producción de Petrolíferos



### PTI - Proceso de Gas y Petroquímica Básica



### PTI- Petroquímica Secundaria



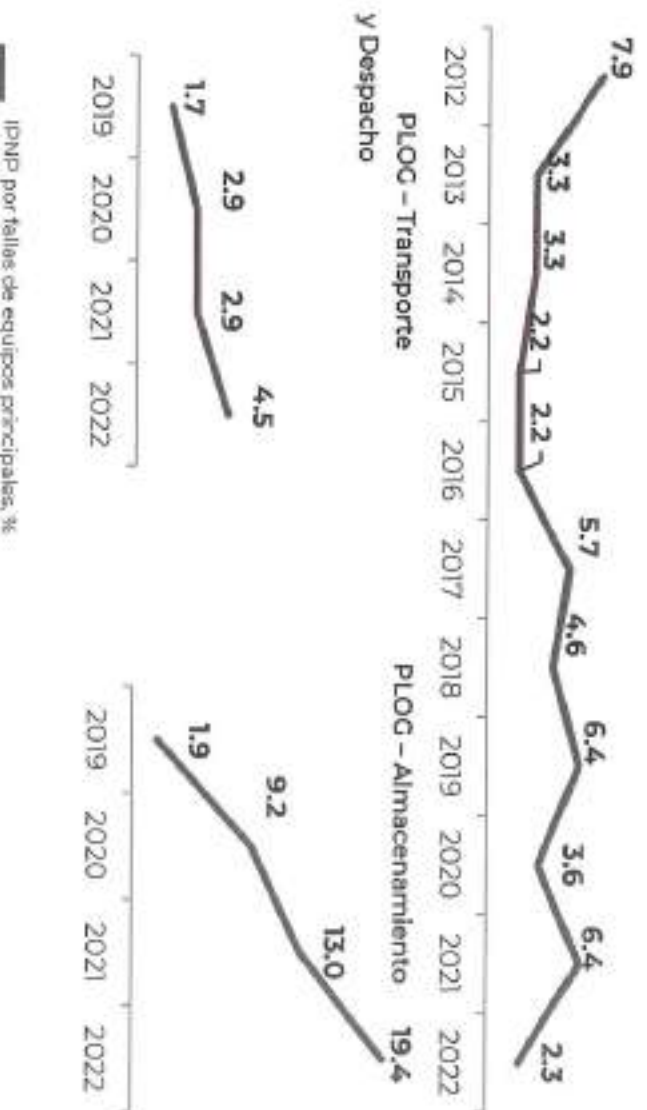
— IPNP por fallas de equipos, proceso, servicios principales y retrasos en reparaciones, %

### IPNP de equipos principales

Para PLOG - Logística Primaria: El valor del indicador presenta una reducción en un 4.1% en 2022, respecto al valor registrado en 2021 de 6.4%, esta reducción es el resultado de la ejecución de rehabilitaciones mayores llevadas a cabo. La familia de equipos de bombeo y compresión continúa impactando el indicador.

PLOG - Transporte, y Almacenamiento y Despacho: Para estas dos Líneas de Negocio, a partir de 2019 se realiza el cálculo del "Índice de Paros No Programados", para Transporte el indicador ha sido impactado principalmente por la incidencia de fallas en familias de equipos turbinas de vapor y motores eléctricos de la Gerencia de Transporte, Mantenimiento y Servicios de Ductos. Para Almacenamiento y Despacho fallas en autotanques; sin embargo, se espera que esta situación se revierta en 2023, debido a la iniciativa para que la función de reparto se realice con vehículos arrendados, iniciada en 2022.

PLOC - Logística Primaria



Las principales causas que impactaron al indicador en el ejercicio 2022 son las siguientes:

- Producción de petrolíferos, el valor del indicador relacionado a causas propias al cierre de 2022 presenta una mejora, con una reducción de 2.9 puntos porcentuales respecto el valor alcanzado en 2021 al ubicarse en 7%. Sin embargo, el indicador se ha visto impactado de forma sustancial por la ocurrencia de fallas en equipo estático y dinámico en las refinerías de Cadereyta y Madero (compresores y calentadores en Cadereyta y reactores y cambiadores de calor en Madero), fallas en servicios principales en Minatitlán (torres de enfriamiento y calderas), retraso en reparaciones programadas en las refinerías de Madero (Combinada BA) y Salamanca (Generadora de Hidrógeno U-6).
- Proceso de gas y petroquímica básica, el IPNP por causas propias en 2022 continuó con una tendencia al alza en el periodo evaluado, con incremento de 1.2% con respecto a la cifra alcanzada en 2021; el indicador continúa siendo impactado mayormente por daños en equipo estático de las plantas de azufre de los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex, Cactus y Arenque; equipo dinámico en el Complejo Procesador de Gas Coatzacoalcos; equipo estático de la planta Criogénica 6 y sistema instrumentado de seguridad y control distribuido en plantas Criogénica 1 y Estabilizadora de Condensados 1 del Complejo Procesador de Gas Burgos; asimismo, retraso en reparaciones mayores en Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.



- Producción de petroquímica secundaria, al cierre de 2022, se registró un incremento de 0.8% en el valor del indicador respecto a la cifra de 2021, esto debido a fallas en equipo estático en plantas de polietileno de baja densidad, retraso en la reparación programada de la planta de etileno y fallas en servicios principales en Complejo Petroquímico Cangrejera, daño en calentador de la planta de Amoniaco VI en Complejo Petroquímico Cosoleacaque y fallas en equipo de compresión en plantas de etileno y óxido de etileno de los complejos petroquímicos Morelos y Cangrejera.

#### Validación de casos de mantenimiento

En 2022, se gestionaron 42 casos de mantenimiento mediante los cuales, se integran los requerimientos de mantenimiento para sostener o mejorar la confiabilidad de los activos, estableciéndose los alcances, priorizaciones y costos de las actividades de mantenimiento.

## 6.3 Protección ambiental

En el Plan de Negocios 2021-2025 de Pemex se estableció la estrategia 4.2, en el que se plantea reducir el impacto ambiental de las actividades industriales y mejorar la gestión energética de la empresa, así como lograr una operación con un enfoque sustentable al realizar el manejo integral del agua, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>e y el pasivo ambiental, dando cumplimiento a la regulación ambiental aplicable a nuestras operaciones.

Algunas de las principales acciones realizadas durante 2022 fueron las siguientes:

- Publicación del Informe de Sustentabilidad 2021, con base en la Guía *Oil and gas industry guidance in voluntary sustainability reporting*, IPIECA/API/IOGP y verificado por la empresa KPMG Cárdenas Dosal, S.C.
- Actualización del inventario de riesgos ambientales de Pemex, con un registro total de 225, por un monto de 9,005 MM\$ para su atención en el periodo 2022-2024. Durante 2022, con base en los Acuerdos del Comité de Riesgos de Pemex, se inició la atención de los riesgos ambientales prioridad 1 y al cierre de 2022 inició la atención del 89% de estos riesgos.
- Continúa la operación de los Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) basados en la norma ISO 50001, en su versión 2018, en la totalidad de los centros de trabajo con instalaciones industriales. De manera particular, se obtuvo la certificación de los tres complejos de petroquímica secundaria (amoniaco y derivados de etano) y se mantuvo la certificación de las seis refinerías, los nueve complejos procesadores de gas y del complejo petroquímico productor de metanol.
- Impartición de cursos a distancia de: i) interpretación de la norma ISO 50001:2018; ii) metodologías para la medición y verificación del desempeño energético; y iii) formación de auditores internos en ISO 50001:2018; por parte de instructores internos certificados, para fortalecer las competencias laborales de los trabajadores

- de las EPS involucrados en las actividades del SCEn.
- Ejecución de 10 auditorías externas a distancia del SCEn en los diferentes centros de trabajo de las EPS, realizadas de forma conjunta por el grupo auditor del Comité Interno de Eficiencia Energética y los auditores de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE); asimismo, se realizaron 44 auditorías internas al SCEn en los centros de trabajo como parte de su proceso de mejora continua.
- Cumplimiento al registro de la Información ambiental en la Cédula de Operación Anual por parte de los centros de trabajo de Pemex y sus EPS.
- Verificación de inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero bajo los términos del Registro Nacional de Emisiones y los requerimientos del segundo año del Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones. La totalidad de las instalaciones participantes de Pemex realizó la entrega de derechos de emisiones correspondiente a las actividades del año 2021.
- Implementación de programas de detección de emisiones fugitivas en accesos o componentes de líneas, ductos y equipos en centros de trabajo de procesos de exploración y producción, a través de un tercero.
- Implementación de proyectos de infraestructura para el transporte, flexibilidad operativa y compresión de gas en las regiones marinas y terrestres buscando reducir el volumen de gas enviado a quemador.
- Rehabilitación de equipos de proceso de gas y de refinación.
- Continúa la participación conjunta, entre Pemex, autoridades y el sector privado, para la generación de propuestas para la implementación de la fase operativa del Sistema de Comercio de Emisiones, a través del Comité Consultivo creado para este fin.
- La CONUEE distinguió a la Refinería Minatitlán en el rubro de "Instalación Industrial de la Administración Pública Federal, Pemex y Comisión Federal de Electricidad (CFE) con la mayor calificación en la Implementación de su SCEn en 2021" y a la Refinería Tula en la categoría de "Instalación industrial de Pemex o de la CFE con la mayor calificación en la evaluación de eficiencia energética de la CONUEE", por haber obtenido beneficios por 0.81 PJ, en 2021.

## Índice de emisiones de gases de efecto invernadero

- En 2022, el índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los procesos de exploración y producción fue 38.80 tCO<sub>2</sub>e/mbpce, 13.4% menor al índice reportado en 2021. La reducción se debió a la conclusión y entrada en operación de proyectos de infraestructura de transporte, de flexibilidad operativa y de mantenimiento mayor a sistemas de compresión, lo que permitió disminuir el volumen de gas enviado a quemador.

- El índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías fue 62.49 tCO<sub>2</sub>e/Mb, lo que representó un incremento de 6.8% con respecto al registro de 2021. Esto se debió principalmente a que siguen pendientes algunos proyectos relacionados con el endulzamiento y compresión de gases para evitar su desfogue.
- El índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los centros procesadores de gas fue 10.03 tCO<sub>2</sub>e/MMpc, lo que representó un incremento de 2% con respecto al cierre del año previo, debido a los tiempos requeridos para la reparación de sistemas de compresión y transporte de gas.
- Los índices de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos fueron 2.62 tCO<sub>2</sub>e/t para metanol y aromáticos, 17.31 tCO<sub>2</sub>e/t para derivados del etano y 2.20 tCO<sub>2</sub>e/t para el amoniaco. Estos valores representaron incrementos de 54.1% y 42.6% en los dos primeros casos y sin variación en el caso del amoniaco. La baja en la producción de las plantas de derivados del etano en 46.6% y metanol y aromáticos en 36.7% respecto de 2021, ocasiona que los equipos operen por debajo de sus niveles óptimos de eficiencia y se incrementen los índices de emisiones. La producción de amoniaco, en cambio, aumentó en 13.9% en el mismo periodo.

Índice de emisiones de gases de efecto invernadero			
Indicador	2021	2022	Meta 2022
Extracción y producción de crudo y gas, tCO <sub>2</sub> e/Mbpce	44.81	38.80	22.55
Proceso de crudo en las refinerías, tCO <sub>2</sub> e/Mb	58.51	62.49	43.14
Centros procesadores, tCO <sub>2</sub> e/MMpc	9.83	10.03	4.81
Producción de petroquímicos, tCO <sub>2</sub> e/t (metanol y aromáticos)	1.70	2.62	1.58
Producción de petroquímicos, tCO <sub>2</sub> e/t (derivados del etano)	12.14	17.31	4.11
Producción de petroquímicos, tCO <sub>2</sub> e/t (amoniaco)	2.20	2.20	2.44

Fuente: Sistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SISPIA) 30 de marzo de 2023.

## Emisiones de óxidos de azufre (SOx) y óxidos de nitrógeno (NOx)

Las emisiones de SOx a diciembre de 2022 fueron 1,176 Mt, lo que representó una reducción del 9.7% respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la entrada en operación de sistemas de recuperación de azufre. Respecto a las emisiones de NOx, en 2022 totalizaron 89.4 Mt, 0.6% menos que en el año anterior, lo cual fue provocado principalmente por la disminución de desfogues en Pemex Exploración y Producción y en actividades de Pemex Logística.

Emisiones de SOx y NOx (miles de toneladas)			
Compuestos	2021	2022	Variación %
Óxidos de azufre (SOx)	1,305	1,178	-9.7
Óxidos de nitrógeno (NOx)	89.9	89.4	-0.6

Fuente: SISPA, 20 de marzo de 2023



## Índice de uso de agua<sup>9</sup>

El índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías resultó en 0.38 m<sup>3</sup>/b, lo que representó en una favorable disminución del 13.6% con respecto al cierre de 2021, debido a la reparación de fugas de agua, vapor y condensado y a las rehabilitaciones a torres de enfriamiento, bocatomas, unidades desmineralizadoras de agua y plantas de tratamiento de agua cruda.

El índice de uso de agua en los complejos procesadores de gas en 2022 resultó en 0.031 m<sup>3</sup>/Mpc, con una disminución de 6.1% con respecto al cierre de 2021. Durante el 2022 se llevó a cabo la reparación de 239 fugas de agua en los centros procesadores de gas.

El índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados de etano) al cierre de 2022 resultó en 239.51 m<sup>3</sup>/t, con un incremento de 63.3% respecto al año anterior; variación que se debió a la baja en la producción de los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos, sin la consecuente disminución en el uso de agua.

Al cierre de 2022, el índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoniaco) fue 18.13 m<sup>3</sup>/t, lo que representó un incremento de 6.8% con respecto al año anterior; sin embargo, se logró el cumplimiento a la meta establecida, con un margen favorable de 28.4%.

El índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) resultó en 9.65 m<sup>3</sup>/t para 2022, con incremento respecto al año anterior de 51.3%, debido a la baja en la producción del tren de aromáticos de los complejos petroquímicos Coatzacoalcos e Independencia; en este último centro de trabajo particularmente en septiembre y noviembre.

A pesar de las reducciones de uso de agua logradas en 2022 en refinerías y complejos procesadores de gas, una parte importante de rehabilitaciones mayores en los sistemas para el suministro, tratamiento, desmineralización y enfriamiento de agua fueron canceladas o reprogramadas, por lo cual no se logró el cumplimiento de las metas establecidas en materia de agua en el Plan de Negocios de Pemex.

<sup>9</sup> A partir de 2021 el cálculo del índice de uso de agua descuenta el volumen de agua transferida a otro destino, por lo que se ajustó el dato reportado en el 2020 para realizar el comparativo.

Índice de uso de agua			
Indicador	2021	2022	Meta 2022
Proceso de crudo en las refinerías, m <sup>3</sup> /b	0.44	0.38	0.34
Complejos procesadores de gas, m <sup>3</sup> /Mpc	0.033	0.031	0.025
Producción de petroquímicos (derivados del etanol), m <sup>3</sup> /t	146.69	239.51	49.86
Producción de petroquímicos (amoníaco), m <sup>3</sup> /t	16.97	18.13	25.33
Producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), m <sup>3</sup> /t	6.38	9.65	3.99

Fuente: SISPA, 20 de marzo de 2023.

## Reúso de agua

Al cierre de 2022, el volumen de reúso de agua en las refinerías fue de 34.2 MMm<sup>3</sup>, superior con respecto al año anterior en 28.4%; cabe mencionar que, las refinerías de Cadereyta, Madero y Tula incrementaron el volumen de reúso de agua, reemplazando con ello el suministro de fuentes naturales. A la fecha se han llevado a cabo rehabilitaciones a sistemas de tratamiento de efluentes y a plantas de tratamiento de agua negra y residual.

Indicador	Indicador del Plan de Negocios			Variación % 2022 observado vs meta
	Resultados observados 2021	2022	Meta 2022	
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm <sup>3</sup> )	26.6	34.2	49.4	-30.8 ↓

Fuente: SISPA, 20 de marzo de 2023.

## Inventario final de residuos peligrosos

Con un total de 3.3 Mt registradas al final de 2022, se logró una reducción de 64.5% con respecto al año anterior.

Durante 2022 se generaron 45.4 Mt, se aprovecharon y dispusieron un total de 51.4 Mt, resultando en una relación de 1.1 de la disposición con respecto a la generación.

A las actividades de Pemex Exploración y Producción corresponde el 57.7% del inventario de residuos peligrosos.

Inventario final de residuos peligrosos (porcentaje)			
Concepto	2021	2022	
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
Otros (laboratorio, aceites, mantenimiento, lodos, catalizadores)	32%		33%
Sólidos impregnados con hidrocarburos	43%		20%
Lodos aceitosos	16%		23%
Arena de <i>sandblast</i> <sup>1</sup>	9%		24%

1. *Sandblast* es una técnica de desgaste o abrasión superficial que sirve para limpiar diferentes superficies y utiliza, entre otros, la arena como agente abrasivo.  
Fuente: SISPA, 20 de marzo de 2023.

## Sitios contaminados

Al cierre de 2021, el inventario de sitios contaminados fue de 1,385.9 hectáreas, que sumado a las nuevas áreas impactadas que se generaron por emergencias ambientales en Pemex Exploración y Producción, al incremento de sitios impactados derivado de los procesos y operaciones de Pemex Logística y Pemex Transformación Industrial y a la atención de sitios durante 2021, dio como resultado un inventario final en 2022 de 1,342 hectáreas, lo que presentó una disminución de 3.2% con respecto al 2021.

Sitios contaminados (hectáreas)		
Area	Inventario 2021	Inventario 2022
<b>Total</b>	<b>1,385.9</b>	<b>1,342.0</b>
Pemex Transformación Industrial	241.6	241.5
Pemex Logística	254.0	236.0
Pemex Exploración y Producción	890.3	864.5

Entre las acciones implementadas en 2022 destacó la atención de 136.5 hectáreas en Pemex, distribuidas en los activos de producción de las regiones Norte y Sur de Pemex Exploración y Producción, así como en el Complejo Petroquímico de Gas Ciudad Pemex de Pemex Transformación Industrial.

Con relación al rubro de presas registradas en PEP, se desincorporaron ocho presas con afectación ambiental, dando como resultado un inventario final de 32 presas en 2022.

## Fugas y derrames

El total de fugas y derrames en Pemex al cierre de 2022 fue de 1,167 eventos (no incluye aquellos por tomas clandestinas), con respecto a 2021, se observó un incremento de 0.3% por parte de las EPS.

Del total de eventos, 71.1% corresponde a Pemex Exploración y Producción, 21.4% a Pemex Logística, 5.9% a Pemex Transformación Industrial y 1.6% a PMI.

	Fugas y derrames (número de eventos)	
	2021	2022
<b>Empresa</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>Total</b>	<b>1,163</b>	<b>1,167</b>
Pemex Transformación Industrial	94	58
Pemex Logística	193	250
Pemex Exploración y Producción	863	830
PMI	13	19

## Certificados de Industria Limpia

A diciembre de 2022, Pemex cuenta con cinco certificados vigentes de Calidad Ambiental, de los cuales uno pertenece a una instalación que concluyó por primera vez el proceso de auditoría ambiental y cuatro fueron refrendos para instalaciones que demostraron mantener su desempeño ambiental dentro de los estándares de cumplimiento de la normatividad en la materia. A la fecha, continúan inscritas siete instalaciones dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental, de las cuales cinco tienen certificados vigentes y dos se encuentran en proceso de certificación.



## Mitigación del Cambio Climático y Protección de Ecosistemas

Pemex realiza esfuerzos para mitigar los impactos ambientales generados por sus operaciones, así como para adaptarse a los riesgos climáticos a los cuales se encuentran expuestas las instalaciones petroleras continuando con la implementación y seguimiento de programas para la prevención y control integral de las emisiones de metano, la evaluación de proyectos para la reducción de emisiones por consumos en pilotos de quemadores y desfogues, la implementación, operación y certificación de Sistemas de Gestión de Energía para mejorar el desempeño energético de las instalaciones y reducir los volúmenes de combustibles utilizados, así como la realización de análisis de riesgo climático en instalaciones prioritarias, la elaboración de guías técnicas y actividades de difusión de información al interior de la empresa.

Dada la relevancia del cambio climático y del compromiso de Pemex para combatirlo, en 2022 se realizaron las siguientes acciones:

- Inicio del análisis de riesgo climático del Sistema de Transporte por Ducto Fortín-Maltrata, Veracruz, el cual será terminado a inicios de 2023. Tiene el objetivo de identificar líneas estratégicas y medidas de adaptación al cambio climático que reduzcan o eviten los daños y pérdidas en las instalaciones petroleras, asociados al impacto de huracanes, lluvias intensas y eventos de derrumbes y deslizamientos de laderas y de torrentes en cauces de ríos y arroyos.
- En septiembre de 2022, se difundió al interior de la empresa la "Guía técnica para la elaboración de análisis terrestres de riesgo climático en Petróleos Mexicanos, sus EPS y, en su caso, Filiales", que describe las etapas y actividades básicas para desarrollar un análisis cualitativo de riesgo climático y la identificación, priorización monitoreo y evaluación de medidas de adaptación al cambio climático.
- Con la finalidad de impulsar la capacitación y sensibilización del personal de Petróleos Mexicanos en el tema de cambio climático, se difundieron infografías enfocadas en resaltar la importancia de entender y participar en la atención del cuidado de los ecosistemas y su biodiversidad, en la implementación de acciones que reduzcan la exposición y vulnerabilidad climática de las instalaciones petroleras y en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Se rehabilitaron equipos de proceso de gas y de refinación.
- Implementación de proyectos de infraestructura de transporte, flexibilidad operativa y mantenimiento mayor a sistemas de compresión, lo que permitió incrementar el manejo y aprovechamiento de gas en las regiones marinas y terrestres en procesos de exploración y producción, lográndose reducciones en el volumen de gas enviado a quemador.
- Se fortaleció la calidad de la información que sirve como base para el cálculo de las emisiones y la elaboración de inventarios.

- Se brindó apoyo técnico a los centros de trabajo participantes en el “Programa de prueba del sistema de comercio de emisiones” para preparar sus planes de monitoreo y sus inventarios de emisiones, realizar verificaciones y llevar a cabo la entrega de derechos correspondientes al segundo año de actividades.
- Implementación de programas de detección de emisiones fugitivas en accesorios o componentes de líneas, ductos y equipos en centros de trabajo de procesos de exploración y producción.
- Continúa en operación el programa de educación ambiental en el Parque Ecológico Jaguaroundi, con talleres, pláticas y recorridos virtuales a través de la página oficial de Facebook y la cuenta oficial de Twitter del parque.

## Índice de consumo energético

Al cierre de 2022, el índice de consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas fue 154.44 GJ/Mbpce, con una mejora de 7% respecto 2021, debido principalmente a la mejora del desempeño energético, derivado de las acciones implementadas en los activos de producción de las regiones Norte y Sur, así como por la incorporación de nuevos pozos productores. Adicionalmente, en el total de instalaciones de los campos productores se continuó con el control operacional eficiente de las variables energéticas relevantes de los equipos de mayor consumo energético.

El índice de consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías<sup>10</sup> reportó 723.99 GJ/Mb en 2022, lo que representó una disminución de 0.02% con respecto al registro del año anterior. Cabe mencionar que, el proceso de crudo logró incrementar sin requerir consumo adicional de energía, principalmente por la implementación de acciones de mejora, emprendidas en el marco de trabajo del SCEN, en los principales equipos consumidores de energía de las seis refinerías:

Cabe destacar que, aún con un aumento importante en las actividades de las líneas de negocio de producción de hidrocarburos y procesamiento de crudo, por segundo año consecutivo lograron cumplir con las metas establecidas en el Plan de Negocios 2021-2025, para los índices de consumo energético.

En 2022, el índice de consumo energético en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas cerró en 55.33 GJ/Mmpc, lo que representó un incremento 2% con respecto al registro de 2021, debido al repunte en el proceso de gas, que propició el consumo adicional de energía en distinta proporción, aún con las buenas prácticas operativas implementadas en el marco del SCEN.

<sup>10</sup> El indicador considera el consumo de energía de combustibles y el consumo de energía primaria de la importación y exportación de vapor y electricidad. La metodología de cálculo del indicador está basada en la guía IP/ECA.

Los índices de consumo energético en la producción de petroquímicos, al cierre de 2022, fueron de 39.47 GJ/t para metanol y aromáticos, 264.15 GJ/t para derivados del etano y 31.09 GJ/t para amoniaco, valores que representaron incrementos de 54.9%, 47.1% y 18.7%, con relación a 2021, respectivamente; lo anterior, resultado de la baja producción de las plantas de derivados del etano y metanol y aromáticos, con reducciones de 46.6% y 36.7%, respectivamente, con relación a 2021; por lo que, los equipos no operan en sus niveles óptimos de eficiencia y ocasionan que se incrementen los índices de consumo energético. Caso contrario, la producción del Complejo Petroquímico Cosoleacaque cerró con un incremento de 13.9% con respecto a 2021; sin embargo, esta mayor actividad derivó en un consumo adicional de energía que rebasó la proporción esperada.

Índice de consumo energético			
Indicador	2021	2022	Meta 2022
Extracción y producción de crudo y gas, GJ/Mbpce	166.11	154.44	191.38
Proceso de crudo en las refinerías, GJ/Mb*	724.31	723.99	726.07
Complejos procesadores de gas, GJ/MMpc	54.25	55.33	54.78
Producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), GJ/t	25.48	39.47	26.03
Producción de petroquímicos (derivados del etano), GJ/t	179.59	264.15	82.13
Producción de petroquímicos (amoniaco), GJ/t	26.20	31.09	30.87

Fuente: SISPA, 20 de marzo de 2023.

\*El indicador considera el consumo de energía de combustibles y el consumo de energía primaria de la importación y exportación de vapor y electricidad. La metodología de cálculo del indicador está basada en la guía IPECA.

## Gestión energética

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) distinguió a la Refinería Minatitlán en el rubro de "Instalación Industrial de la Administración Pública Federal, Pemex y Comisión Federal de Electricidad (CFE) con la mayor calificación en la implementación de su SGE en 2021" y a la Refinería Tula en la categoría de "Instalación Industrial de Pemex o de la CFE con la mayor calificación en la evaluación de eficiencia energética de la CONUEE", por haber obtenido beneficios por 0.81 PJ en 2021.



# 7

## INFORMACIÓN **FINANCIERA**



**E**n el Plan de Negocios 2023-2027 de Petróleos Mexicanos contempla el entorno mundial complicado, que comenzaba a recuperar su dinamismo luego de la pandemia de COVID-19, aunado al conflicto geopolítico que ha trastocado buena parte de los mercados financieros y de manera particular, los de interés para la industria de petróleo y gas.

En línea con el objetivo del Gobierno de México de transitar hacia la independencia energética y fortalecer las finanzas del Estado, Pemex ha podido restituir reservas y mantener su plataforma de producción de hidrocarburos, sin poner en riesgo la disponibilidad de estos productos para el consumo de la sociedad y la industria nacional. Así, en transformación industrial, el incremento en la producción nacional de combustibles refleja los esfuerzos en la rehabilitación de la infraestructura de producción; a éstos, se suma el apoyo a la disponibilidad nacional de petrolíferos derivado de la adquisición de la refinería Pemex Deer Park y próximamente la incorporación de la producción de la refinería Olmeca.

Durante 2022 se observó una recuperación en la economía nacional e internacional, así como en la industria del petróleo y gas que tuvo un impacto positivo en las condiciones financieras de Petróleos Mexicanos. En particular, el contexto geopolítico mundial prevaletiente desde el inicio de 2022 provocó un incremento significativo en el precio de los hidrocarburos. En marzo, el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo (MMC) promedió 100.36 dólares por barril, es decir, 45 US\$/b más que el precio de referencia para el presupuesto 2022 (55.1 /b), y durante el año, se registró un precio promedio de 89.35 US\$/b, 34.25 US\$/b por arriba de este último. Como resultado, en 2022, el ingreso

El flujo de efectivo sumó 2,677.8 miles millones de pesos (MM\$), cifra superior en 685.3 MM\$ con respecto a 2021, es decir, un crecimiento de 35.5%<sup>11</sup>.

Ante condiciones exógenas favorables, Pemex mantuvo una gestión activa de sus flujos de efectivo para cumplir con los objetivos operativos, financieros y presupuestales establecidos en el Plan de Negocios. Aunado a lo anterior, los apoyos del Gobierno Federal a inicio del año para el pago de amortizaciones de la deuda financiera, así como la reducción de la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), y las aportaciones de capital para la construcción de la Refinería Olmeca, entre otros, permitieron a la empresa lograr un crecimiento al cierre del ejercicio 2022. Asimismo, se consiguieron que dichas acciones, en conjunto con una política de ejercicio del gasto programable basada en la eficiencia y la racionalidad, permitiera una optimización en el uso de los recursos financieros.

La utilidad neta observada en el ejercicio 2022 ascendió a \$9,998 MM\$, siendo Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción las empresas subsidiarias que contribuyeron en mayor medida a este resultado.

## 7.1 Estados financieros

Los estados financieros de Pemex para el año 2022 se vieron beneficiados principalmente por un incremento en las ventas como resultado de mayores precios de los combustibles por los incrementos a nivel internacional, el reconocimiento del incentivo a los combustibles automáticos debido al reconocimiento del estímulo fiscal publicado mediante decreto de 4 de marzo de 2022 del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), así como al reconocimiento de las ventas de la subsidiaria Pemex Door Park en 2022.

Durante el ejercicio 2022, la utilidad neta observada fue 99,998 MM\$, superior en \$94,774 MM\$ a la pérdida neta obtenida el año anterior. Los principales rubros que la explican son: un aumento en las ventas en 887,759 MM\$ principalmente por el efecto de mayores precios de los combustibles y un incremento en la utilidad cambiaria en 175,365 MM\$ debido a una depreciación del peso frente al dólar americano de un 5.7% en 2022 comparado con un 3.2% de depreciación del peso frente al dólar en 2021; compensado con un incremento en el costo de ventas en 65,917 MM\$ principalmente por un aumento en el precio de compra de productos de importación; incremento en el detraimiento de activos fijos en 82,327 MM\$ y un incremento en los impuestos y derechos en 12,833 MM\$ principalmente en el Derecho a la Utilidad Compartida (DUC) por un mayor precio de la Mezcla Mexicana de Exportación.

<sup>11</sup> Fuente: Seguimiento presupuestal de Pemex al cierre de 2022.

El incremento de 887,759 MM\$ en las ventas totales se compone de:

- Efecto precio: incrementos por 250,364 MM\$ en las ventas nacionales de gasolinas, diésel, combustible y turbosina, por 117,864 MM\$ relacionados con la captura del incentivo complementario a los combustibles automotrices, y por 108,277 MM\$ en las ventas de exportación por la recuperación del precio de la mezcla mexicana de exportación.
- Efecto volumen: incremento de 180,235 MM\$ en las ventas nacionales, principalmente en gasolina Pemex Magna, diésel y turbosina, y una disminución de 7,305 MM\$ en las ventas de exportación.
- Efecto tipo de cambio: aumento de 5,402 MM\$.
- Incremento en las ventas de exportación provenientes de la subsidiaria Pemex Deer Park por 238,510 MM\$.
- Incremento en los ingresos por servicios de 412 MM\$.

La apreciación del peso en 5.7% frente al dólar americano (tipo de cambio de 19.4143 pesos al 31 de diciembre de 2022, contra 20.5835 pesos al cierre de 2021) comparado con una depreciación del peso de 3.2% en 2021, llevó a un incremento por 175,365 MM\$ (383.9%) en la utilidad cambiaria.

El resultado de EBITDA (rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro, bajas de activos sin planes de desarrollo y costo neto del periodo de beneficios a empleados, netos de pagos de pensiones y servicio médico) alcanzó 733,947 MM\$, el cual muestra un incremento de 48.7% respecto a 2021, principalmente por un incremento en los precios de los productos comercializados nacionales y de exportación.

El margen EBITDA que se obtiene con la proporción de este referente sobre las ventas totales, ascendió a 31%, ligeramente menor al 33% obtenido en 2021, la empresa mantiene el flujo por la operación respecto a los costos incurridos, conservando la solvencia de corto plazo.



**Estado de Resultados**  
**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
 por los años terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021  
 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera  
 (millones de pesos)

Rubro	2022	2021	Variación	
			Importe	%
<b>Ventas netas:</b>				
En el país	1,192,714	762,115	430,599	56.5
Incentivo a los combustibles automotrices	111,864	-	111,864	100.0
De exportación	1,073,425	728,541	344,884	47.3
Ingresos por servicios	5,385	4,973	412	8.3
<b>Total de ventas</b>	<b>2,383,388</b>	<b>1,495,629</b>	<b>887,759</b>	<b>59.4</b>
Deterioro de pozos, ductos, propiedades planta y equipo	83,538	1,211	82,327	6,798.3
Costo de lo vendido	1,698,563	1,066,651	631,912	59.2
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>601,287</b>	<b>427,767</b>	<b>173,520</b>	<b>40.6</b>
Otros Ingresos (gastos), neto	14,355	(33,368)	47,723	143.0
<b>Gastos generales:</b>				
Gastos de distribución, transportación y venta	16,305	15,039	1,266	8.4
Gastos de administración	153,879	150,432	3,447	2.3
<b>Rendimiento (pérdida) de operación</b>	<b>445,458</b>	<b>228,928</b>	<b>216,530</b>	<b>94.6</b>
Ingreso financiero	27,228	28,907	(1,679)	(5.8)
Costo financiero	(159,684)	(164,572)	4,888	3.0
(Costo) rendimiento por derivados financieros, neto	(22,863)	(25,224)	2,361	9.4
Rendimiento (pérdida) en cambios, neto	129,690	(45,675)	175,365	383.9
Rendimiento (pérdida) neta en negocios conjuntos y asociadas	350	(3,088)	3,438	111.3
(Deterioro) de negocios conjuntos	-	(6,703)	6,703	100.0
<b>Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros</b>	<b>420,179</b>	<b>12,573</b>	<b>407,606</b>	<b>3,241.9</b>
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	391,420	306,827	84,593	27.6
Impuestos netos a la utilidad	(71,239)	522	71,761	13,747.3
<b>Total de derechos, impuestos y otros</b>	<b>320,181</b>	<b>307,349</b>	<b>12,832</b>	<b>4.2</b>

Rubro	2022	2021	Variación	
			Importe	%
<b>Rendimiento (pérdida) neta</b>	99,998	(294,776)	394,774	133.9
Partida que será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión	(33,511)	7,740	(41,251)	(533.0)
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias actuariales por beneficios a empleados	123,384	205,408	(82,024)	(39.9)
<b>Total de otros resultados integrales</b>	89,873	213,148	(123,275)	(57.8)
<b>Rendimiento (pérdida) integral total</b>	189,871	(81,628)	271,499	332.6
Utilidad (pérdida) neta atribuible a:				
Participación controladora	100,412	(294,532)	394,944	134.1
Participación no controladora	(414)	(244)	(170)	(69.7)
<b>Rendimiento (pérdida) neta</b>	99,998	(294,776)	394,774	133.9
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	89,877	213,145	(123,268)	(57.8)
Participación no controladora	(4)	3	(7)	(233.3)
<b>Total de otros resultados integrales</b>	89,873	213,148	(123,275)	(57.8)
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	190,289	(81,387)	271,676	333.8
Participación no controladora	(418)	(241)	(177)	(73.4)
<b>Rendimiento (pérdida) integral total</b>	189,871	(81,628)	271,499	332.6

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

## Estado de situación financiera

El estado de situación financiera presenta lo siguiente:

- El capital de trabajo negativo disminuyó en 62,412 MM\$, respecto a 2021, debido principalmente al incremento en inventarios y Bonos del Gobierno Federal, una disminución en deuda a corto plazo e impuestos y derechos por pagar, compensado con un incremento en proveedores y cuentas y gastos acumulados por pagar.
- Incremento en el activo fijo, principalmente por el efecto neto de las nuevas inversiones y bajas por 332,511 MM\$, el reconocimiento de la depreciación y amortización en 33,772 MM\$, un deterioro de activos fijos en 83,538 MM\$ y efectos de conversión desfavorables de 14,983 MM\$.
- El activo no circulante, sin considerar pozos, ductos, propiedades, planta y equipo neto, aumentó en 25,741 MM\$, principalmente por el incremento en el activo diferido en 79,377 MM\$ y en activos intangibles por 10,009 MM\$, compensado por la disminución en otros activos por 8,410 MM\$ y en Bonos de Gobierno Federal en 45,949 MM\$.
- Disminución en la deuda total en 155,292 MM\$ como consecuencia de una apreciación del peso contra el dólar de 5.7% en 2022 comparado con una depreciación de 6.2% en 2021 a pesar de una disposición en su totalidad de los fondos de crédito revolving de corto plazo al cierre del ejercicio.
- Disminución en beneficios a los empleados en 77,85 MM\$. Este decremento se debe principalmente al aumento en la tasa de descuento la cual pasó de 8.46% al 5 de diciembre de 2021 a 9.39% al 31 de diciembre de 2022.
- Incremento en las aportaciones patrimoniales en 2022 por 21,306 MM\$ designadas para el pago de deuda, la construcción de la refinería Dos Biotas y la rehabilitación de las refinerías.

Lo anterior se traduce en una disminución en el patrimonio negativo por 401,179 MM\$, resultado principalmente de la utilidad neta de ejercicio por 99,998 por las ganancias actuariales de 123,384 MM\$, principalmente por una mayor tasa de descuento utilizada en 2022 y las aportaciones del Gobierno Federal por 21,306 MM\$, compensado por los efectos cambiarios desfavorables por conversión de monedas en 35,511 MM\$.

**Estado de Situación Financiera**  
**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
**al 31 de diciembre de 2022 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera**  
(miliones de pesos)

Rubro	2022	2021	Variación	
			Importe	%
<b>Activo</b>				
<b>Circulante</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	64,415	76,506	(12,091)	(15.8)
Clientes y otras cuentas por cobrar, neto	274,879	278,396	(3,517)	(1.3)
Bonos del Gobierno Federal	46,526	1,254	45,272	3,610.2
Inventarios, neto	126,018	86,113	39,905	46.3
Instrumentos financieros derivados	12,756	12,474	282	2.3
Otros activos circulantes	3,301	3,651	(350)	(9.6)
<b>Total del activo circulante</b>	<b>527,895</b>	<b>458,394</b>	<b>69,501</b>	<b>15.2</b>
<b>No circulante</b>				
Inversiones en negocios conjuntos asociadas y otras	2,044	2,255	(211)	(9.4)
Pozos, ductos, propiedades planta y equipo, neto	1,368,751	1,274,533	94,218	7.4
Derechos de uso	49,521	54,284	(4,763)	(8.8)
Documentos por cobrar a largo plazo	1,334	1,646	(312)	(19.0)
Impuestos a la utilidad y derechos diferidos	171,632	92,255	79,377	86.0
Activos Intangibles	30,025	20,016	10,009	50.0
Bonos del Gobierno Federal	63,653	109,602	(45,949)	(41.9)
Otros activos	30,703	39,113	(8,410)	(21.5)
<b>Total del activo no circulante</b>	<b>1,717,663</b>	<b>1,593,704</b>	<b>123,959</b>	<b>7.8</b>
<b>Total del activo</b>	<b>2,245,558</b>	<b>2,052,098</b>	<b>193,460</b>	<b>9.4</b>
<b>Pasivo</b>				
<b>Circulante</b>				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	465,948	492,284	(26,336)	(5.3)
Proveedores	282,245	264,056	18,189	6.9

Rubro	2022	2021	Variación	
			Importe	%
Impuestos y derechos por pagar	70,814	112,753	(41,939)	(37.2)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	81,808	32,016	49,792	155.5
Instrumentos financieros derivados	22,242	13,636	8,606	63.1
Arrendamiento a corto plazo	6,680	7,903	(1,223)	(15.5)
<b>Total del pasivo circulante</b>	<b>929,737</b>	<b>922,648</b>	<b>7,089</b>	<b>0.8</b>

#### No circulante

Deuda a largo plazo	1,625,516	1,757,412	(131,896)	(7.5)
Beneficios a los empleados	1,306,887	1,384,072	(77,185)	(5.6)
Provisión para créditos diversos	89,147	92,396	(3,251)	(3.5)
Arrendamiento a largo plazo	44,451	51,449	(6,998)	(13.6)
Otros pasivos	11,777	10,779	998	9.3
Impuestos a la utilidad diferidos	6,865	3,341	3,524	105.5
<b>Total del pasivo no circulante</b>	<b>3,084,543</b>	<b>3,299,451</b>	<b>(214,808)</b>	<b>(6.5)</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>4,014,380</b>	<b>4,222,099</b>	<b>(207,719)</b>	<b>(4.9)</b>

#### Patrimonio (déficit)

##### Participación controladora:

Certificados de aportación *A*	1,029,592	841,286	188,306	22.4
Aportaciones del Gobierno Federal	66,731	43,731	23,000	52.6
Reserva legal	1,002	1,002	-	-
Resultados acumulados integrales	51,737	(38,140)	89,877	235.7

##### Déficit acumulado:

De ejercicios anteriores	(3,018,008)	(2,723,476)	(294,532)	(10.8)
Utilidad (pérdida) neta del año	100,412	(294,532)	394,944	134.1
<b>Total participación controladora</b>	<b>(1,768,534)</b>	<b>(2,170,129)</b>	<b>401,595</b>	<b>18.5</b>
<b>Total participación no controladora</b>	<b>(288)</b>	<b>128</b>	<b>(416)</b>	<b>(325.0)</b>
<b>Total de patrimonio (déficit)</b>	<b>(1,768,822)</b>	<b>(2,170,001)</b>	<b>401,179</b>	<b>18.5</b>
<b>Total de pasivo y patrimonio (déficit)</b>	<b>2,245,558</b>	<b>2,052,098</b>	<b>193,460</b>	<b>9.4</b>

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

## Pasivo laboral por beneficio a los empleados al 31 de diciembre de 2022

Al cierre de 2022, se registró una disminución de 10,881 MM\$ en el costo de los beneficios a los empleados (Costo Neto del Periodo – CNP), en el que se incluyen los servicios prestados con la proyección de los sueldos en el futuro, para totalizar 129,334 MM\$, 7.8% inferior al correspondiente en 2021, el cual ascendió a 140,215 MM\$.

Este incremento, independientemente del aumento normal que sufrieron de un año a otro las obligaciones por concepto de población, edad, antigüedad, salario y prestaciones, obedeció principalmente, a los siguientes factores:

- Incremento en la Tasa de descuento y de Rendimiento de los activos del plan, al pasar de 8.46% a 9.39%.
- No haber cambiado los requisitos de jubilación del personal sindicalizado.

Derivado del aumento en la Tasa de descuento y del Rendimiento de los activos del plan, el pasivo acumulado en 2022 por concepto de beneficios a los empleados disminuyó 77,185 MM\$, al pasar de 1,384,072 MM\$ en 2021 a 1,306,887 MM\$ en 2022. Este incremento incluye el reconocimiento del Costo Neto del Periodo, Ganancias Actuariales, aportaciones realizadas al Fondo Laboral PEMEX – FOLAPE (Activos del Plan) y los pagos por servicios médicos y hospitalarios otorgados a los jubilados y sus beneficiarios, así como a los pensionados postmortem.

Las (Ganancias)/Pérdidas actuariales, correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo por 131,461 MM\$ y 218,983 MM\$, generadas al cierre del ejercicio 2022 y 2021, respectivamente, se registraron en el Resultado Integral del Estado de Situación Financiera (Patrimonio), las cuales reflejan el efecto del incremento en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan y cuyo monto de utilidad acumulada al cierre del ejercicio 2022 fue de 35,092 MM\$ comparado con una pérdida acumulada al cierre del ejercicio 2021 de 96,369 MM\$.

## 7.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

La Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2022, autorizó a Pemex y sus EPS un monto de hasta 27,242 MM\$ para endeudamiento neto interno y un monto de hasta 1,860 millones de dólares de los Estados Unidos de América (MMUS\$) para endeudamiento neto externo, con la posibilidad de contratar endeudamiento neto interno o externo adicional, mientras no se rebase el monto global de endeudamiento neto aprobado.

Los apoyos del Gobierno Federal al inicio del año para el pago de amortizaciones de la deuda financiera, así como la reducción de la tasa del DUC y las aportaciones de capital para la construcción de la Refinería Olmeca, entre otros, permitieron a la empresa lograr un desendeudamiento neto al cierre del ejercicio 2022.

### Estructura de la deuda al 31 de diciembre de 2022

Al 31 de diciembre de 2022, las características generales del portafolio de Pemex fueron las siguientes:

#### Por tipo de moneda

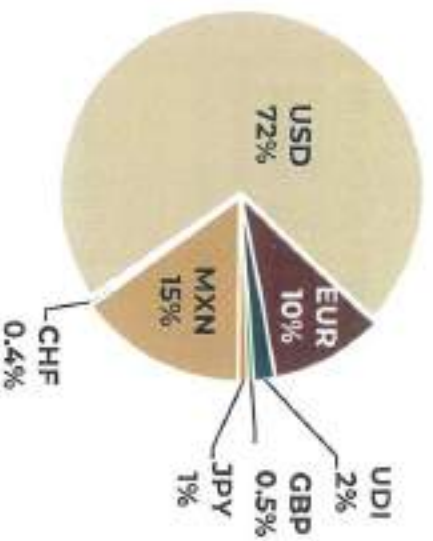
Con el fin de mitigar el riesgo cambiario, Pemex mantuvo una política de cobertura con instrumentos financieros derivados, mediante los cuales se convierten los créditos en otras monedas a dólares.

El resto de la deuda fue contratada en pesos o en Unidades de Inversión (UDIs). La totalidad de la deuda contratada en UDIs se convierte a pesos por medio de instrumentos financieros derivados con el fin de mitigar el riesgo inflacionario.

Composición de la deuda  
(al 31 de diciembre de 2022)

Deuda por moneda de contratación

Por exposición al riesgo



Por tipo de tasa

El 80% de la deuda de Pemex fue contratada a tasa fija, lo que mitiga el impacto de incrementos en las tasas de referencia derivados de la volatilidad en los mercados financieros. Por otra parte, se destaca que el 17% de la deuda de Pemex está contratada en moneda nacional (deuda interna).

Composición de la deuda  
(al 31 de diciembre de 2022)

Por tipo de deuda

Por tipo de tasa

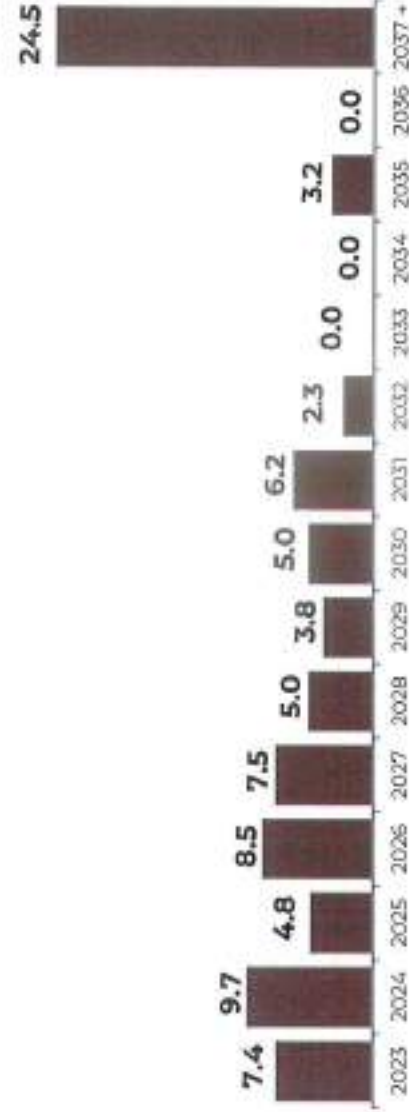




### Perfil de vencimientos

Al cierre del ejercicio 2022, el perfil de vencimientos de Pemex, tanto en lo que se refiere a la deuda interna como a la deuda externa, se mantuvo ordenado. Pemex vigila de manera constante la evolución de los perfiles de vencimiento de las amortizaciones de la deuda contratada con el fin de evitar que se presenten acumulaciones excesivas en ciertos períodos, lo cual podría representar una presión sobre los presupuestos anuales de la empresa.

Perfil de vencimientos al 31 de diciembre de 2022  
107.5 miles de millones de dólares



Proyección elaborada con base en el saldo al 31 de diciembre de 2022 por 105.7 miles de millones de dólares, utilizando los tipos de cambio del 31 de diciembre de 2022 para la conversión a dólares de todas las monedas, así como el tipo de cambio para la conversión de pesos a dólares, 1 dólar = 19.4143 pesos. No considera el saldo de líneas de crédito revolventes dispuestas, intereses devengados, otros pasivos de corto plazo, ni el monto de la monetización de bonos del Gobierno Federal.

### Saldo de la deuda

Al cierre de 2022, la deuda interna de Pemex registró un saldo de 344,281 MM\$ y el saldo de la deuda externa fue de 87,967 MMUS\$. Cifras que no consideran intereses devengados.

## Manejo de liquidez

Al cierre de 2022, las empresas del Grupo Pemex contaron con líneas de crédito revolventes comprometidas en dólares por un total de 7,664 MMUS\$, así como dos líneas revolventes comprometidas en pesos por un total de 29,500 MM\$ para la administración de la liquidez.

## Otras actividades financieras

A fin de proporcionar liquidez, fortalecer la posición financiera de la empresa y apoyar a proveedores y contratistas, sin presionar su techo de endeudamiento aprobado, Pemex, Petróleos Mexicanos realizó operaciones de factoraje financiero por más de 20,000 MM\$.

# 7.3 Ejercicio del presupuesto

El Congreso de la Unión aprobó a Pemex y a sus EPs, en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para el ejercicio 2022, una meta de balance financiero de -62,750 MM\$ en flujo de efectivo, resultado de una estimación de ingresos totales por 1,902,183 MM\$, egresos por 1,822,377 MM\$ y un costo financiero neto de 142,556 MM\$.

Al 31 de diciembre de 2022 se registró una mejora en el balance financiero de 101,078 MM\$ respecto de la meta aprobada, para ubicarlo en 38,328 MM\$, resultado de mayores ingresos propios por 125,349 MM\$ y un menor costo financiero por 10,197 MM\$, que lograron compensar un aumento en el ejercicio del gasto programable por 34,468 MM\$.

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo**  
Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado  
(millones de pesos)

Concepto	2021		2022			Var. (%)		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio <sup>1</sup> (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/Prog	Ejer/Mod	22/21 Real <sup>2</sup>
<b>Ingresos</b>	<b>1,932,454</b>	<b>1,902,183</b>	<b>2,617,764</b>	<b>2,617,764</b>	<b>715,581</b>	<b>37.6</b>	<b>0.0</b>	<b>26.6</b>
Ventas nacionales	1,044,018	1,289,512	1,457,827	1,457,827	168,315	13.1	0.0	30.5
Ventas exteriores	536,068	509,056	756,945	756,945	247,888	48.7	0.0	31.9
Venta Servicios	3,805	7,788	2,676	2,676	-5,112	-65.6	0.0	-34.3
Otros ingresos	348,563	95,826	400,316	400,316	304,490	317.8	0.0	7.3
Subsidios y transferencias	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
<b>Egresos</b>	<b>1,725,393</b>	<b>1,822,377</b>	<b>2,447,078</b>	<b>2,447,078</b>	<b>624,701</b>	<b>34.3</b>	<b>0.0</b>	<b>32.5</b>
Gasto programable	584,658	636,281	670,749	670,749	34,468	5.4	0.0	7.2
Corriente	128,842	137,229	134,703	134,703	-2,526	-1.8	0.0	-2.3
Pensiones y jubilaciones	64,695	69,376	68,630	68,630	-746	-1.1	0.0	-0.9
Inversión	393,160	429,676	467,156	467,156	37,480	8.7	0.0	11.0
Física	267,704	362,237	331,404	331,404	-50,833	-13.3	0.0	15.7
Financiera	125,456	47,439	135,752	135,752	88,313	186.2	0.0	1.1
Op. ajenas netas	-2,039	0	261	261	261	n.r.	0.0	112.0
Mercancía para reventa	431,090	382,055	881,847	881,847	499,792	130.8	0.0	91.1
Impuestos indirectos	357,609	469,187	299,435	299,435	-169,752	-36.2	0.0	-21.8
Impuestos directos	352,036	334,854	595,047	595,047	260,193	77.7	0.0	57.9

Concepto	2021		2022			Var. (%)		22/21 Real <sup>2</sup>
	Ejercicio	Pro- grama (1)	Modifi- cado (2)	Ejer- cio <sup>1</sup> (3)	Diferen- cia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	
<b>Balance Primario</b>	<b>207,060</b>	<b>79,806</b>	<b>170,686</b>	<b>170,686</b>	<b>90,880</b>	<b>113.9</b>	<b>0.0</b>	<b>-23.0</b>
Costo Financiero	142,079	142,556	132,359	132,359	-10,197	-7.2	0.0	-13.0
<b>Balance Financiero</b>	<b>64,981</b>	<b>-62,750</b>	<b>38,328</b>	<b>38,328</b>	<b>101,078</b>	<b>161.1</b>	<b>0.0</b>	<b>-44.9</b>
Ingresos Propios <sup>3</sup>	791,718	716,087	841,436	841,436	125,349	17.5	0.0	-0.7
<b>Endeudamiento neto</b>	<b>-69,809</b>	<b>65,000</b>	<b>-48,585</b>	<b>-48,585</b>	<b>-113,585</b>	<b>-174.7</b>	<b>0.0</b>	<b>-35.0</b>
Disposiciones	692,813	208,277	421,868	421,868	213,591	102.6	0.0	-43.1
Amortizaciones	762,621	143,277	470,453	470,453	\$27,176	228.4	0.0	-42.4
<b>Revaluación por tipo de cambio</b>	<b>11,658</b>	<b>0</b>	<b>2,690</b>	<b>2,595</b>	<b>2,595</b>	<b>n.l.</b>	<b>-3.5</b>	<b>-79.2</b>
<b>Incremento (uso caja)</b>	<b>6,831</b>	<b>2,250</b>	<b>-7,567</b>	<b>-7,663</b>	<b>-9,913</b>	<b>-440.6</b>	<b>1.3</b>	<b>-204.8</b>

La suma de las parcelas puede no coincidir debido al redondeo.

<sup>1</sup> Cifras de Cuenta Pública.

<sup>2</sup> Se aplicó un factor de 1.0703, conforme al deflactor implícito del Producto Interno Bruto (PIB).

<sup>3</sup> Ingresos propios = total de ingresos - impuestos - mercancía para reventa.

n.l.: No representativo.

## Variables macroeconómicas

La recuperación del entorno macroeconómico quedó de manifiesto al cierre del año, al registrarse un promedio de 89.35 US\$/b en el precio de la MME y una apreciación del tipo de cambio alcanzando un promedio de 20.12 pesos por dólar, en contraste a las consideraciones originales para el presupuesto aprobado por el Congreso de 55.1 US\$/b para la MME y de un tipo de cambio promedio de 20.3 pesos por dólar.

## Ingresos

Los ingresos brutos totalizaron 2,617,764 MM\$, monto superior en 37.6% con relación a los programados en el presupuesto original. Los factores que más incidieron, por lo que respecta a las ventas, fueron mayores ingresos por ventas de petróleo al exterior derivado de los aumentos en el precio internacional del crudo, y un incremento en las ventas internas como resultado, tanto de una recuperación de la actividad económica a un ritmo mayor al esperado, como de precios por arriba de los previstos en el presupuesto.

En cuanto a los Otros ingresos, el importe obtenido en el año por 400,316 MM\$ se compone, en una parte importante, de las aportaciones patrimoniales de apoyos financieros del Gobierno Federal, recibidas a través de la SENER, por un monto de 188,306.7

MM\$. De este total, 45,437.5 MM\$ se destinaron a la amortización de la deuda financiera ya programada en el 2022 y 142,869.2 MM\$ a la capitalización de Pemex, la cual se integró por 175,078.3 MM\$ para la construcción de la refinería Comora a cargo de la filial PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V., 11,758.0 MM\$ para el Plan de Rehabilitación de Refinerías, 1,200 MM\$ para la Cadena de Fertilizantes y 897.9 MM\$ para la compra de una planta de hidrógeno.

Asimismo, se recibieron 23,000 MM\$ como apoyo financiero en la modalidad de aportación del Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, a través del Fondo Nacional de Infraestructura (FONADIN) para la adquisición de la participación accionaria de 50.005% de Shell Oil Company (Shell) en la sociedad Deer Park Refining Limited Partnership.

Adicionalmente, ingresaron 108,776.4 MM\$ por el estímulo fiscal complementario a los contribuyentes del EPS convalidado del decreto publicado el 4 de marzo de 2022 y 63,492.0 MM\$ por devolución de IVA e IEPIS en Pemex Transformación Industrial, así como 7,041.8 MM\$ por devolución de impuestos y 1,296.9 MM\$ por cobro de la Carta de Crédito Sumbly en Pemex Exploración y Producción.

## Egresos

### Gasto programable

El ejercicio del gasto programable, considerando operaciones ajenas aotas, fue por un total de 670,749 MM\$, representando un incremento de 34,468 MM\$, equivalente a 5.4% respecto del presupuesto original autorizado por 635,281 MM\$.

Con relación al presupuesto original

- El gasto corriente disminuyó 2,526 MM\$, equivalentes a una baja de 0.5%, al ubicarse en 134,703 MM\$.
  - Las pensiones y jubilaciones fueron inferiores en 746 MM\$, representando 0.1% de reducción, con un monto de 68,630 MM\$.
  - La inversión total presentó un incremento de 37,480 MM\$, es decir, de 8.7%, con un total de 467,156 MM\$. El incremento se compuso de una reducción por 50,833 MM\$ en la inversión física, equivalente a 13.3%, y de un incremento por 88,315 MM\$ en la inversión financiera, correspondiente a 186.2%.
  - Las operaciones ajenas representaron un resultado neto por 261 MM\$.
- Durante 2022, se gestionaron 12 adecuaciones presupuestales que contaron con la autorización previa del Consejo de Administración, así como 12 movimientos interseccionales por el funcionario facultado que derivaron en un gasto programable modificado de 670,749 MM\$.

### Gasto no programable

Mercancía para reventa. Ascendió a un total de 881,847 MM\$, superior en 499,792 MM\$ al monto presupuestado, consecuencia de una mayor importación de productos petrolíferos (gasolina regular y premium, diésel desulfurado, turbosina, gas natural y gas licuado) por 429,842 MM\$, así como de mayores erogaciones por compras de molécula de crudo, gas y condensados, y por gastos en materias primas, hidrocarburos y servicios a terceros nacionales por 69,949 MM\$.

La carga fiscal indirecta totalizó 299,435 MM\$, siendo menor en 169,752 MM\$ a la programada. La variación se debió al resultado neto de un mayor pago de IVA por 63,756 MM\$ y un menor pago de IEPS por 233,508 MM\$.

El pago de impuestos directos fue de 595,047 MM\$, mayor en 260,193 MM\$ respecto de lo considerado en el presupuesto original. La variación se explica, principalmente, por mayores pagos, tanto del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) como del Derecho por la Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), derivado de un precio del crudo superior respecto el previsto.

### Costo financiero neto

El costo financiero neto registró un decremento de 10,197 MM\$ con relación al monto presupuestado. Dicha disminución se explica por componente conforme a lo siguiente:

- En relación con el pago de intereses asociados a la deuda, se observó un menor pago de intereses externos por 9,888 MM\$ y de intereses internos por 3,412 MM\$, debido en ambos casos a ajustes en el programa de financiamientos.
- Los egresos financieros mostraron un incremento de 9,255 MM\$, como consecuencia de mayores intereses pagados a terceros, lo cual fue parcialmente compensado por un menor pago de primas por cobertura de crudo.
- Finalmente, se obtuvo un mayor ingreso financiero por 6,152 MM\$, ocasionado por mayores intereses ganados en Pemex Exploración y Producción por premio en emisiones sobre par e ingresos financieros diversos.

Indicador del Plan de Negocios					
Indicador	Resultados observados		Meta 2022	Variación % 2022 observado vs meta	
	2021	2022			
Balance financiero (MMM\$)	65.0	38.3	-142.9	126.8	↑
Saldo de la deuda financiera total (MMMU\$)	109.3	107.7	105.0	2.6	↑

Ejercicio de Inversión en flujo de efectivo (millones de pesos)								
EPS	2021	2022					Variación %	
	Ejercicio	PEF (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Dif (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	22 / 21 Obs <sup>1</sup>
<b>Total</b>	<b>393,160</b>	<b>429,676</b>	<b>467,156</b>	<b>467,156</b>	<b>37,480</b>	<b>8.7</b>	<b>0.0</b>	<b>11.0</b>
Pemex Exploración y Producción	240,581	364,000	266,431	266,431	-77,569	-21.3	0.0	11.2
Pemex Transformación Industrial <sup>2,3</sup>	147,872	57,365	150,844	150,844	93,478	163.0	0.0	-4.7
Pemex Logística	4,468	7,456	6,275	6,275	-1,181	-15.8	0.0	31.2
Corporativo	239	854	23,606	23,606	22,752	2,663.6	-	9,128.2

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.  
1 Se aplicó un factor de 1.0703, conforme al deflactor implícito del Producto Interno Bruto (PIB).

## Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2022 asociados a proyectos de inversión

Al cierre de 2022, Pemex contaba con 695 contratos vigentes asociados a proyectos de inversión, por un monto total de 172,785 MM\$, 56,439 MMUS\$.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2022					
	Número de contratos en 2022	Monto de contratos a diciembre de 2022 (millones)			
		Pesos		Dólares	
<b>Total</b>	695	172,785	56,439		
Pemex Exploración y Producción	567	170,304	56,439		
Pemex Transformación Industrial	96	1,247	0		
Pemex Logística	32	1,234	0		

Del total de contratos, 638 fueron modificados a través de convenios modificatorios realizados durante 2022, 123 correspondieron a modificaciones en plazo, 100 a modificaciones en monto, 316 a modificaciones en plazo y monto y 99 en alcance.

Convenios modificatorios en 2022						
	En plazo	En monto	En plazo y monto	En alcance	Total	
<b>Total</b>	123	100	316	99	638	
Pemex Exploración y Producción	66	70	176	87	399	
Pemex Transformación Industrial	19	0	128	8	155	
Pemex Logística	19	4	12	4	38	
Pemex Corporativo	20	26	-	-	46	



---

8

GOBIERNO  
**CORPORATIVO**



**E**n Petróleos Mexicanos entendemos responsabilidad social como un valor fundamental de nuestro actuar cotidiano, por eso empeñamos nuestro esfuerzo en fomentar relaciones de entendimiento, colaboración y reciprocidad con los habitantes y autoridades de las comunidades en las que realizamos nuestras actividades esenciales de exploración, extracción, transformación y comercialización de hidrocarburos.

Sabemos que una relación positiva y duradera con las comunidades se construye día con día, en un ambiente de respeto y en el marco de un diálogo permanente. Por esa razón, los programas, obras y acciones que realizamos se determinan en estrecha coordinación con los pobladores beneficiados, atendiendo sus necesidades, demandas e inquietudes. Son las propias comunidades las que expresan sus necesidades, acompañan la ejecución de las acciones y son testigos directos de su recepción y cobertura.

Con este modelo de intervención fomentamos la sinergia con las comunidades, favoreciendo así nuestra continuidad operativa y alcanzar la soberanía energética de nuestro país.

## 8.1 Administración corporativa.

### Servicios personales

Al cierre de diciembre de 2022, Pemex totalizó una plantilla de 116,063 plazas ocupadas, siendo 93,491 de régimen sindicalizado (80.6%) y 22,572 correspondieron a personal de confianza (19.4%).

En concordancia con las políticas establecidas por el Gobierno Federal y los nuevos retos y proyectos que desarrolla Petróleos Mexicanos (Pemex), la contención del gasto en servicios personales de operación para el año 2022 fue de 6,790 millones de pesos (MM\$), 7% menos respecto al Presupuesto de Egresos de la Federación.

### Disminución en gastos

Los gastos realizados por Pemex en materia de boletos de avión, teléfono, asesorías, comunicación y eventos se han reducido sistemáticamente durante la presente administración. Esta política de austeridad y uso adecuado de los recursos se aprecia en el promedio aritmético de los gastos realizados en cada administración. El gasto realizado para 2007-2012 es 868% mayor al realizado por lo que va a la fecha de la actual administración (2019-2022); mientras que para 2013-2018 es 323% superior.

#### Gastos en boletos de avión, teléfono, asesorías, comunicación y eventos

(Millones de pesos constantes de diciembre de 2022)



Nota: El gasto en cada periodo corresponde al promedio aritmético. Para obtener pesos constantes de diciembre de 2022, se tomó el INPC promedio de los años correspondientes a cada periodo y el de diciembre de 2022 se comparó contra éste.

## APP Pemex Asiste<sup>12</sup>

En diciembre del 2022, la APP Pemex Asiste recibió el reconocimiento de Transparencia Proactiva 2022, organizado por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), por garantizar a sus trabajadores y jubilados, el derecho que tienen para acceder a su información, así como por adelantarse a sus necesidades de información y trámites, incrementando su calidad y cobertura.

Se integró funcionalidad de jubilación y basificación, para aquellos trabajadores sindicalizados que cumplieron con las condiciones laborales; manteniendo un contacto directo con éstos, mediante notificaciones personalizadas; fortaleciendo la transparencia en el proceso y limitando actos de corrupción.

## Actualización fiscal

Este proyecto es indispensable para la implementación de las actualizaciones fiscales emitidas por las autoridades correspondientes, a efecto de dar cumplimiento a las obligaciones de Pemex y sus EPS, tanto en el ámbito federal como estatal (Impuesto Sobre la Renta (ISR), Impuesto Sobre Nóminas (ISN), Viáticos, prestaciones entre otras).

Actividad / Funcionalidad	Avances
Timbrado del Comprobante Fiscal Digital por Internet (CFDI) versión 4.0, de pagos por nómina.	Fue liberada a productivo para realizar el timbrado del mes de octubre que se llevó a cabo a principios de noviembre.
Actualización de disposiciones fiscales en materia estatal.	Se actualizaron en tiempo y forma las tasas, conceptos gravados, exentos, no sujetos, etcétera, para la determinación del ISN.
Timbrado de pagos fuera de nómina versión 4.0	Se adecuó la herramienta que se tiene para el cálculo de impuesto de estos pagos, a efecto de utilizarla como medio de timbrado para la versión 4.0.
Actualización de la rutina de cálculo del ISR para el Proceso de Aguinaldo para Personal Jubilado	Se modificó para obtener una retención de impuesto acorde a los ingresos obtenidos en el mes, lo que implicó una disminución en el impuesto retenido.
Actualización de tabuladores para estimar el ingreso mensual para el Cálculo de ISR del Aguinaldo.	Para el caso de 2022 se concluyeron satisfactoriamente los trabajos correspondientes.

## Atención homologada a sindicatos minoritarios

Derivado de las reformas a la Ley Federal de Trabajo y el respeto a los derechos sindicales y de asociación de los trabajadores, se ha logrado establecer un entorno de diálogo y apertura con los cinco sindicatos minoritarios que actualmente fueron constituidos por los trabajadores de la empresa, a saber: Unión Nacional de Técnicos y

<sup>12</sup> Es una herramienta o aplicación informática de ayuda para trabajadores de Pemex.

Profesionistas Petroleros (UNTYPP); Sindicato Petroleros de México (PETROMEX); Sindicato Nacional de las Empresas Productivas del Estado, Pemex, sus EPS y Filiales (SNEPE-PM-SFI); Sindicato Nacional de Trabajadores de Pemex, sus EPS y Filiales (SNTPME-SF); y Sindicato Obrero de la Industria Petrolera Mexicana (SOIPEMEX); con las dirigencias de dichos sindicatos se tienen canales de comunicación efectivos y se ha implementado un esquema de atención homologado, justo e imparcial a nivel nacional, conforme las disposiciones legales y normativas aplicables, brindando la atención correspondiente para los trabajadores afiliados.

### Actualización de evaluaciones psicométricas e implementación de la estrategia de evaluación de personal alineada al Programa "Pemex Cumple"

De un universo de 3,121 evaluaciones requeridas, al mes de diciembre de 2022 hay 2,954 evaluaciones vigentes (95%), contribuyendo a minimizar riesgos asociados a personal cuyo perfil de confiabilidad no cumple con los estándares requeridos por un puesto de este tipo y dotando a la empresa de personal confiable, honesto, leal, digno y honorable. Con estas acciones, se busca reforzar los valores de la empresa y alinear las estrategias institucionales al mandato presidencial en materia de lucha anticorrupción. Lo anterior, se alinea con los esfuerzos desplegados durante la presente administración en torno a lo inherente al nuevo Sistema Nacional Anticorrupción y a los convenios internacionales firmados y ratificados por nuestro país.

### Reclutamiento y selección de profesionistas para el Sistema Nacional de Refinación

En junio de 2021, a solicitud de la Secretaría de Energía (SENER) se inició con la implementación de un Programa de Entrenamiento y Certificación para 150 Ingenieros de control de procesos y 150 ingenieros de mantenimiento para formar profesionistas para la SENER, impartido conjuntamente entre Pemex y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Se han instrumentado tres grupos de entrenamiento y certificación para ingenieros de control de procesos, con una participación de 147 trabajadores. Así como dos grupos de entrenamiento para ingenieros de mantenimiento con una participación de 145 trabajadores.

Continúa el proceso de reclutamiento y selección de candidatos para integrarse al segundo bloque de 300 profesionistas (150 ingenieros de control de procesos y 150 ingenieros de mantenimiento), para completar un total de 600 ingenieros entrenados para el Sistema Nacional de Refinación (SNRI).

## Impulsar y fortalecer los programas de reclutamiento de Pemex

Pemex y sus EPS comparten el compromiso con la sociedad de preparar a las nuevas generaciones a través de los programas de Formación de Estudiantes y Egresados de Carreras Profesionales y de Posgrado, servicio social y prácticas profesionales. A través de estos programas, se fortalecieron las áreas de Pemex, impactando una población de 1,681 personas a nivel institucional durante 2022.

### Jornada nacional de reclutamiento y contratación de médicos especialistas 2022

En mayo de 2022 el Gobierno Federal publicó la convocatoria correspondiente a la Jornada Nacional de Reclutamiento y Contratación para Médicas y Médicos Especialistas 2022. El registro estuvo habilitado al público en general y la convocatoria participaron las siguientes instituciones: IMSS, IMSS-BIENESTAR, ISSSTE, Secretaría de Salud, INSAABI y Pemex.

En el caso de Pemex, se ofertaron 133 plazas a nivel nacional. Entre mayo y julio, se postularon 373 candidatos para ingresar a la empresa como médicos especialistas. Al respecto, se seleccionaron a 40 candidatos y finalmente 28 candidatos aceptaron la oferta laboral de Pemex.

### Programa de capacitación y formación de talento humano

El cumplimiento al programa de capacitación y desarrollo fue de 87.7%, este resultado derivó de la impartición de 3,548 eventos de capacitación con respecto a los 4,046 eventos del programa anual autorizado; del total, PEP ejecutó el 47.5%, equivalente a 1,683 cursos, seguido de PTRI con 21.9%; es decir 778 cursos, mientras que Pemex Corporativo y PLOG con 17.8% con 632 cursos y 12.8% con 455 cursos, respectivamente.

### Gestión de oportunidades de mejora académica para los trabajadores a través de la Universidad Empresarial de Pemex (UNEP)

La UNEP se define como una piedra angular dentro de las oportunidades de crecimiento académico para los trabajadores de Pemex a través de la gestión de becas nacionales e internacionales, privadas y con recursos de fondos. También funge como el enlace a nivel central para que los trabajadores de las distintas áreas usuarias puedan participar en foros de nivel mundial para actualizar sus conocimientos de la Industria.

Durante el año 2022, se han desarrollado las siguientes actividades:

- A través del proyecto de Centro de Innovación Aplicado en Tecnologías Competitivas, auspiciado por el ex-cinto Fondo Sectorial CONACYT-SI NER Hidrocarburos. Bajo la coordinación de la UNEP, se obtuvo la Certificación Nacional de 66 trabajadores (10 mujeres y 56 hombres), capacitados mediante el "Programa de capacitación en Cooperación de Sistemas de Medición de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos".
- En coordinación con diversas instituciones, se logró la contratación a distancia de 5,332 trabajadores de Pemex, sus EPS y Filiales, mediante 206 eventos, especializaciones y de interés general (diplomados, talleres, cursos, conferencias, congresos, paneles, seminarios, webinars y foros). Destaca el curso especializado impartido por *Japan Cooperation Center Petroleum*, en el que participó un trabajador de PTRI.
- Se logró el otorgamiento de 14 becas-desuento para trabajadores de Pemex y sus EPS (cuñes. Iniciaron sus estudios un grupo 12 (siete mujeres y cinco hombres) en la maestría en derecho y dos (mujeres) en el doctorado en derecho, posgrados impartidos por el Centro de Estudios de Posgrado en Derecho.
- Se elaboró y gestionó la formalización del Convenio General de Colaboración Académica, Científica y Tecnológica con Corporación Mexicana de Investigación en Materiales y Pemex, y se contribuyó con la formalización de Convenio de Colaboración Académica, Científica, Tecnológica, Humanística y Cultural, con el Instituto Politécnico Nacional y Pemex.
- Se logró el otorgamiento de cuatro becas para posgrado (dos mujeres y dos hombres), tres para la Maestría en Dirección Estratégica de Capital Humano con el 50%, impartidas por la Universidad Anáhuac y una para la Maestría en Administración Empresarial impartida por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), con el 25% (dos hombres y una mujer), iniciando sus estudios en abril de 2022.
- Se inició con la capacitación en el idioma inglés para 124 trabajadores de Pemex, sus EPS y Filiales.
- Se concluyó con la formalización de seis convenios-beca para cursar la Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos y sus Energéticos Asociados, impartida por el Instituto Politécnico Nacional (IPN), en la modalidad a distancia de agosto de 2022 a julio de 2025.

- Se inició con la capacitación de 80 trabajadores en el diplomado Sistema de Comando de Incidentes, impartido por el Centro de Estudios Superiores Navales de la Armada de México de la Secretaría de Marina (SEMAR) en línea.
  - Se logró que se otorgaran tres becas para que personal de PEP participe en el Curso de Geofísica a distancia, que imparte la empresa japonesa JOGMEC.
  - Se formalizó el Convenio de Colaboración para Cuotas Especiales en Programas de Capacitación con el Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa (ILCEI).
  - 59 trabajadores de mandos medios se capacitaron a distancia a través del curso "Impacto del liderazgo en las Organizaciones", impartido por el IPN.
  - Cinco trabajadores iniciaron estudios de posgrado en las maestrías de Alta Dirección, impartida por la Universidad Anáhuac (uno) e Ingeniería de Economía Circular, impartida por la Universidad Panamericana (cuatro)
  - Se solicitó la revisión jurídica del Convenio de Colaboración con ILL Servicios.
  - Se inició con la capacitación en los Talleres de Mantenimiento, a través de personal jubilado de Pemex con la formalización del Acuerdo de Capacitación, el cual cuenta con la revisión jurídica.
  - Se concluyó con la formalización del Convenio Modificatorio del Convenio General de Colaboración con la Universidad Anáhuac
  - A través del Convenio de Colaboración con el Instituto Tecnológico de Petróleo y Energía, 47 trabajadores de Pemex continúan cursando la Maestría en Administración de Negocios, tres de ellos con Convenio-Beca formalizado y 44 beneficiados por los descuentos otorgados para cursar este posgrado, además de tres familiares directos de los trabajadores.
- Se obtuvo la revisión jurídica de los convenios de colaboración con el Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales (CONOCER), el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, y el acuerdo individual de comisión para el proyecto Trión.



## Diseño de estándares y certificación de competencias

Se logró desarrollar 14 estándares de competencia durante el 2022, para promover el crecimiento profesional del personal de la empresa mediante la evaluación y certificación de competencias laborales de sus trabajadores:

Estandar de competencia	EPS
1. Operación de equipos de control a presión de línea de acero de servicios a pozos	EPS
2. Operación de equipos de control de presión de registros y disparos de servicios a pozos	PEP
3. Operación de equipo automatizado de perforación terrestre y marino (Amphion)	PEP
4. Operación de equipo automatizado de perforación terrestre y marino (Drillmec)	PEP
5. Medición en el transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos (Actualización ECT161)	PLOG
6. Implementación de estrategias de aprendizaje para el desarrollo de competencias bajo el modelo Conceptual-Colaborativo-Practico (Actualización ECT079)	PEP
7. Evaluación de los factores de riesgo ergonómico en los centros de trabajo, derivados del manejo manual de cargas	PEP
8. Elaboración de resumen de la aplicación de cuestionarios para identificar acontecimientos traumáticos severos, factores de riesgo psicosocial y el entorno organizacional	PEP
9. Inspección física y documental de autotankes que transportan hidrocarburos y petrolíferos	CORP
10. Aplicar los lineamientos en materia de instrucción interna en Petróleos Mexicanos durante un evento de formación especializada	PEP
11. Vigilancia y patrulla de seguridad física en instalaciones petroleras (Actualización ECM021)	PEP
12. Operación de especialidades con binomios carinos en instalaciones petroleras (Actualización ECM0210)	PEP
13. Mantenimiento a equipo biomédico de diagnóstico básico	PEP
14. Verificación de las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo	PEP

Se logró la certificación de 573 trabajadores en los siguientes estándares de competencia:

Estándar de competencia	No Trabajadores
EC0076 Evaluación de la competencia de candidatos con base en estándares de competencia	26
EC391.01 Verificación de las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo	6
EC0479 Aplicación de metodología de análisis de causa raíz en el análisis de incidentes	117
EC1370 Medición en el transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos	66
EC1329 Control de pozo marino	29
EC1330 Control de pozo terrestre	69
EC1350 Elaboración de reportes y recomendaciones en materia de seguridad, protección civil, salud en el trabajo y protección ambiental a partir de la verificación de Unidades Médicas	12
EC1351 Valoración de la operatividad de las unidades médicas, de acuerdo con la seguridad estructural y la seguridad no estructural	9
EC1352 Valoración de la seguridad y la capacidad funcional de las unidades médicas en situaciones de desastre	9
EC1449 Mantenimiento a equipo biomédico de diagnóstico básico	3
EC1480 Operación de especialidades con binomios caninos en instalaciones petroleras	3
EC1481 Vigilancia y patrullaje de seguridad física en instalaciones petroleras	22
ECM0207 Análisis de riesgos de seguridad física en instalaciones petroleras	5
ECM0208 Auditoría a los sistemas de medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos	6
ECM0210 Operación de especialidades con binomios caninos en instalaciones petroleras	6
ECM0211 Vigilancia y patrullaje de seguridad física en instalaciones petroleras	185
<b>Total</b>	<b>573</b>

### Administración del sistema de gestión de teletrabajo

El teletrabajo se creó como un sistema que integra actividades enfocadas a un objetivo y que apoya al seguimiento de proyectos del personal que se encuentra en esta modalidad. Al cierre de año, se contó con la participación de 1,268 trabajadores de planta confianza con convenios firmados, con lo que se incentivó la productividad y permanencia a la empresa sin afectar el ingreso de los trabajadores, mejorando su calidad de vida y convivencia familiar.

## Inclusión, igualdad de género y no discriminación

Con el fin de promover la Inclusión, la Igualdad entre mujeres y hombres y la No Discriminación entre las trabajadoras y los trabajadores de Pemex, así como, en sus familias, personal jubilado, derechohabientes y público en general, se llevaron a cabo acciones para informar, sensibilizar y capacitar (jornadas, conferencias, talleres, cursos, entre otras), que permitan el reconocimiento y ejercicio de los derechos humanos, con perspectiva de género, interseccionalidad e interculturalidad:

- El 23 de septiembre 2022 se obtuvo la Certificación, con nivel bronce, en la Norma Mexicana NMX-R-025-SCFI-2015 en Igualdad Laboral y No Discriminación, reconociendo las prácticas que la empresa lleva a cabo.
- En diciembre de 2022, Pemex obtuvo por sexto año consecutivo el distintivo "Mejores lugares para trabajar LGBTQ+ Equidad MX 2023", que otorga la Fundación *Human Rights Campaign*, con esto refrenda su compromiso de continuar trabajando en la construcción de ambientes laborales con igualdad entre mujeres y hombres, inclusión y bienestar integral, respetuosos de la dignidad y los derechos humanos de las trabajadoras y los trabajadores de la comunidad LGBTQTTI+.

## Seguridad, higiene, protección ambiental y protección civil en unidades médicas

Como parte de las actividades relevantes realizadas en materia de seguridad, higiene, protección ambiental y protección civil en unidades médicas durante el año 2022, destacan las siguientes:

- Se garantizó la continuidad operativa de las unidades médicas mediante el suministro de oxígeno para la atención de todos los trabajadores y derechohabientes afectados por la pandemia.
- Se obtuvieron certificados de Calidad Ambiental por parte de Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) para el Hospital Central Sur de Alta Especialidad, la Clínica de Primer Nivel de Ciudad del Carmen, el Hospital General Ébano y el Hospital General Tula.
- Se elaboraron y aplicaron cinco estándares de competencias que ya fueron publicados en el DOF. A través de estas acciones se busca contar con personal certificado y evitar requerir de terceros.

## Medicina preventiva y promoción de la salud

Pemex obtuvo buenos resultados en materia de prevención de acuerdo con los programas de salud esenciales como la vacunación universal, detección de enfermedades crónicas (diabetes mellitus, hipertensión arterial y cáncer de mama en la mujer), además del tamizaje de enfermedades neonatales metabólicas y desde luego, los resultados de las actividades realizadas durante la contingencia sanitaria por COVID-19.

Las actividades de prevención médica fueron:

Concepto	2022
Vacunación en Jornadas de Salud Pública	111,199
Vacunación en Semana de Salud Infantil	2,529
Vacunas aplicadas en el programa permanente (todos los grupos poblacionales)	29,966
Vacuna contra Influenza temporada 2022-2023*	155,167
<b>Total, de vacunas aplicadas</b>	<b>298,861</b>

\*NOTA DE REVELACIONES

Concepto	2022
Detecciones de cáncer de cuello del útero por citología	27,971
Detección de cáncer de mama por mastografía	21,900
Antígeno prostático	57,216
Detecciones de tamiz neonatal metabólico	1,737
Detecciones de tamiz neonatal auditivo	1,166
Detecciones para identificar tempranamente el riesgo cardiovascular (diabetes, hipertensión y obesidad)	368,069

Para contribuir a la prevención integral de las enfermedades crónicas no transmisibles y sus complicaciones, en el marco del programa de Laboratorio de Salud "Pemex Cuida de TI", dirigido a la prevención integral de sobrepeso, obesidad, diabetes e hipertensión y sus complicaciones, implementado en seis unidades médicas de Pemex otorgaron un total de 4,082 consultas durante el periodo, en un total de 9,226 derechohabientes en seguimiento por el equipo multidisciplinario conformado por médicos, derechohabientes, nutricionistas, activadores físicos y psicólogos quienes mediante intervenciones clínicas y psico-educativas, promocionan la práctica de la actividad física, alimentación saludable y conductas de autocuidado para prevenir y/o retrasar las complicaciones de las mismas.

## Enfermedades transmitidas por vector (ETV)

Se realizaron 413 estudios de laboratorio de identificación de enfermedades transmitidas por vector confirmándose 120 casos nuevos de dengue.

Se procesaron un total de 89,610 pruebas el tamizaje de enfermedades transmisibles para una detección oportuna y referencia a tratamiento.

Tamizajes realizados						
VIH	Hepatitis C	Tuberculosis	Sifilis	Gonorrea	Brucelosis	Cólera
24,873	22,020	8,204	14,353	6,459	13,208	493

La tuberculosis continúa siendo considerada como una de las enfermedades infecciosas de mayor impacto en la salud pública, en los servicios de salud de Petróleos Mexicanos, se detectaron un total de 107 casos.

Los servicios de salud de Pemex están comprometidos en favorecer que las personas con el VIH tengan acceso al tratamiento y a una atención integral para contribuir a mejorar sus expectativas de vida, teniendo una cobertura de tratamiento en los trabajadores y derechohabientes que viven con el VIH del 99% y del 100% en las mujeres embarazadas que viven con VIH. Durante el 2022 no se registró ningún caso en embarazada con VIH, ni riesgo de transmisión vertical.

## COVID-19

Durante el 2022 se continuó con acciones para enfrentar la pandemia y mitigar la propagación de la enfermedad causada por el COVID-19, principalmente a través del Sistema de Vigilancia Epidemiológica que junto con el resto de las estrategias implementadas han permitido la detección oportuna de casos e identificación de riesgos para generar información epidemiológica de calidad, que orienta a la toma de decisiones para la implementación de medidas eficaces de prevención y control apropiadas para reducir los potenciales daños a la salud de los derechohabientes.

Desde el inicio de la pandemia y hasta el 31 de diciembre de 2022 se registraron 77,070 personas con síntomas respiratorios a las que se han realizado 65,503 pruebas de diagnóstico, con las cuales se han logrado descartar 27,105 y confirmar 38,398 casos de COVID-19. Adicionalmente, de la revisión de casos sospechosos, se ha logrado detectar anticuerpos contra SARS-CoV-2 en 665 personas, y se ha identificado asociación epidemiológica por revisión metodológica de 4,998 personas, por lo que se han confirmado por PCR y asociación clínico-epidemiológica un total de 43,396 casos de COVID-19.

Lamentablemente, hasta el 31 de diciembre de 2022 se registraron 4,208 defunciones, de las cuales 2,053 ocurrieron en jubilados, 1,464 en familiares, 674 trabajadores y 17 externos. El promedio de edad de los fallecidos es de 68 años, 2,646 hombres y 1,562 mujeres. Las comorbilidades más frecuentes son hipertensión arterial sistémica, diabetes mellitus, obesidad y enfermedad pulmonar obstructiva crónica.

## Promoción a la salud

Durante 2022 se llevaron a cabo tres Jornadas Nacionales de Salud Pública, con el propósito de acercar los servicios sanitarios a la población mediante acciones integrales de promoción, prevención y educación durante la línea de vida y se llevaron a cabo 12 semanas de salud beneficiando a un total de 445,758 derechohabientes.

- 1er Jornada de Salud Pública Pemex, enfocada en la salud de la mujer del 7 al 25 de marzo "Mujer Saludable, mujer fuerte".
- 2ª Jornada de Salud Pública Pemex, del 6 al 30 de junio ¡Cuida tu salud!
- 3era. Jornada de Salud Pública Pemex del 31 de octubre a 18 de noviembre con el lema ¡Trabajemos juntos por la salud de nuestras familias!
- Semana de salud infantil, del 3 al 14 de enero 2022: Niños sanos, niños felices. ¡Protégelos!
- Semana nacional de información compartiendo esfuerzos: ¡La comunidad profesional y Alcohólicos Anónimos juntos salvando vidas!, del 24 al 29 de enero 2022.
- Mes de la salud del hombre "Cuidar de ti, también es de valientes", del 1º al 28 de febrero 2022, con el objetivo de identificar los riesgos a la salud masculina para prevenir padecimientos y promover estilos de vida saludables.
- Semana de concientización de la higiene de manos como medida diaria de prevención en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos, del 2 al 6 de mayo del presente, con el objetivo de fortalecer la buena práctica de higiene de manos entre el personal de salud.

- Semana de Lucha contra el consumo de tabaco del 23 al 31 de mayo de 2022, "El tabaco, una amenaza para nuestro medio ambiente", con el objetivo de crear conciencia sobre el impacto ambiental que tiene la producción del tabaco en el mundo, informar acerca de los peligros a la salud para los consumidores.
- Del 4 al 15 de julio se llevó a cabo la semana de lucha contra el dengue, chikungunya y zika, con el de realizar actividades para la prevención y control de las enfermedades transmitidas por vector.
- Del 25 al 29 de julio se llevó a cabo la semana de lucha contra la obesidad infantil, con el objetivo de fortalecer las actividades de prevención de sobrepeso y obesidad infantil.
- Del 15 al 19 de agosto se realizó la semana de salud neonatal 2022: detección de errores innatos del metabolismo, con el lema ¡Cada vida empieza con un buen paso, detecta a tiempo algún defecto de nacimiento en tu bebé!
- Del 22 al 25 de agosto se llevó a cabo la Semana de planificación familiar 2022, con el lema ¡Planificar es un derecho que se decide en pareja!

Adicionalmente del 1 al 31 de octubre fue dedicado a la prevención de cáncer de mama, con el objetivo de sensibilizar a la población de riesgo sobre la importancia de la prevención y detección del cáncer de mama y en la última semana de octubre se realizaron actividades para sensibilizar sobre temas de salud del adolescente.

La atención médica integral se ha realizado acorde a las principales patologías de los beneficiarios, en este sentido se observa que las dos principales causas de enfermedad comoran la hipertensión arterial y la diabetes reciben su atención seguimiento y control en el primer nivel de atención por lo que, en el 2022, se otorgaron 478,945 consultas de medicina general.

Asimismo, se ha garantizado la atención de pacientes COVID y NO COVID, así como se ha dado continuidad a la atención de códigos de emergencia activados: Código Mater, Código Pediatría, Código Exlor Torácico / Infarto agudo al miocardio, Código Stroke y Código Sepsis, con la finalidad de iniciar a la baja en la morbilidad y/o mortalidad materno y perinatal, infantil y general.

## Abastecimiento

Durante 2022, en lo que se refiere a Abastecimiento Convencional se realizaron contrataciones por un monto total de 436,202 MM\$<sup>13</sup>, en un ambiente de total transparencia y prevención de la corrupción, el 48.3% de estas contrataciones fueron a través de concursos abiertos nacionales e internacionales con un total de 559 contratos; adicionalmente se realizaron 274 contrataciones derivadas de excepciones al concurso abierto, que corresponden al 23.7% del total; asimismo se realizaron 161 operaciones simplificadas correspondientes al 13.9%; para asegurar la continuidad y la operación de Pemex se realizaron 126 contrataciones por emergencia correspondientes al 10.9% y 38 invitaciones restringidas que corresponden al 3.3%.

En lo que se refiere a Abastecimiento Estratégico se realizaron contrataciones por 120,042 MM\$ en donde se destacan 324 contratos preparatorios correspondientes al 67.6%; asimismo se realizaron 154 acuerdos referenciales correspondientes al 32.2% y un Nuevo Modelo de Abastecimiento el cual se refiere al licenciamiento para el uso de datos geodimétricos<sup>14</sup> correspondiente al 0.2%.

Cabe destacar algunas importantes contrataciones celebradas por Pemex Corporativo como la renovación de equipo de cómputo para dotar de herramientas tecnológicas al personal de confianza y sindicalizado, y la adquisición de medicamentos a efectos de otorgar un servicio de calidad para beneficio de los trabajadores y derechohabientes; garantizando el derecho a la salud en Petróleos Mexicanos en instalaciones hospitalarias propias y en servicios subrogados.

Durante el 2022, derivado de la implementación de mejores prácticas en los procedimientos de contratación de bienes, arrendamientos, servicios y obras, como son las subastas, la utilización de precios máximos de referencia, negociación con los proveedores, entre otros, se lograron ahorros por 23,878 MM\$.

Asimismo, se cuantificaron beneficios económicos por 5,798 MM\$, resultado de la contención del gasto derivado de la revisión, análisis y cálculo realizado para la autorización de precios unitarios extraordinarios, gastos no recuperables, indirectos, y verificación y/o validación de precios unitarios de procedimientos de contratación autorizados en 2022. Adicionalmente se logró contener el gasto en 27,152 MM\$ derivado de las negociaciones en contratos preparatorios y acuerdos referenciales.

<sup>13</sup> Incluyen los 120,042 MM\$ derivados de las contrataciones por Abastecimiento Estratégico.

<sup>14</sup> La geodimetría proporciona información sobre áreas que no contienen datos geofísicos (geológicos, asimismo, sirve para producir interpolaciones en áreas donde sólo existe sísmica 2D, y mejora las interpretaciones en áreas donde ya existen datos sísmicos 3D).



La presente administración logró, entre ahorros y contención del gasto, en 2022 más de 56,828 millones de pesos.

#### Mejoras al proceso de abastecimiento

Implementación de la Firma Electrónica e-Firma en el Sistema de Contrataciones Electrónicas Pemex (SISCEP), el cual consiste en formalizar con la Firma Electrónica Avanzada, los contratos y convenios de abastecimiento de bienes, arrendamientos, obras y servicios, generados en el SISCEP.

La formalización de contratos en SISCEP con la e-Firma, fue habilitada el 10 de marzo de 2022. A partir del 1 de julio de 2022 se instruyó el uso obligatorio de la e-Firma en la formalización de contratos y convenios de abastecimiento. Durante 2022 se formalizaron 983 Contratos / Convenios en SISCEP a través de la e-Firma.

#### Sistema de contrataciones electrónicas Pemex

En 2022 se gestionaron en el SISCEP 1,714 procedimientos de contratación, distribuidos por modalidades de contratación en 950 concursos abiertos, 25 invitaciones restringidas, 396 adjudicaciones directas, 106 contratos específicos derivados de acuerdos referenciales y 237 contratos específicos derivados de contratos preparatorios, satisfaciendo con ello los objetivos para los cuales fueron destinados, garantizando la administración de los recursos de Pemex y sus EPS con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez.

#### Contenido nacional

Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción, ha dado cumplimiento a las obligaciones de contenido nacional establecidas en sus Títulos de Asignación y Contratos de Exploración y Extracción, de conformidad con las disposiciones emitidas por la Secretaría de Economía en materia de contenido nacional. Los logros son los siguientes:

- Durante 2022 se obtuvieron 849 declaraciones de contenido nacional de contratos ejercidos en 2021, alcanzando para las asignaciones de exploración un 42% y para las de extracción un 40%; el promedio global en 2021 fue de 41% de contenido nacional.
- Para el período agosto 2017-diciembre 2022, alrededor de 8,000 declaraciones de contenido nacional de bienes, obras y servicios se han obtenido gracias a la Herramienta Integral de Contenido Nacional, en la cual los proveedores y contratistas de Pemex presentan sus declaraciones durante la ejecución y/o al término de sus contratos. Bajo este mecanismo, para el ejercicio 2021 se han obtenido 1,174 declaraciones relacionadas con igual número de contratos de 533 proveedores y contratistas.

- Se impartieron talleres de contenido nacional vía remota, a 175 representantes de diversas empresas proveedoras de Pemex.
- Se mantiene en operación el tablero interactivo que muestra a nivel nacional el mapeo del contenido nacional, con información de las declaraciones recibidas durante el periodo 2016-2021.

#### Contrataciones de Pemex a MIPYMES

Para el período que se informa, el monto total destinado a las contrataciones de Petróleos Mexicanos a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MIPYMES) fue del orden de 25,774. MM\$.

El 54% de estas contrataciones se realizaron mediante concurso abierto, es decir, 13,998 MM\$. El compromiso de la nueva Administración de Pemex, con la reactivación económica regional se ha visto reflejado en el impulso de las contrataciones a las MIPYMES locales, en los estados de Tabasco, Veracruz y Campeche, donde se concentró el 33% de dichas contrataciones, equivalentes a 8,624 MM\$.

#### Debida Diligencia

En 2022 se continuó con la aplicación de la Debida Diligencia en Petróleos Mexicanos, a los proveedores o contratistas que han resultado con adjudicación de contrato, con la finalidad de contar con elementos de cumplimiento en materia de ética e integridad corporativa.

#### Testigos sociales

Adicionalmente, conforme a las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, el Grupo de Designación de Testigos Sociales designó en 2022, 15 testigos sociales para participar en ocho procedimientos de contratación de Pemex Exploración y Producción, tres profesionistas para procedimientos de Pemex Corporativo, dos para Pemex Logística y dos designaciones que se cancelaron, con la finalidad de proponer mejoras para fortalecer la transparencia, imparcialidad e integridad de las contrataciones.

#### Tecnologías de la Información (TI)

En materia de tecnologías de la información, se habilitan y soportan las operaciones a lo largo de todo el ciclo operativo de la empresa. En este contexto, se presentan las principales acciones realizadas durante 2022.

- Para el Proyecto de Estabilidad Laboral-Asistencia y Jubilación se liberó una plataforma tecnológica que permita a los empleados sindicalizados de Pemex dar el seguimiento a las gestiones para su jubilación, así como a los empleadores transitorios proporcionar información para su basificación.
- Como parte del proyecto "Pemex más Bienestar Laboral", se realizaron nuevas funcionalidades para la APP móvil Asiste, la cual opera como una versión digital a distancia con el objetivo de transparentar y hacer más eficiente los trámites de los trabajadores, entre los que destaca el registro de solicitudes para prestación administrativa, solicitudes de fondo de ahorro, consultas médicas, designación de beneficiarios, incapacidades médicas, conflicto de intereses, entre otros.
- Se logró contratar la iniciativa de "Modernización de Terminales de Almacenamiento y Despacho" que permitirá garantizar la continuidad operativa de las Terminales para el cumplimiento de la estrategia de competitividad. Con dicha contratación se actualizará e implementaré los sistemas de automatización y se realizarán servicios de ingeniería para 43 terminales. Este programa de trabajo se realizará durante 2022 y 2023.
- Se logró la contratación de la "Automatización de Terminales de Almacenamiento y Despacho" que consistió en la actualización de la plataforma de control de terminales de Almacenamiento y Despacho de Pemex Logística con vigencia a 31 de diciembre de 2023.
- Se han gestionado 28 riesgos mediante la ejecución de iniciativas de contratación y dispositivos se encuentran en proceso. Como anterior se han mitigado riesgos, disminuyendo la posibilidad de materializaciones que derivan en impactos en los servicios de TI, en atención al estado que guarda el Marco de Administración de Riesgos Empresariales en Pemex a través del Comité de Riesgos de Pemex.
- Se reforzó el uso de los herramientas tecnológicas de Microsoft 365, desde las herramientas de ofimática como PowerPoint y con la realización de 24 eventos con un total de 7655 participantes de todo Pemex.
- Se creó el CERT-PMX-Centro de Respuesta a Incidentes de Ciberseguridad Pemex mediante el cual se brindan asesorías, acompañamientos, emisión de boletines de ciberseguridad y talleres de buenas prácticas para empresas filiales y EPS de Pemex.
- Se dio seguimiento y acompañamiento para la continuidad de las operaciones en materia de TI para la refinería Pemex Deer Park en servicios de ciberseguridad, todos e infraestructura, modo de operación, políticas de usuario, final y apoyo necesario para la continuidad operativa.
- Se llevó a cabo la contratación del servicio de arrendamiento de equipo de cómputo para sustituir los equipos obsoletos que más de 39,000 trabajadores a nivel nacional utilizarán. El desdoble se realizará durante 2023.

## Combate al robo de combustibles

El gobierno actual ha implementado estrategias en todos los ámbitos del quehacer de la Nación. En particular, para el sector energético establece como objetivo garantizar el suministro de combustibles, mediante el fortalecimiento y rescate de Pemex. En este contexto y, en materia de salvaguarda estratégica, se plantearon acciones en diferentes frentes para disminuir considerablemente el robo de combustible, principal flagelo para esta Empresa Productiva del Estado.

Con motivo de la reactivación de ductos que desde el año 2018 y 2019 quedaron fuera de operación por el alto índice de robo, se realizó las coordinaciones necesarias con la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA) para la vigilancia y patrullaje de los sistemas de transporte por ducto.

Se cuenta con monitoreo en tiempo real y sistema de alertamiento en 4,481.2 km de ductos, en los sistemas de transporte que se identifican como estratégicos para la operación de Pemex Logística.

En 2022 se clasificaron y evaluaron los posibles riesgos de seguridad física de 92 instalaciones estratégicas de Pemex y sus EPS, con un acumulado de 204 instalaciones en los últimos cuatro años.

Se están elaborando análisis técnicos-operativos con la información emitida por el SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) y los sistemas de detección de fugas instalados en los principales sistemas de transporte por ducto, en el que se interpretan las tendencias de flujo y presión, enfocándose en generar información de zonas prioritarias de atención en los sistemas de transporte por ducto, así como información relevante para la toma de decisiones operativas.

En 2022, fueron remitidos 581 análisis a otras instancias gubernamentales que participan en apoyo del combate al mercado ilícito de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

Por otro lado, derivado de la administración y operación del sistema de denuncia anónima y ciudadana en materia de actos ilícitos en contra de Petróleos Mexicanos, del 1º de enero al 31 de diciembre del 2022 se recibieron 1,314 denuncias, de las cuales 367 fueron clasificadas por su prioridad en denuncias ordinarias (atendidas en coordinación con los tres niveles de gobierno) y 947 como denuncias urgentes (atendidas por Pemex).

De su atención, se obtuvieron los siguientes resultados: 254 tomas clandestinas localizadas; 35 tomas clandestinas no herméticas localizadas; 24 vehículos asegurados; 10 predios asegurados; nueve personas detenidas; 343.19 metros de tubería recuperados; una placa metálica de 25 kilos recuperada; 310,900 litros de combustible asegurados; 41 sitios web bloqueados; dos números telefónicos bloqueados; y, 38 eventos entre fugas, derrames e incendios.

## Tomas clandestinas

Se incrementó la localización de tomas clandestinas en 26.4%, al pasar de 11,037 tomas en 2021 a 13,946 en 2022.

Se recuperaron 12,414,679 litros de hidrocarburo, con un valor comercial estimado de 287,722,602 pesos. Se aseguraron 1,339 vehículos utilizados para el transporte de hidrocarburo robado (tractocamiones, pipas, camionetas, pick-up, coches y motocicletas); 220 predios; se localizaron y destruyeron 101 túneles; y 31 armas relacionadas con el mercado ilícito de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos. En coordinación con las autoridades de los tres órdenes de gobierno, se detuvo a 411 personas por la comisión de presuntos actos relacionados con el mercado ilícito de hidrocarburos.

## Procedimientos legales

En la Ciudad de México y Estado de México en las materias fiscal, administrativa y ambiental se concluyeron 624 asuntos, entre ellos, el recurso de revocación promovido ante el Servicio de Administración Tributaria, en el que se logró dejar sin efectos un crédito fiscal impuesto a Pemex Logística (PLOC) por un monto de 95,200 millones de pesos (MM\$).

En las materias civil y mercantil se concluyeron 62 juicios y cuatro arbitrajes, destacan entre otros, los que obtuvieron ahorros en favor de Pemex por 13.5 MM\$ en juicios por daño patrimonial; por su parte, se lograron sentencias favorables en beneficio de PTRI por 18.5 MM\$.

Tratándose de Arbitrajes Internacionales, destaca BW Bergesen Worldwide Pte. Ltd., en contra de PEP, donde se logró formalizar de manera conciliada y sin interrumpir operaciones, la transferencia, adquisición y operación del Floating, Production, Storage and Offloading (FPSO) o Unidad de Producción Flotante Almacenamiento y Descarga "El Señor del Mar" (Yuum-K'ak-Naab) a PEP.

Se está dando cumplimiento en sus términos al acuerdo reparatorio celebrado con Altos Hornos de México, S.A.B. de C.V., y Alonso Ancira Elizondo, por lo que se han recibido 104 MMU\$ de los 216 MMU\$ acordados.

En la Región Pacífico Bajío (Aguascalientes, Baja California Sur, Colima, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Michoacán, Morelos, Nayarit, Puebla, Querétaro, Sinaloa, San Luis Potosí, Tlaxcala y Zacatecas), se logró concluir 186 controversias penales, con una recuperación de 5.2 MM\$, además de obtener 46 sentencias condenatorias con reparación del daño. De igual forma, se logró el sobreesimiento de un juicio contencioso administrativo con un ahorro de 423 MMUS\$ y de un juicio de amparo indirecto relativo al pago de 23.5 MM\$ por daños ocasionados por toma clandestina en Guanajuato, lo que representó un ahorro para PLOG.

En la Región Sureste (Campeche, Chiapas, Tabasco, Quintana Roo y Yucatán), se obtuvo sentencia absolutoria del Juicio civil en el que se reclamó la nulidad del contrato de compraventa que ampara la propiedad de 19 hectáreas dentro de las cuáles se localizan instalaciones del Activo de Producción Samaria Luna. Por otro lado, se logró un ahorro para Pemex y sus EPs de más de 985 MM\$ así como la indemnización a favor de PEP por los daños de la Plataforma AKAL-FO, administrada por el Activo de Producción Cantarell, por más de 7 MMUS\$.

En la Región Norte (Baja California, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Sonora y Tamaulipas), entre otros, se obtuvo sentencia favorable firme, derivada de juicio contencioso administrativo que representó un ahorro de 241.4 MMUS\$ para PEP.

### Compra de la Planta Generadora de Hidrógeno U-801 de la Refinería Madero

Con el objeto de recuperar la autonomía en el suministro de hidrógeno, y tener menores costos de operación e incrementar la confiabilidad, seguridad y eficiencia operativa de la refinería, el 25 de octubre de 2022 se formalizó el contrato de compraventa, a través del cual Pemex Transformación Industrial compró la Planta de Hidrógeno U-801 de la Refinería Madero, por un precio de compra de 769,735,000.00 M.N., así como un adeudo a cargo de Linde Hidrógeno S.A. de C.V. a favor de PTRI por 5.1 MMUS\$.

## 8.2 Acciones de responsabilidad social corporativa

### Responsabilidad Social Corporativa

De acuerdo con lo establecido en el Plan de Negocios de la Empresa, Pemex implementa, con la participación de las comunidades y autoridades locales ubicadas en zonas petroleras, acciones de responsabilidad social que fomentan entornos sociales estables que permiten la operación segura y continua de las actividades de exploración, extracción, transformación industrial, logística y comercialización.

Atendiendo a la Estrategia 4.1 "Fortalecer la responsabilidad social en las comunidades petroleras procurando relaciones de confianza y corresponsabilidad" del Plan de Negocios 2021 – 2025, la inversión social ejercida en 2022 ascendió a 2,244 MM\$, implementados a través de diversos instrumentos de responsabilidad social, como se desglosa a continuación:

- Donaciones de combustibles y asfalto: 1,400.7 MM\$.
- Acciones implementadas mediante el Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA): 776.3 MM\$.
- Obras de Beneficio Mutuo (OBM): 55.5 MM\$.
- Cláusulas de Desarrollo Sustentable de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP): 11.5 MM\$.

Dicha inversión se materializa a través de programas, obras y/o acciones que se implementan principalmente en los rubros de educación y deporte, proyectos productivos, protección ambiental, salud, infraestructura, seguridad pública y protección civil, además de la entrega de donaciones de asfalto y combustibles, con lo cual busca generar beneficios compartidos con las comunidades, favoreciendo la continuidad de las operaciones.

En este sentido, la inversión social implementada en las entidades federativas, donde Pemex realiza gran parte de sus operaciones fue la siguiente:

Inversión social por entidad federativa (miles de pesos)					
Entidad	Donaciones	PACMA	OBM	CIEPS	Inversión total
<b>Totales</b>	<b>1,400,751</b>	<b>776,273</b>	<b>55,567</b>	<b>11,487</b>	<b>2,244,078</b>
Tabasco	279,066	376,274	38,420		695,760
Campeche	330,942	141,972			472,914
Veracruz	297,524	112,623		3,712	413,860
Oaxaca	106,237	34,882			141,119
Tamaulipas	67,953	31,740		7,774	107,468
Hidalgo	74,805	29,413			104,218
Nuevo León	75,129	14,638			89,766
Coahuila de Zaragoza	39,531	9,811			49,342
Chiapas		22,487	77,147		39,634
Puebla	28,684	433			29,117
Resto entidades	100,880				100,880

De manera puntual, en 2022 Pemex invirtió 49.9% más que en 2021, al pasar de 1,496 MM\$ a 2,244 MM\$. La inversión social que implementa Pemex da el soporte social necesario a las actividades operativas y, busca generar beneficios positivos en las comunidades; es así que, entre las acciones realizadas durante 2022, se destaca lo siguiente:

#### Donaciones de productos petrolíferos

Pemex autoriza el otorgamiento de donaciones de asfalto y combustibles a gobiernos estatales y municipales con la finalidad de atender las necesidades de las comunidades y mantener la licencia social para operar en territorios estatales considerados prioritarios.

Los recursos implementados a través de esta herramienta contribuyen al desarrollo regional, aportando asfalto para la construcción y mantenimiento de carreteras, vialidades urbanas o caminos vecinales y con los combustibles incrementar las capacidades en áreas estratégicas de los gobiernos como los son: salud, servicios públicos, seguridad pública y protección civil.

Durante 2022, se autorizaron 1,400.7 MM\$ en donaciones de productos petrolíferos distribuidos en 28,280 toneladas de asfalto y 41,948,000 litros de combustibles, lo que benefició a 15 gobiernos estatales, 43 gobiernos municipales y una dependencia de la Administración Pública Federal; de este monto, el 92.8% se destinó a nueve estados con mayor actividad y presencia petrolera y 7.2% a entidades del resto del país.



Además de las donaciones de productos petrolíferos, destacan las siguientes acciones materializadas a través de programas obras y/o acciones:

#### **Fertilizantes para el Bienestar**

La producción de amoniaco registró un incremento de 13.9% con respecto a 2021, al registrar 277.8 Mt, como resultado del aprovechamiento de la infraestructura existente, lo que está encaminado a cumplir el compromiso de la Presidencia de la República para la operación de la planta de amoniaco VI del complejo petroquímico Cosoleacaque y con el programa de entrega de producto. Es importante mencionar el cumplimiento del programa del Gobierno Federal denominado "Fertilizantes para el Bienestar", donde participa Petróleos Mexicanos a través de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (SADER).

Este programa está encaminado a lograr el objetivo de alcanzar la soberanía alimentaria, establecida en el Plan Nacional de Desarrollo 2019 a 2024. Cabe destacar que en 2019 el programa se implementó en el Estado de Guerrero, en 2020 y 2021 se sumaron Puebla, Tlaxcala y Morelos, mientras que en 2022 se adicionaron Oaxaca, Chiapas, Durango, Nayarit y Zacatecas.

De igual manera es importante señalar que Pemex produjo el 61.2% del fertilizante empleado en el programa de apoyo del Gobierno de México a pequeños agricultores, entre mayo de 2019 y diciembre de 2022.

#### **Servicio de Unidades Médicas Móviles**

Pemex continuó con la implementación del programa de Unidades Médicas Móviles (UMM), que consiste en llevar servicios de medicina general, atención odontológica y medicamentos gratuitos a diversas comunidades.

Con una inversión de 202.5 MM\$ en 2022, las UMM proporcionaron servicio en localidades de los estados de Campeche, Hidalgo, Oaxaca, Tabasco y Veracruz, con una cobertura de 196 mil consultas de medicina general y 89 mil consultas odontológicas. Además, se entregaron medicamentos gratuitos a personas que lo necesitaron, se otorgaron pláticas de medicina preventiva para el cuidado de la salud, así como la promoción de estilos de vida saludables.

### Mastografías

Se continuó con el programa de estudios gratuitos de mastografía a través de las UMM especializadas que acercaron a mujeres tabasqueñas la oportunidad de una detección temprana de cáncer de mama.

En 2022, se realizaron a mil 55 estudios donde se invirtieron más de 11 MM\$, el éxito de este programa radica no sólo en acercar el servicio a las mujeres con poco acceso a este tipo de estudios, sino en la entrega oportuna de resultados y en el seguimiento efectivo de los casos a través de las jurisdicciones sanitarias correspondientes como parte de un esfuerzo coordinado entre Pemex y los gobiernos locales.



### Mejoramiento de planteles educativos

La mejora de la infraestructura de los centros escolares es otra de las acciones que se consideran relevantes para Pemex, en 2022 se invirtieron más de 16 MM\$ en la rehabilitación y mejoramiento de la infraestructura de 10 escuelas ubicadas en zonas petroleras, estas acciones se realizan en coordinación con las autoridades escolares y con la participación de los comités de padres y madres de familia, quienes determinan las acciones específicas que requieren las unidades escolares.

Asimismo, se mejoraron las condiciones físicas de las aulas de las escuelas, mediante la entrega de mobiliario escolar nuevo para el equipamiento de 152 planteles educativos, que benefició a más de 23 mil alumnos de distintos niveles educativos.

### Apoyo a proyectos productivos

En este sector, Pemex continuó con la entrega de implementos agrícolas destinados a mejorar las capacidades de producción y disminuir costos, tiempos y fuerza de trabajo de los beneficiarios del programa federal Sembrando Vida. Durante 2022, se beneficiaron 65 viveros de diversas comunidades productoras del campo de Tabasco, mediante la entrega de 79 paquetes de herramientas para el fortalecimiento de la producción agrícola, que representó una inversión de 6.9 MM\$.

Además, con una inversión de 26.5 MM\$, se apoyó al sector pesquero del municipio de Carmen en Campeche, mediante la entrega de insumos y herramientas de trabajo a 175 cooperativas pesqueras ribereñas y 9 cooperativas pesqueras de altura.

### Seguridad pública

Pemex sigue fortaleciendo las capacidades institucionales de las secretarías y direcciones de seguridad pública de las entidades y municipios con influencia petrolera mediante la entrega de vehículos y equipos especializados, que contribuyen al esfuerzo que realizan los distintos niveles de gobierno en materia de seguridad.

En 2022, con una inversión que supera los 77 MM\$, se entregaron 63 patrullas, equipos para áreas de inteligencia, estructuras móviles de seguridad, así como la construcción de infraestructura para vigilancia.

### Protección civil

Pemex tiene un compromiso permanente con el fortalecimiento de una cultura de protección civil, no sólo como obligación al interior de sus instalaciones, también en los entornos en los que realiza las actividades sustantivas.

Cada año se realizan entregas de unidades y equipos especializados en materia de protección civil, con el objetivo de fortalecer las capacidades de respuesta de los cuerpos de bomberos y protección civil de gobiernos estatales y municipales ubicados en entidades con influencia petrolera.

En este sentido, en 2022 se invirtieron 70.4 MM\$ en la dotación de 11 equipos especializados de búsqueda y rescate para personal de bomberos y protección civil, que incluyen equipos de respiración autónoma, trajes de fibras sintéticas y herramientas, la entrega de siete camiones de bomberos para atención de incendios, rescates y salvamentos y de cinco camiones tipo pipa.

### Mejoramiento en la prestación de servicios públicos

El apoyo en este rubro tiene como objetivo fortalecer la prestación de servicios públicos en las comunidades donde Pemex tiene presencia que contribuya al bienestar de la población. Durante 2022, se entregaron 10 unidades tipo vactor para el desazolve de drenajes y alcantarillas, por un monto mayor a 75 MM\$, y 15 camiones recolectores de basura con un costo de 25 MM\$. Además, se entregaron cuatro ambulancias y dos vehículos para el servicio de la unidad médica móvil, lo que representó una inversión de 10.5 MM\$.

### Mejoramiento de caminos

Pemex continúa implementando acciones de construcción y rehabilitación de caminos, calles y avenidas con la finalidad de mejorar los entornos de la población y atender los problemas de movilidad y conectividad de las comunidades de las entidades y municipios que están vinculados con las operaciones de Pemex.

En 2022, con una inversión superior a 182 MM\$ se construyeron 11 calles y avenidas con pavimento asfáltico y concreto hidráulico, se reencarpetaron seis caminos con mezcla asfáltica en caliente y se rehabilitaron con grava de revestimiento otros cuatro caminos más; también se construyeron guarniciones y banquetas en cuatro comunidades y se construyó un puente vehicular en una comunidad más; esto benefició a ocho municipios con presencia de la actividad petrolera de los estados de Campeche, Tabasco y Veracruz.

### Mejoramiento y rescate de espacios públicos

Con la organización y participación comunitaria, Pemex realiza acciones para el rescate y mejoramiento de espacios públicos; mediante el diálogo proactivo con las comunidades se lograron los consensos necesarios para mejorar y construir parques, espacios deportivos, casas ejidales y salones de usos múltiples, que permitan el sano desarrollo de actividades recreativas que ayudan a la reconstrucción del tejido social.

En este sentido, Pemex invirtió 31 MM\$ en la construcción y remodelación de dos parques; en la construcción, rehabilitación y equipamiento de siete espacios deportivos; en el mejoramiento de dos salones comunales de usos múltiples y de un auditorio municipal; en la construcción de dos domos y un centro recreativo y en el equipamiento de un centro de convivencia y desarrollo comunitario, estas acciones se realizaron en comunidades de los estados de Chiapas, Nuevo León, Oaxaca, Tabasco y Veracruz.

## Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos (MOBAP)

En el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027, se actualizó la estrategia del MOBAP, estableciendo un enfoque integral bajo una perspectiva de sostenibilidad y rentabilidad de las operaciones en beneficio del desarrollo nacional. Con esto se busca robustecer la gestión de los Procesos Institucionales, contribuyendo a fortalecer el marco de eficiencia y eficacia en la operación de Petróleos Mexicanos.

Se realizó la actualización de las actividades de alto nivel de los 12 Procesos Institucionales.

Conforme a la metodología para el diseño y documentación, destaca el avance de las actualizaciones de la secuencia de los subprocesos, permitiendo visualizar lo que realiza la organización, y la actualización de las actividades específicas y de la estructura organizacional responsable de su ejecución, para los Procesos Logística, Exploración y Producción, Transformación Industrial, Administración de Capital Humano, Administración Patrimonial, Administración de la Información, Abastecimiento y Financiero.

Se iniciaron los trabajos para determinar las interrelaciones entre los Procesos.

Durante 2022 se impartieron talleres de "Introducción a la Gestión por Procesos y Modelado" a más de mil participantes de los diversos centros de trabajo; respecto al 2021 se capacitó a 574 servidores públicos; se concluyó con la Fase 1 "Definición del Proyecto" para dos de los seis Procesos seleccionados para instrumentar un Proyecto de Mejora.

### Proyectos de Mejora de Proceso

Durante 2022 se trabajó con los Procesos Dirección del Negocio, Comercialización, Financiero, Abastecimiento, Confiabilidad de Activos y Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (SSTPA), concluyéndose con la etapa correspondiente a la definición de los Proyectos de Mejora de los Procesos Dirección del Negocio y SSTPA.

Para 2023, se continuará con el levantamiento de información e identificación de problemáticas, esperando concluir con la etapa de definición de sus Proyectos de Mejora en el segundo semestre de 2023.

### Fortalecimiento de la Administración de Riesgos de Procesos

Con el objetivo de brindar mayor certeza al logro de los objetivos de los Procesos, durante 2022 se desarrolló la metodología para la Administración de Riesgos de Proceso, consistentes en: Identificación de riesgos y factores, Evaluación de riesgos y Definición de las medidas de tratamiento.

## 8.3 Sistema de Control Interno

El sistema de control interno en Pemex es un proceso que busca brindar una seguridad razonable respecto a la eficiencia, eficacia y transparencia en la gestión de los recursos y actividades de la empresa. Incluye la evaluación y fortalecimiento de los controles internos ya existentes, así como la implementación de nuevos controles para asegurar que los objetivos y políticas de la empresa se cumplan de manera efectiva y eficiente.

Este proceso puede incluir medidas como la revisión de los registros financieros, la mitigación de riesgos en la generación de la información financiera en apego a las políticas y procedimientos implementados.

Para el fortalecimiento del control interno y como parte de la mejora continua, se identifican las áreas de oportunidad promovidas ya sea por la función de las evaluaciones de control interno o por las observaciones de las entidades fiscalizadoras, como ejemplo, se han logrado atender 236 observaciones al cierre de 2022 correspondientes a ejercicios anteriores de un total de 248.

En el ejercicio 2021, el despacho de auditores externos levantó 53 observaciones, en 2022 se reconocieron 21, lo que significó una baja representativa en las observaciones realizadas por esta instancia fiscalizadora.

### Cumplimiento a la Ley Sarbanes-Oxley (SOX)

La administración de Pemex comprometida con su responsabilidad en materia de control interno, estableció las acciones necesarias para dar cumplimiento a la sección 404 de la Ley SOX, relacionada a la evaluación de la efectividad del Sistema de Control Interno, esto se da mediante procedimientos para evaluar el diseño y la efectividad de los controles internos, la cual brinda una seguridad razonable de que los Estados Financieros son elaborados de manera adecuada, confiable e íntegra; esto con el objetivo de reportar información ante la Securities and Exchange Commission (SEC), a través de diversos reportes, entre ellos la Forma 20-F.

Como parte de la evaluación SOX se realizaron monitores de control interno financiero (foros de efectividad y diseño), en 2021 se realizaron 98 y en 2022 se lograron llevar a cabo 151.

Como parte de las acciones para la promoción del control interno, se encuentran a capacitación en la materia, la identificación de nuevos ciclos de transacciones e implementar el alcance en la evaluación continua del control interno, así como la atención de las observaciones de auditor externo a los estados financieros.

En el ejercicio 2021 se llevaron a cabo 30 recorridos de control interno financiero respecto al 2022 se concretaron 35, lo que significó un avance en esta tema.

### Administración de riesgos corporativos

Pemex y sus EPS están expuestos a diversos riesgos a lo largo de su cadena de valor como son los relacionados con: la explotación y producción de hidrocarburos, el proceso de petrolíferos, el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de sus productos, así como los escenarios desfavorables de precios y otras variables macroeconómicas.

Con el fin de gestionar dichos riesgos, Pemex ha implementado un modelo de gestión denominado Marco de Administración de Riesgos Empresariales, el cual está constituido por políticas y lineamientos específicos en la materia, así como un Comité de Riesgos (CRPEMEX) presidido por el Director General de Pemex e integrado por los Directores Corporativos y Directores Generales de cada una de sus EPS. En dicho Comité se presentan periódicamente los principales avances en la gestión de los riesgos relevantes de Pemex.

Con relación a la gestión de los riesgos empresariales, se dio prioridad a la gestión de los riesgos estratégicos conforme a lo establecido en el artículo 14, fracción IV, de la Ley de Pemex.

Con la finalidad de gestionar algunos riesgos empresariales específicos, a CRPEMEX ha constituido grupos especializados con la capacidad de toma de decisión en materia de gestión de riesgos. Durante 2022, dichos grupos desarrollaron las siguientes actividades:

F. Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Pemex y sus EPS (GARICC) gestiona el riesgo de crédito en las operaciones comerciales de las EPS, a fin de mantener una cartera con crédito comercial sana. Al cierre de año, el pronóstico de dicha cartera en proceso de recuperación judicial y de garantías representó aproximadamente el 0.76%.

El Grupo de Trabajo de Riesgos Financieros (CTRF) identifica y evalúa riesgos financieros, así como autoriza estrategias de mitigación a través de la contratación de Instrumentos Financieros Derivados (IFD). A través de este grupo se cuantificó el riesgo de mercado del Balance Financiero 2022 y de las posiciones en riesgo de la canasta de gas seco y de crack crudo-refinados 2022 y 2023, así como seguimiento a la exposición al riesgo de mercado en Portafolios de Inversión, entre otras actividades.

Los Grupos de Trabajo para la Atención de Riesgos relacionados con la Continuidad de las Operaciones Seguras (CTARCOS), se enfocan en la atención de los riesgos relacionados con la continuidad de operaciones seguras de las EPS. Durante 2022 se dio seguimiento a la atención de los inventarios de riesgos definidos como críticos A) y no-tolerables A.

En octubre de 2022, se autorizó la constitución del Grupo de Trabajo de Administración de Riesgos Ambientales (CTARA), con el fin de identificar y gestionar la atención de los riesgos ambientales, así como la evaluación del riesgo de cambio climático. Lo anterior, como resultado del continuo interés de las partes interesadas de Pemex por revelar el desempeño de la empresa con relación a los criterios Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG).

Finalmente, para la elaboración del Plan de Negocios 2023-2027 y en apego al artículo 14, fracción IV, de la Ley de Pemex, se revisaron y actualizaron los riesgos estratégicos y sus escenarios, considerando el entorno actual de Pemex.

#### Administración de riesgos financieros

Pemex enfrenta riesgos de mercado originados por la volatilidad de los precios de hidrocarburos, tipos de cambio y tasas de interés; riesgo de crédito por la exposición al incumplimiento en sus inversiones y derivados financieros; riesgo de crédito por la exposición al incumplimiento de contrapartes financieras y riesgo de liquidez.

Por lo antes señalado, Pemex ha desarrollado un marco normativo compuesto de políticas y lineamientos que promueve un esquema integral para la administración de los riesgos financieros. Esta normativa regula, entre otros, el uso de IFD y establece las directrices para el desarrollo de estrategias de mitigación.

Para el ejercicio 2022, Pemex contrató una cobertura petrolera con el fin de mitigar parcialmente el impacto en sus recursos financieros ante caídas en el precio del crudo. El programa de coberturas petroleras 2022 no generó ingresos debido a que el precio del crudo fue superior al precio a partir del cual la cobertura otorgó protección.



Durante 2022, el GTRF autorizó estrategias de mitigación como la cobertura petrolera y la de crack de diésel, ambas para el ejercicio 2023, así como reestructuras de IFD previamente concertados, con el fin de reducir el costo de fondeo de la empresa.

#### Administración de riesgos asegurables

Pemex diseñó y contrata pólizas de seguros para proteger la totalidad de sus activos y mediante las cuales se da cumplimiento con la normatividad emitida en junio de 2016 por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) en materia de seguros obligatorios.

Las pólizas de seguros se reaseguran a través de la empresa filial de Pemex dedicada al reaseguro cautivo, Kot Insurance Company, AG, la cual se utiliza como una herramienta de administración de riesgos para estructurar y distribuir los riesgos en los mercados internacionales de reaseguro, lo que permite mantener el control sobre el costo y la calidad de los seguros que cubren a Pemex, sus EPS y, en su caso, sus Empresas Filiales.

Adicionalmente, Pemex desarrolla e impulsa actividades de prevención de pérdidas a través de la implementación de visitas de evaluación de riesgos, análisis de ingeniería o de riesgos marítimos, estimación de pérdidas máximas, valuaciones de activos, entre otros, que son requeridos por las aseguradoras con el propósito de conocer y/o actualizar la calidad del riesgo existente por medio de la evaluación de la operación, filosofía de mantenimiento, servicios técnicos, seguridad industrial y de los procesos.

Estas inspecciones permiten la identificación oportuna de condiciones de riesgo y el establecimiento de programas de atención inmediata, contribuyendo a maximizar la integridad de los sitios y mejorar los indicadores de Seguridad Industrial, y por ende a la reducción de siniestros de los bienes amparados en las pólizas de seguro contratadas.

Asimismo, en lo que respecta a reclamaciones de siniestros, se ha agilizado el proceso de recuperación de estos, lográndose indemnizaciones de seguros por 61 MMUS\$ en 2022.

#### Programa de Cumplimiento "Pemex Cumple"

Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias continúan llevando a cabo acciones que confirman su rechazo absoluto a la corrupción. El compromiso de llevar a cabo una profunda reforma ética y fomentar una cultura de cumplimiento para garantizar la honestidad, integridad, comportamiento ético del personal para generar valor económico al estado mexicano y mantener la confianza de la sociedad y proveedores, contratistas, clientes e inversionistas con los que lleva a cabo relaciones comerciales se mantuvo durante el año 2022.

La implementación de las estrategias y líneas de acción del Programa Pemex Cumple continúa dando resultados en cada uno de sus ejes:

#### **Eje ética e integridad**

En 2022, se llevaron a cabo la capacitación de 1,713 personas en cursos en línea sobre Nuestros códigos, 24,532 en Política anticorrupción, 2,691 en Inducción conflicto de intereses, 522 Taller de debida diligencia incluyendo a Testigos Sociales y 3,780 en el podcast de Conflicto de intereses, para reforzar el conocimiento del personal.

Otras acciones que se llevaron a cabo para fortalecer la cultura ética fueron la difusión de infografías de los valores, principios éticos, conductas esperadas y contenido relacionado con el Programa Pemex Cumple, mensajes por medios internos digitales de comunicación y se incluyó el apartado Pemex Cumple en la App Pemex ASISTE.

Como resultado de la atención de los reportes por incumplimientos a los Códigos de Ética y de Conducta realizados a través de la Línea Ética se aplicaron 85 medidas disciplinarias laborales: 22 amonestaciones, 46 suspensiones y la rescisión laboral de 17 personas; un incremento del 70% con respecto al año anterior.

#### **Eje anticorrupción**

Pemex fortalece su estrategia anticorrupción con la aplicación de procesos de debida diligencia (DD) en ética e integridad. La debida diligencia promueve el desarrollo de programas de cumplimiento y una cultura ética y de cumplimiento en nuestros clientes, proveedores, contratistas, socios y cualquier tercero con el que se tenga o se pretenda tener relaciones comerciales.

A través del Sistema de Debida Diligencia, se aplicaron 3,839 procesos de DD a Terceros y se atendieron un total de 4,091 solicitudes de opiniones jurídicas de viabilidad para la celebración de acuerdos comerciales.

Para dar mayor transparencia al proceso, las opiniones jurídicas de viabilidad emitidas se publican en la página oficial de PEMEX: [https://www.pemex.com/etica\\_y\\_transparencia/etica/Paginas/viabilidad-comercial.aspx](https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/etica/Paginas/viabilidad-comercial.aspx)

### Eje Cumplimiento

Con la finalidad de fomentar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas que le son aplicables a PEMEX y sus EPS, se llevó a cabo la difusión permanente de las disposiciones jurídicas que resultan aplicables. De la misma forma se dio seguimiento a los riesgos de cumplimiento reportados por los procesos institucionales y áreas de apoyo y se atendieron los requerimientos formulados por las instancias fiscalizadoras, revisoras y auditores externos.

### Eje Transparencia y Protección de Datos Personales

Hasta el año 2022 se capacitaron a 48,330 servidores públicos de Pemex y sus EPS, sufriendo con éxito cada uno de los programas de capacitación autorizados por parte de los Comités de Transparencia.

Por tercer año consecutivo, Pemex Corporativo, las EPS PTRI y Pemex Logística, así como los sujetos obligados indirectos, obtuvieron el 100% en dictámenes de cumplimiento, calificación que otorga el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) al haber constatado que la Información incluida en el SIPOT (Sistema de Portales de Transparencia del INAI) está completa, publicada y actualizada en tiempo y forma conforme a la periodicidad correspondiente (trimestral, semestral y anual).

Asimismo, en ceremonia efectuada en diciembre de 2022, el INAI otorgó el reconocimiento de Prácticas de Transparencia Proactiva a PEMEX ASISTE y el refrendo de la Base de Datos Institucional (eBDI) pública.

Finalmente, en aplicación de acciones de la Política de Transparencia, Gobierno Abierto y Datos Abiertos y de acuerdo con la evaluación emitida por la Secretaría de la Función Pública, Pemex Corporativo y sus EPS PTRI y Pemex Logística alcanzaron el 100% en la implementación de la política en sus portales de Internet.



# 9

EVALUACIÓN DEL CONSEJO  
DE ADMINISTRACIÓN  
SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS  
**PROGRAMAS ANUALES DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS 2021**

21 de abril de 2023

**ACUERDO**

Con fundamento en el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emite la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2022, en los términos del documento adjunto.

Anexo del Acuerdo

### **Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2022**

Con base en la información proporcionada por la Administración en las distintas sesiones de los Comités y del Consejo de Administración (CAPEMEX) celebradas durante el ejercicio, así como en lo manifestado en el Informe del Director General y, de acuerdo con el artículo 36, fracción II, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración emite su evaluación y consideraciones sobre el grado de cumplimiento de los programas anuales por el ejercicio 2022.

### **Contexto de los Programas Anuales 2022**

A continuación se presenta la relación de los programas anuales de Petróleos Mexicanos (Pemex) 2022, objeto de evaluación:

#### **Plan de Negocios y Programa Operativo**

- **Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2021-2025** (PN 21-25), aprobado por el CAPEMEX en marzo de 2021.
- **Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2022**, aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2021, presenta las variables operativas en las cadenas de crudo y gas, así como los resultados financieros esperados, alineados a las metas establecidas para Pemex en la Ley de Ingresos de la Federación y en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para el Ejercicio Fiscal 2022.

#### **Acciones encomendadas a capturar ahorros**

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2022 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, el cual considera las acciones encaminadas al uso austero de los recursos.
- Programas anuales de enajenación de bienes muebles e inmuebles 2022.



## Contexto del entorno

De acuerdo con información del Banco Mundial, en 2022 se desaceleró la expansión en la economía global, al registrar el PIB una tasa de crecimiento anual de 2.9%, la cual compara desfavorablemente con el 5.9% observado en 2021, destacando que durante dicho año, la ampliación efectiva en el valor del producto fue cercana al 2.5%, ya que la variación observada también considera la recuperación de la actividad económica (particularmente por la restitución de acciones productivas que previamente habían disminuido su intensidad o incluso sido suspendidas en diferentes naciones) tras haber presentado una caída de 3.2% en 2020, como resultado de los efectos de la pandemia y de las medidas de contención implementadas. El mismo comportamiento se observó en las principales economías del mundo, al reducirse la tasa anual de crecimiento del PIB entre 2021 y 2022, pasando en Estados Unidos de América (EUA) de 5.9% a 2.1%, en China de 8.1% a 2.7%, y en la Unión Europea de 5.3% a 3.3%. Con la finalidad de apoyar la recuperación de las principales economías del mundo, y buscando asegurar que en 2022 al menos se retomara el nivel de actividad previo a la pandemia, se aplicaron políticas expansivas que provocaron un alza en la inflación. La Reserva Federal de EUA señala que los estímulos fiscales aplicados por dichas naciones para reducir los efectos tan agudos sobre los niveles de actividad durante la parte más severa de la pandemia llevaron a que la demanda por mercancías superara a la producción que resultaba factible ante las condiciones corrientes, derivando así en presiones al alza en los precios<sup>1</sup>. Conforme a las estimaciones del Fondo Monetario Internacional (FMI), la tasa de inflación pasó a nivel mundial de 4.7% en 2021 a 8.8% en 2022, mientras que en el análisis por país destacan, por la importancia de su contribución al producto global, las variaciones de 4.7% a 8.1% en EUA, de 0.9% a 2.2% en China y de 2.9% a 9.2% en la Unión Europea, tomando como base los mismos periodos de comparación.

Como respuesta al marcado aumento en la inflación, los bancos centrales aplicaron acciones de política monetaria para desincentivar la demanda, elevando para ello su tasa de referencia, como se observó en EUA, donde la Reserva Federal incrementó paulatinamente, durante 2022, la tasa de Fondos Federales de 0.25% a 4.25%, mientras que en los mismos periodos de referencia, la correspondiente al Banco Central Europeo pasó de 0% a 2%. Si bien estas medidas tuvieron como objetivo y efecto principal contener la inflación, también llevaron a un menor crecimiento en el PIB, al reducir las compras, y en consecuencia la producción sobre los mercados con una mayor flexibilidad para modificar su abasto.

Además de estas circunstancias, tuvieron efectos importantes sobre la menor capacidad de respuesta observada en la oferta ante la creciente demanda, la limitada disponibilidad de microprocesadores y las afectaciones en la cadena de suministros. Por otra parte, el conflicto armado entre Rusia y Ucrania tuvo un alto impacto sobre la actividad económica internacional durante 2022, destacando el efecto de las sanciones aplicadas a la primera por parte de EUA, la Unión Europea y otros países aliados de la OTAN, como por ejemplo, Australia y Japón. Una de las consecuencias de estas acciones que tuvo el mayor impacto a nivel global, fue el desbalance y reacomodo mundial en la oferta y demanda en los mercados mundiales de petróleo crudo, gas y fertilizantes, llevando a que se incrementaran sus precios, al igual que el de sus derivados, como son los petroquímicos y combustibles. Destaca que el encarecimiento de estos últimos afectó de manera generalizada a los índices de precios, debido al creciente costo para el transporte de mercancías.

Debido a lo anterior, el valor de los hidrocarburos se incrementó significativamente en el primer semestre de 2022, alcanzando niveles no vistos desde 2013. Sin embargo, en los últimos seis meses del mismo año, se redujo la actividad productiva internacional como resultado del endurecimiento de las políticas monetarias

<sup>1</sup> <https://www.federalreserve.gov/econres/notes/feds-notes/fiscal-policy-and-excess-inflation-during-covid-19-a-cross-country-view-20220715.html> de Soyres, François, Ana Maria Santacreu, and Henry Young (2022). "Fiscal policy and excess inflation during Covid-19: a cross-country view." FEDS Notes. Washington: Board of Governors of the Federal Reserve System, July 15, 2022.

restrictivas y de la expectativa de una recesión global, provocando una menor demanda por dichos energéticos, y por ende una tendencia decreciente sobre su cotización. El precio de los crudos WTI, Brent y de la Mezcla Mexicana (MME) se elevaron entre 2021 y 2022, respectivamente, en 39.3% [26.77 dólares por barril (US\$/b)], 42.4% [30.07 US\$/b] y 35.8% [23.57 US\$/b], mostrando un promedio anual de 94.90 US\$/b, 100.93 US\$/b y 89.35 US\$/b, considerando el mismo orden.

Otros factores que permiten explicar el comportamiento en el mercado del crudo durante el periodo analizado, como consecuencia de las variaciones en su oferta, incluyen los siguientes:

- El grupo ampliado de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP+), en su reunión del 5 de octubre de 2022, anunció el mayor recorte en su producción objetivo desde 2020, estableciendo la meta de disminuir la disponibilidad en dos millones de barriles diarios (MMbd).
- En noviembre de 2022, EUA finalizó la liberación histórica de reservas estratégicas de petróleo, misma que contribuyó a ampliar el volumen provisto y reducir los desbalances ocurridos en el mercado mundial; en diciembre anunció sus planes para reporneías, lo cual provocará un menor abasto respecto a la operación productiva de dicha nación.
- En tanto, como parte de las sanciones impuestas por la Unión Europea a Rusia, el 5 de diciembre de 2022 entró en vigor la aplicación de un precio máximo para la compra del crudo ruso en 60 US\$/b, la cual aplica también para EUA, Canadá, Reino Unido, Japón y Australia.

En cuanto a la demanda mundial de petróleo, de acuerdo con información de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en el año evaluado continuó la recuperación tras la caída en el consumo ocurrida en 2020, derivada de las afectaciones por la pandemia por Covid 19, alcanzando este un valor de 100.3 MMbd, el cual, en comparación con los 96.9 MMbd registrados en 2021, representó un incremento de 3.5% (3.4 MMbd).

En 2022, el precio promedio anual del crudo Istmo (ligero) alcanzó un valor de 92.16 US\$/b, mientras que el del tipo Maya (pesado) se ubicó en 88.21 US\$/b, lo que significó, respectivamente, aumentos de 36.7% [24.72 US\$/b] y 34.6% [22.70 US\$/b], al realizar la comparación con el ejercicio previo. El diferencial pagado en el mercado por el crudo Istmo en comparación con el Maya pasó, a lo largo del periodo analizado, de 1.93 US\$/b a 3.95 US\$/b, ampliándose el monto adicional recibido por el primero y, expresado en términos relativos, de 2.9% a 4.5%, como resultado de una mayor valoración del crudo ligero en el mercado norteamericano de la costa del Golfo.

En el mercado de gas natural, el precio de referencia en EUA Henry Hub, registró en 2022 un promedio anual de 6.45 dólares por millón de BTU (US\$/MMbtu), lo que implicó un incremento de 65.8% [2.56 US\$/MMbtu] respecto al año previo. Dicho aumento se debió fundamentalmente a una creciente demanda en esta zona por gas natural para su envío a Europa, donde requirieron sustituir parcialmente sus fuentes de abasto, lo que trajo por consecuencia el alza en las exportaciones de gas natural licuado procedente de EUA a dicha región, impactando también sobre el valor de la molécula en la región de producción. El reentoque a este mercado resultó conveniente, teniendo en cuenta que el hidrocarburo enviado se colocó al precio de referencia en Europa, mismo que alcanzó 24 US\$/MMbtu al cierre del año, debido a la importante reducción en el suministro realizado por Rusia a este continente durante el año, siendo que, en 2021, el producto procedente de esta nación predominaba sobre el abasto de gas natural de la Unión Europea.

Por su parte, el PIB en México registró un aumento de 5.3% en 2021, como resultado de la recuperación del nivel para actividades que fueron limitadas o suspendidas en 2020, como medidas para limitar el número de contagios durante la pandemia. En 2022, el nivel de producto presentó un crecimiento más moderado con una tasa de 3%, motivándose la expansión observada mediante el impulso externo sobre la producción doméstica, debido al alza en las exportaciones y a la inversión extranjera directa por la aplicación de





estrategias de *near-shoring*<sup>2</sup>, como por ejemplo la maquila, así como en la llegada de remesas que derivaron en mayor consumo interno. El desempeño de la economía muestra que el sector económico secundario fue el que más se amplió, al elevarse en 3.2%, seguido por el primario con 2.8% y el terciario con 2.7%. En el periodo analizado, el alto nivel inflacionario fue el mayor reto económico coyuntural, al reportar un valor anual de 7.9%. Con el objetivo de contener el incremento en los precios, el Banco de México (Banxico) incrementó la tasa de interés objetivo en 500 puntos base, siendo el mayor aumento realizado en un periodo anual (considerando los datos disponibles que se remontan a 2008), para cerrar el año en un nivel de 10.5%. También influye sobre el desempeño actual de la economía, la expectativa de que se mantenga una desaceleración en la actividad, ya que, de acuerdo con el FMI, se espera un crecimiento alrededor de 1.7% para 2023<sup>3</sup>.

El tipo de cambio FIX<sup>4</sup> del peso respecto al dólar americano se ubicó en un valor promedio anual de 20.12 pesos por dólar (\$/US\$), lo que representó una apreciación de 0.8% respecto al 20.28 \$/US\$, correspondiente a 2021. Destaca que en el último trimestre del año, la cotización de la divisa estadounidense pasó de 20.25 \$/US\$ a 19.67 \$/US\$, impulsada por el alto diferencial en las tasas de referencia entre el Banxico y la Reserva Federal de EUA, así como por el crecimiento de las exportaciones, principalmente manufactureras, y por un más alto valor de remesas en nuestro país.

Como resultado de la recuperación de la demanda interna, en 2022 el consumo de combustibles en México mostró su valor más elevado desde 2020, requiriéndose 782 miles de barriles diarios (Mbd) de gasolinas como promedio anual, lo que significó un incremento de 7.5% (54.3 Mbd) respecto al año previo, pero aún sin alcanzar el consumo de 797 Mbd que se presentó en 2019. En el caso del diésel, se comercializaron 389 Mbd en 2022, lo que constituyó una variación al alza de 24.7% (77.1 Mbd) respecto al 2021 y superó en 3 Mbd su registro para 2019, que fue de 386 Mbd, es decir, para este combustible se logró una recuperación completa respecto a los niveles previos a la pandemia.

Durante 2022, el gasto de inversión en capital (CAPEX) para actividades de exploración y producción de crudo y gas, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), continuó recuperándose a nivel global, al incrementarse 9% respecto al año previo, ubicándose en 417 miles de millones de dólares norteamericanos (MMUS\$). Sin embargo, dicho monto continuó 17% por debajo de los 499 MMUS\$ registrados en 2019. Es relevante señalar que, de acuerdo con esta misma fuente de información, no ha habido una expansión en términos reales, ya que como consecuencia de la inflación experimentada en este último año, los costos para acciones de exploración y producción aumentaron, a lo largo del mundo, en hasta 25% para algunos conceptos, destacando como las variaciones más amplias la de los materiales como el acero, cemento, aluminio y cobre, así como de los productos elaborados a partir de dichos elementos. La mayor parte de las empresas que incrementaron su egreso de inversión son originarias de medio oriente, de China, así como de EUA. Por otra parte, las de origen europeo mantuvieron una tendencia inercial respecto al año previo, con la excepción de la firma noruega Equinor, que aumentó 18% su inversión durante el año, como estrategia para elevar su producción y con ello aprovechar la reducción en la oferta de hidrocarburos de Rusia a la Unión Europea.

En lo referente a Latinoamérica, tanto Petrobras como Pemex incrementaron su gasto de inversión respecto al año previo, mostrando la primera un crecimiento de 49% entre 2021 y 2022. De manera similar, Pemex mantuvo una tendencia al alza en los egresos por dicho concepto, al pasar de 15,960 millones de dólares

<sup>2</sup> Se refiere a la estrategia de provisión externa, por la que una empresa adquiere una parte de las acciones requeridas para su proceso de producción, a terceros que operen en localizaciones con salarios más bajos que los del país de origen y que están ubicados en destinos cercanos y con una zona horaria semejante.

<sup>3</sup> <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/01/31/world-economic-outlook-update-january-2023>  
FMI | Projection 2023, real GDP, annual percent change, Mexico, 30 de enero de 2023.

<sup>4</sup> El tipo de cambio FIX es determinado por Banxico y se utiliza para solventar obligaciones denominadas en dólares liquidables en la República Mexicana, al día siguiente.



americanos (MMUS\$) a 18,740 MMUS\$, partiendo de los mismos periodos de referencia, lo que representó un aumento de 17%. Esta última, como parte de su estrategia para recuperar la capacidad de producción de hidrocarburos, en años recientes ha establecido como una prioridad ampliar el monto ejercido para el desarrollo de capacidades, acumulando entre 2019 y 2022 un gasto por 5,090 MMUS\$ adicionales, es decir una variación del 37%.

## Evaluación de los Programas Anuales 2022

El ejercicio 2022 se caracterizó por la recuperación en la actividad económica y productiva internacional, lo cual, junto con distorsiones en el suministro de los hidrocarburos, dio lugar a un mercado con condiciones favorables para los vendedores e implicaciones negativas sobre los compradores. Dado que la actividad de Pemex incluye ambos aspectos, la evolución observada en sus resultados muestra impactos tanto al alza como a la baja. Sin embargo, también debe resaltarse que la operación ocurrió en un entorno que paulatinamente se estabilizó, con lo que las acciones se desarrollaron contando con mayor certeza, lo que también tuvo efectos sobre el desempeño que a continuación se presenta.

Durante el periodo evaluado se cumplió con el programa en determinados elementos clave. A nivel consolidado se tuvo un balance financiero de 38.3 miles de millones de pesos (MMM\$), aun cuando en todos los instrumentos de referencia se había presupuestado un déficit. En parte, los recursos monetarios obtenidos de manera adicional se derivaron de condiciones favorables en los mercados internacionales, mismas que contribuyeron a incrementar los ingresos por las actividades centrales en 22.8% (4111 MMM\$), situación que aportó a mantener la deuda financiera en un valor cercano a lo comprometido, como se observó particularmente, al corte de septiembre de 2022. Es importante mencionar que en este año, se recibieron 188.3 MMM\$ como aportaciones de la Secretaría de Energía (SENER), que a pesar de estar enfocadas principalmente a financiar inversiones, incluyeron también un monto, cercano a la cuarta parte, que fue destinado a solventar obligaciones por financiamiento. No obstante el crecimiento en los flujos monetarios, el margen EBITDA, quedó 5.2% por debajo de su meta, lo cual se relaciona con un encarecimiento de las actividades centrales que afectó negativamente la rentabilidad.

También se cumplió con el objetivo planteado para el índice de paros no programados (IPNP), y para el programa de reparaciones mayores en exploración y producción, siendo esta el área con mejores resultados en lo referente a confiabilidad. Sin embargo, debe destacarse que en el caso de refinación, el IPNP registró 7%, es decir, un punto porcentual por debajo del valor comprometido, aun cuando solo se cumplió con el 36% de las reparaciones programadas (50% por debajo de lo originalmente previsto), siendo indicativo de la adecuada implementación de acciones para maximizar su efecto. El bajo avance en las rehabilitaciones responde a fallas imprevistas en plantas, equipos e instalaciones, al diferimiento en la ejecución de las actividades requeridas para el mantenimiento y rehabilitación al interior de las refinerías, así como al retraso en la ejecución del presupuesto necesario para su ejecución. No obstante, las medidas implementadas permitieron ampliar el proceso de crudo en 14.6% (104.2 Mbd), lo cual derivó en un crecimiento de 15.1% en los petrolíferos, y dio lugar a un mayor volumen elaborado de 36 Mbd para gasolinas, 28.7 Mbd para diésel y 4.6 Mbd en turbotinas; en todos los casos con respecto al nivel del año previo. Estos avances se consideran adecuados conforme al alcance de las estrategias implementadas, considerando que la actividad en refinación quedó 32% por debajo de la meta del PN 21-25, mientras que el objetivo para 2023 se redujo en 33.7%, de acuerdo con las condiciones y expectativas corrientes.

Una situación similar se presentó en el caso de la producción de líquidos<sup>5</sup>, donde se mantuvo una tendencia creciente, al incrementarse el nivel registrado en 16% durante el último año, para ubicarse en 1,764.2 Mbd. Lo anterior representa un cumplimiento del 86.8% del objetivo señalado en el PN 21-25 y de 92.2% considerando el valor actualizado en el PCFAT. Los factores que impidieron alcanzar los resultados previstos

<sup>5</sup> Producción de crudo y condensados sin socio.

Incluyen la declinación en la producción de los campos Xanab, Ku, Malcoob y Zaap, el aumento en el número de pozos cerrados y las fallas y accidentes mecánicos en los pozos de desarrollo con sistema artificial de producción. Aun cuando no se alcanzaron las metas, resulta imperativo señalar que los resultados esperados por esta actividad han ido a la baja conforme a la evolución observada en la implementación de la estrategia y a las condiciones del entorno, situación que ya se refleja en la programación para los ejercicios posteriores. De tal manera que los alcances observados se pueden considerar consistentes y adecuados con la situación competitiva corriente.

En lo referente al gas hidrocarburo<sup>6</sup>, el volumen extraído aumentó en 173 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) sobre el valor de 2021, mientras que el nivel procesado lo hizo en 188.5 MMpcd; no obstante, en ambos indicadores se logró un avance del 95.4% de las metas respectivas, destacando que el segundo de éstos casos fue consecuencia de limitaciones en la disponibilidad de infraestructura y no de insumos.

La estrategia de los nuevos campos ha presentado un rezago, quedando 133.5 Mbd (25.6%) por debajo de la expectativa para la producción de líquidos y 474 MMpcd (30%) en el caso del gas natural. Aun así, se prevé que en 2023, conforme al ajuste realizado a las metas para dicho año, los resultados vayan al alza, recuperando parcialmente el avance más lento acumulado al corte evaluado.

Los ingresos por exportación de crudo crecieron en 6.6 MMMUS\$ (27.1%), a pesar de que el volumen comercializado al exterior quedó en 89.3% de lo presupuestado. Si bien el aporte al negocio de este resultado fue favorable, no por ello deja de ser fundamental cumplir con las metas relacionadas, ya que en este caso, haber quedado por debajo de la misma en el producto vendido representó no aprovechar al máximo las condiciones propicias que se presentaron en el mercado.

La incorporación de reservas 3P por descubrimiento, de acuerdo con la estimación preliminar de Pemex, mostró una variación al alza con respecto a la correspondiente al ejercicio anterior. Sin embargo, el volumen adicionado por este concepto, fue equivalente al 64% del valor inferior comprometido en el PN 21-25. Este elemento, por la trascendencia que tiene sobre la actividad agregada de la empresa, define una de las áreas de atención prioritaria, debido a que resulta fundamental ubicarse por encima de los mínimos promovidos en la estrategia; para así no comprometer el cumplimiento a objetivos en otras líneas, particularmente las referentes a las actividades industriales, y contribuir para mantener la viabilidad de mediano y largo plazo del negocio.

Finalmente, es importante mencionar que en lo referente a protección ambiental se han presentado avances importantes pero focalizados, como es el cumplimiento al índice de consumo energético en las áreas de principal consumo, así como los resultados favorables en todos los elementos analizados para la línea de negocios del amoniaco. No obstante, es importante reforzar las actividades para lograr resultados favorables generalizados en los elementos de atención de esta área.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2022:

Indicadores asociados al Plan de Negocios 2021 – 2025 y POFAT 2022

	Plan de Negocios		Variación Plan de Negocios (%)		Variación POFAT (%)	
	POFAT	Observado	POFAT	Observado	POFAT	POFAT
Indicadores principales del PN 21-25						
Producción de líquidos (Mbd)	2,033	1,914	1,764	-13.2	-7.8	
Proceso de crudo (Mbd)	> 1,200	917	816	-32.0	-11.0	
Balance financiero (MMM\$) Estrategia 1.2	-142.9	-62.6	38.3	N/A	N/A	

<sup>6</sup> Sin nitrógeno y sin socios.

Indicadores seleccionados asociados al Plan de Negocios 2021 – 2025

<b>Plan de Negocios</b>		<b>Programado Observado Variación (%)<sup>2</sup></b>		
Indicadores principales del PN 21-25				
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento (MMbpcel) Estrategia 2.1	≥ 950	608 <sup>1</sup>	-36.0	
Índice de frecuencia (Accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo) Estrategia 7.3	0.22	0.49	122.7	
Reuso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm <sup>3</sup> ) Estrategia 4.2	49.4	34.2	-30.8	
Saldo de la deuda financiera total (MMMUS\$)	105.0	107.7	2.6	
Margen EBITDA (%)	36.0	30.8	-5.2	
Indicadores adicionales seleccionados del PN 21-25				
Incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada (MMbpcel) Estrategia 2.3	150 a 200	98	-34.7 <sup>2</sup>	
Producción de líquidos (Mbd) Estrategia 3.1	521	388	-25.5	
Producción de gas (MMpcd) Estrategia 3.1	1,59.4	1,121	-29.7	
Reserva a reclasificar (MMbpcel) Estrategia 3.2	1,198	164	-86.4	
Factor de insumo etano etileno (t/t) Estrategia 5.3	1.32	1.39	4.5	
Producción de amoníaco (Mt) Estrategia 5.4	296	278	-6.2	
Índice de paros no programados en Exploración y Producción (%) Estrategia 7.1	2.0	1.7	-0.3	
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de Exploración y Producción (%) Estrategia 7.1	75.0	75.0	0.0	
Índice de paros no programados en el Sistema Nacional de Refinación (%) Estrategia 7.1	8.0	7.0	-1.0	
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores del Sistema Nacional de Refinación (%) Estrategia 7.1	86.0	36.0	-50.0	
Índice de paros no programados en los Complejos Procesadores de Gas (CPCGs) (%) Estrategia 7.1	6.0	17.7	11.7	
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de los CPCGs (%) Estrategia 7.1	85.0	5.1	-79.9	
Índice de paros no programados en los Complejos Petroquímicos (CPCQs) (%) Estrategia 7.1	3.0	13.0	10.0	
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de los CPCQs (%) Estrategia 7.1	85.0	0.0	-85.0	
Índice de paros no programados en logística primaria (%) Estrategia 7.1	2.0	2.3	0.3	

Plan de Negocios		Programado		Observado	Variación (%) <sup>2</sup>
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de logística primaria (%) Estrategia 7.1		85.0	33.3		-51.7
Índice de paros no programados en almacenamiento y despacho (%) Estrategia 7.1		2.0	19.4		17.4
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de almacenamiento y despacho (%) Estrategia 7.1		95.0	0.0		-95.0
Índice de paros no programados en transporte (%) Estrategia 7.1		2.0	4.5		2.5
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de transporte (%) Estrategia 7.1		85.0	30.8		-54.2
Índice de atención a los riesgos críticos A1* (%) Estrategia 7.3		100	51.6		-48.4
Índice de cumplimiento de planes de mitigación para riesgos críticos A1* (%) Estrategia 7.3		100	50.2		-49.8
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refineras (m <sup>3</sup> /b) Estrategia 4.2		0.34	0.38		11.8
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (m <sup>3</sup> /Mpc) Estrategia 4.2		0.025	0.031		24.0
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (m <sup>3</sup> /t) Estrategia 4.2		49.86	239.51		380.4
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoníaco) (m <sup>3</sup> /t) Estrategia 4.2		25.33	18.13		-28.4
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (m <sup>3</sup> /t) Estrategia 4.2		3.89	9.65		148.1
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO <sub>2</sub> e/Mbpce) Estrategia 4.2		22.55	38.80		72.1
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refineras (tCO <sub>2</sub> e/Mb) Estrategia 4.2		43.14	62.49		44.9
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los complejos procesadores de gas (tCO <sub>2</sub> e/MMpc) Estrategia 4.2		4.81	10.03		108.5
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (tCO <sub>2</sub> e/t) Estrategia 4.2		4.11	17.31		321.2
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (amoníaco) (tCO <sub>2</sub> e/t) Estrategia 4.2		2.44	2.20		-9.8
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (tCO <sub>2</sub> e/t) Estrategia 4.2		1.58	2.62		65.8



**Plan de Negocios**
**Programado Observado Variación (%)<sup>2</sup>**

Índice de Consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas (GJ/Mbpcel) Estrategia 4.2	191.38	154.44	-19.3
Índice de Consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías <sup>3</sup> (GJ/Mb) Estrategia 4.2	726.07	723.99	-0.3
Índice de Consumo energético en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (GJ/MMpc) Estrategia 4.2	54.78	55.33	1.0
Índice de Consumo energético en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (GJ/t) Estrategia 4.2	8213	264.15	221.6
Índice de Consumo energético en la producción de petroquímicos (aromático) (GJ/t) Estrategia 4.2	30.87	31.09	0.7
Índice de Consumo energético en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (GJ/t) Estrategia 4.2	26.03	39.47	51.6

1. Dato preliminar; la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2022 se encuentra en proceso de determinación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con base en sus propios lineamientos.
  2. Para los indicadores cuya unidad de medida es porcentual, esta variación refleja la diferencia absoluta entre el valor observado y programado, mientras que para los restantes, refleja la variación proporcional respecto a la meta.
  3. Esta comparación es con respecto a la meta mínima establecida en el Plan de Negocios (50 MMbpcel).
  4. El consumo energético considera los importadores y exportaciones de combustibles, vapor y electricidad, así como la equivalencia en energía primaria de estos tipos de energía.
- \* Los riesgos críticos Al corresponden a la pérdida de contención primaria en las instalaciones industriales, para la cual se han diseñado programas de atención, indicadores y metas.

## Indicadores asociados al POFAT 2022

POFAT	Programado	Observado	Variación (%)
Producción de crudo (Mbd)	1,829	1,665	-9.0
Exportación de crudo (Mbd)	1,067	953	-10.7
Producción total de petrolíferos <sup>1</sup> (Mbd)	940	833	-11.4
Producción total de gasolinas (Mbd)	315	271	-13.9
Producción total de diésel (Mbd)	196	146	-25.1
Importación de gasolinas (Mbd)	336	419	24.6
Importación de diésel (Mbd)	72	174	143.3
Producción de gas natural <sup>2</sup> (MMpcd)	4,051	3,866	-4.6
Producción de gas LP <sup>3</sup> (Mbd)	111	82	-26.3
Producción de etano (Mbd)	86	46	-46.9

1. Gasolinas, diésel, turbotina, gas LP, gases de refinería, gasolinos, aceites cítricos ligeros, combustibles, asfaltos, coque, lubricantes, aeroflex
  2. Extracto de furrural y parafinas
  3. Producción de gas natural de Pemex sin nitrógeno. No incluye producción del Estado ni de socios.
- \* Incluye producción en CPOs exclusivamente.

**Plan de Negocios**

Con la emisión del Plan de Negocios 2019-2023, Pemex comenzó con un proceso de ajuste en su estrategia. Sin embargo, su implementación se encontró con un entorno atípico y poco previsible, el cual fue provocado por el desarrollo de la pandemia por Covid 19, a partir de 2020. Lo anterior impactó adversamente en las



posibilidades para desarrollar las acciones propuestas y/o en los resultados obtenidos. Aún bajo un ambiente competitivo que no se había normalizado, en marzo de 2021 se emitió el PN 21-25, mismo que constituye la base para este ejercicio de evaluación. Sin embargo, durante 2022 se mantuvo una serie de condiciones extraordinarias, con alto potencial para distorsionar la evolución de la industria de los hidrocarburos. En diciembre de dicho año, aprovechando que el entorno de negocios se visualizaba más estable y además se tenía un conocimiento más amplio de las condiciones corrientes y su efecto sobre el mercado, se presenta el Plan de Negocios 2023-2027.

Realizar un análisis sin considerar estos antecedentes mostrará una visión parcial de la empresa, limitando entonces su utilidad. Por ello, en esta evaluación se abordarán los resultados observados, como parte de la evolución hacia un objetivo, así como su comparación con el compromiso establecido en la planeación. Sin embargo, en este último caso se incluirán como contexto, los cambios en el desempeño esperado que se reflejan en la actualización a la dirección estratégica, tras haber experimentado un entorno anteriormente no anticipado, pero en este momento menos incierto.

El instrumento base para esta evaluación compromete las metas para 124 indicadores que dan seguimiento a los avances en una muy amplia variedad de acciones, así como a los resultados de elementos clave para la operación de la empresa. El presente análisis parte de una selección de dichas medidas del desempeño, al ser consideradas como las más relevantes para caracterizar la operación de la empresa.

La producción de líquidos sin socio constituye uno de los elementos clave en los que se centran las actividades propuestas. En 2022, el resultado observado de 1,764.2 Mbd quedó 269 Mbd (13.2%) por debajo de la meta establecida. Sin embargo, cerca de la mitad de esta variación desfavorable se deriva de un menor avance en los retornos de los nuevos campos, cuyo aporte de 387.9 Mbd estuvo 133.5 Mbd (25.6%) por debajo del objetivo. No obstante, el volumen que proporcionaron estos últimos creció 75.4% respecto a 2021 y fue determinante para mantener la tendencia al alza en los líquidos totales obtenidos, permitiendo incrementar estos en 1.6%. Además, la contribución de los nuevos campos a los hidrocarburos totales extraídos aumentó de 12.7% a 22% entre los dos últimos años. Es importante resaltar que los elementos no anticipados fueron determinantes sobre un desempeño más lento en cuanto al petróleo y condensados recuperados, lo cual se refleja en el ajuste de 5.4% a la baja sobre el compromiso para 2023. Cabe señalar que se espera que, tras haber enfrentado un rezago en los resultados por las condiciones externas, los nuevos campos logren ampliar sus retornos en 44.2% para el año entrante, cubriendo así los menores alcances previos.

El volumen de gas extraído de los nuevos campos se elevó 97.5% (533.5 MMpcd) en la comparación interanual. Sin embargo, esta evolución no fue suficiente para cumplir con el objetivo propuesto, quedando 30% (474 MMpcd) por debajo del mismo. Aun así, en este caso se anticipa que los desfases serán cubiertos, en parte, a lo largo de ejercicios posteriores, ya que por ejemplo la meta para 2023 se amplió en 13.5% (198 MMpcd).

El proceso de crudo, aun cuando avanzó 14.6% respecto a 2021 para alcanzar un valor de 815.8 Mbd, quedó 32% (384.2 Mbd) por debajo del nivel comprometido para el ejercicio evaluado. El resultado observado se puede entender como consecuencia de una evolución más lenta de la estrategia, la cual también se refleja en el ajuste a la baja en 33.7% (505 Mbd) en la expectativa para 2023, conforme se ha establecido en el nuevo instrumento rector.

También se han presentado mejoras en la incorporación de reservas 3P por descubrimiento, ya que el volumen añadido por este concepto durante 2022 se ubicó en 607.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), superando en 20.3% (102.4 MMbpce) el registro de 505.4 MMbpce del año previo, en ambos casos considerando las estimaciones realizadas por Pemex<sup>7</sup>. A pesar de esta evolución favorable, el

<sup>7</sup> La CNH certificó 16.1 MMbpce para 2021 derivado del retraso en la presentación de la información solicitada. Considerando que este valor responde a elementos administrativos, se considera más significativa la comparación usando la estimación de Pemex, misma que refleja una menor proporción de mejora.

resultado se mantuvo 342.2 MMbpcpe (36%) por debajo del valor programado en el PN 21-25. Si bien el avance registrado refuerza la viabilidad de mediano plazo de la empresa, es fundamental que las acciones realizadas permitan cumplir con las metas, ya que la disponibilidad de hidrocarburos para su explotación es la base para lograr los objetivos que se tienen en otras áreas de actividad. La importancia de los resultados de este indicador sobre el desempeño global de Pemex se ve reforzada por el hecho de que para los ejercicios subsecuentes, la planeación mantiene sin cambio el resultado programado, teniendo en cuenta que una variación desfavorable puede comprometer potencialmente el logro de elementos clave en la operación.

Cabe resaltar que las dos áreas de actividad antes señaladas, fueron las únicas que cumplieron con la meta para el IPNP, quedando 0.3% por debajo de lo comprometido en lo referente a exploración y producción, y 1% para el caso del Sistema Nacional de Refinación (SNR), presentando un valor de 7% en este último. Además, debe resaltarse que en el caso de estas actividades industriales, la mejora se logró aun cuando solamente se realizó el 36% de las reparaciones programadas (registro que es 50% menor al objetivo establecido), debiendo reconocerse una muy apropiada selección de las acciones a implementar para asegurar maximizar el impacto favorable observado. Sin embargo, es importante buscar también preservar los avances demostrados, lo cual se contrapone con las reducciones planteadas en la meta referente a las refinarias para 2023.

No obstante lo anterior, es importante reforzar los esfuerzos para garantizar la confiabilidad, ya que existieron áreas como almacenamiento y despacho donde no se realizaron reparaciones o los CPCs que cumplieron con el 5.1% de las mismas, provocando que el IPNP observado excediera el compromiso en 17.4% y 11.7% respectivamente. Aun cuando en estos casos, junto con el de los CPCs en la programación del ejercicio subsecuente se autorizó un valor más alto para el índice asociado, es relevante buscar mecanismos para ampliar el alcance de las acciones realizadas, en lugar de concentrarlas en las líneas más significativas, como sucedió en el presente ejercicio.

La producción de amoníaco se amplió 33.9 miles de toneladas (Mt) (13.9%) entre los dos años más recientes, acumulando 277.8 Mt en 2022. La variación observada resultó 18.2 Mt (6.2%), insuficiente para ubicarse en el nivel programado. En este caso, el avance se puede considerar consistente con los alcances de la estrategia, en virtud de que el Plan de Negocios 2023-2027 planteó una reducción en la meta para el primero de dichos años a cerca de la mitad, comprometiendo un valor de 385 Mt.

En lo referente al desempeño ambiental, se tienen avances parciales, entre los que destaca el cumplimiento al índice de consumo energético en las dos principales líneas de actividad, exploración y extracción, quedando 36.94 GJ/Mbpcpe (19.3%) por debajo de la meta, y en el proceso de crudo con una disminución de 2.08 GJ/Mb<sup>4</sup> (0.3%) respecto al objetivo correspondiente. Estos resultados son también indicativos de una priorización de las actividades conforme al impacto asociado. Sin embargo, es necesario ampliar el alcance de las acciones, considerando que en términos de emisiones de gases efecto invernadero y de uso de agua predominaron los rezagos. De igual manera, es importante mencionar que el desempeño correspondiente al área de derivados del etano mostró un comportamiento negativo, el cual es producto de condiciones operativas adversas, y que por tanto trascienden a las acciones de protección ambiental. Cabe resaltar que este ámbito de acción mantiene los valores comprometidos para los ejercicios subsecuentes sin cambio.

Resulta fundamental revertir la tendencia observada este año en accidentabilidad, ya que el índice de frecuencia aumentó en 0.4 accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo, quedando 122.7% por encima de la meta, misma que se mantiene en niveles muy similares para el año posterior.

El balance financiero, medida que consolida el efecto monetario de diversos elementos de la operación, presenta una mejora de 1811 MMMM\$ respecto a lo estipulado en el PN 21-25, pasando de un déficit previsto

<sup>4</sup> El consumo energético considera las importaciones y exportaciones de combustibles, vapor y electricidad, así como la equivalencia en energía primaria de estos tipos de energía.





de 142.9 MM\$ a un superávit realizado de 38.3 MM\$. No obstante, la mayor capacidad para generar recursos líquidos no se acompañó de una creciente rentabilidad por la actividad productiva, ya que el margen EBITDA disminuyó en 2.2% respecto a 2021, quedando además 5.2% por debajo del resultado anticipado. En este último caso, la emisión del nuevo Plan de Negocios reconoce que las condiciones del mercado no resultan propicias para mantener retornos elevados, por lo que se redujo la meta para dicho indicador de 53% a 42% durante 2023.

También se presentó un progreso, a lo largo del año, en el manejo de la deuda financiera total, alcanzando incluso, conforme a los resultados al corte del tercer trimestre, la meta contemplada para el año. Sin embargo, para el cierre de diciembre se incrementó su saldo en 2.7 MMUS\$, quedando 2.6% por encima del objetivo. La presencia de variaciones, como la que se describió para el cuarto trimestre del año, muestran que es indispensable adoptar acciones cuyos efectos resulten sostenibles, para de esa manera mantener a la empresa en una situación más favorable.

A manera de resumen, una parte importante de los indicadores analizados mostraron un rezago respecto a las metas establecidas en el PN 21-25. Sin embargo, al tornarse más estable el entorno, también se ha podido anticipar de mejor manera el alcance que las estrategias podrán tener. Lo anterior ha contribuido para demostrar que el desempeño observado muestra un progreso, mismo que no ha correspondido con las expectativas originales debido a la evolución incierta que presentaron las condiciones externas durante los ejercicios precedentes. También es importante resaltar que, en varios casos, las acciones implementadas fueron las que tuvieron el impacto potencial más alto sobre los indicadores de seguimiento. No obstante, también existen áreas que muestran rezagos y requieren, en esa medida, ampliar las actividades desarrolladas, para con ello alcanzar mejoras generalizadas en lugar de focalizadas.

## POFAT 2022

Para la elaboración del POFAT se contó con un avance en la identificación de las condiciones externas y el impacto que pueden tener estas sobre los resultados observados, lo que permitió un mejor ajuste respecto a las metas propuestas en este, que al comparar lo alcanzado con lo comprometido en el PN 21-25.

Este instrumento anticipaba un mejor resultado en flujo de efectivo que la planeación estratégica, autorizando un déficit de 801 MM\$. Las condiciones del entorno, así como las aportaciones del Estado llevaron a aumentar los ingresos corrientes en 715.6 MM\$, de los cuales solo 101.1 MM\$ se reflejaron sobre el balance financiero. Este menor saldo final fue consecuencia de que se amplió el monto de los egresos, particularmente se erogaron 499.8 MM\$ adicionales en compra de mercancía, reduciendo así la rentabilidad de la comercialización de los productos adquiridos a terceros.

La producción de líquidos fue inferior en 149.8 Mbd (7.8%) a lo comprometido en este instrumento, mientras que para el caso del proceso de crudo la diferencia desfavorable fue de 101.2 Mbd (11%). Estas dos variables guardan una interrelación entre ellas, donde el menor avance en la disponibilidad de la infraestructura para la refinación permitió mantener la factibilidad de estas operaciones, aun ante el menor nivel extraído.

Cabe resaltar que el volumen obtenido de crudo alcanzó un valor de 1,665.1 Mbd, el cual, además de representar una reducción marginal respecto a la referencia del año previo, fue menor en 16.4 Mbd (8.4%) al monto objetivo. La caída en la recuperación de esta variante del petróleo, como se mencionó anteriormente, fue cubierta en parte por el lento crecimiento en su demanda como insumo para los procesos de transformación; sin embargo, también incidió en que las exportaciones de este hidrocarburo se mantuvieran 114.2 Mbd (10.7%) por debajo del nivel anticipado.

De los resultados sobresale que, incluso habiendo cumplido con la meta de producción de crudo, no necesariamente se contaría con todo lo requerido para alcanzar los montos objetivo de ventas externas y de utilización como insumo en los procesos industriales. Es importante evitar situaciones como esta, en donde

para ajustarse a los compromisos en los indicadores derivados, es necesario operar por encima de los niveles programados en los elementos base.

La disminución en el retorno alcanzado en crudo también provocó que las ventas internacionales de este varieran a la baja en 65.1 Mbd (6.4%) con relación al año previo, retroceso cuyo principal impacto se ubica en una menor capacidad para aprovechar los precios internacionales más altos que se registraron durante 2022. Incluso, habiéndose presentado la reducción en el volumen comercializado, se generaron ingresos 27.1% (6.6 MIMMUS\$) más altos.

Al igual que lo descrito con relación al nivel de actividad de refinación, la elaboración de petrolíferos creció en 106.6 Mbd (75.1%) al comparar con 2021, sin embargo, quedó corta en 126.8 Mbd (13.5%) respecto a la producción anticipada. Aun cuando el volumen obtenido de los procesos industriales en gasolinas y diésel fue más alto que el año anterior, no resultó suficiente para cumplir con la meta planteada, manteniéndose por debajo de esta, respectivamente en 43.9 Mbd (13.9%) y 49.1 Mbd (25.1%). Lo anterior, junto con una expansión en la demanda más amplia que la originalmente esperada, requirió incrementar las importaciones de cada uno de dichos productos en 82.6 Mbd (24.6%) y 102.5 Mbd (143.3%), acción que ante un entorno de precios elevados en el exterior, condujo a disminuir la rentabilidad en las actividades de comercialización.

El volumen extraído de gas natural sin nitrógeno creció en 173 MMpcd (4.7%) en la comparación interanual, sin embargo, se ubicó 185 MMpcd por debajo del nivel programado. Además, resalta como parte del desempeño favorable, que el nitrógeno obtenido como parte de esta actividad disminuyó 305 MMpcd (27%). Un comportamiento similar se observó en el proceso para esta línea de negocio, donde a pesar de haberse colocado 185.2 MMpcd (4.6%) abajo de la meta, el avance de 188.5 MMpcd (9.1%) en comparación con 2021 se considera adecuado, más teniendo en cuenta que la programación no consideró las limitaciones enfrentadas en la capacidad operativa.

La elaboración de gas LP y de etano fueron respectivamente inferiores a los niveles comprometidos, en 26.3% (29.1 Mbd) y 46.8% (40.3 Mbd), lo cual fue consecuencia de variaciones a la baja con relación al periodo previo. En general, durante 2022 el POFAT marcó una referencia más cercana a las condiciones que enfrentó la operación. A pesar de que los resultados analizados fueron menores a los niveles previstos, se mantuvo una tendencia que llevó a aproximarse a los mismos, lo cual se considera apropiado para alcanzar los objetivos marcados. No obstante, en algunos casos se presentaron variaciones desfavorables, mismas que deben priorizarse como áreas de oportunidad para ser atendidas en ejercicios posteriores. Dentro de estas últimas sobresale el menor retorno en crudo de las operaciones de producción, mismo que derivó en una disminución en el volumen comercializado al exterior, con lo que se limitó el nivel potencial de ganancias asociado a los atractivos precios internacionales que presentó el mercado de crudo.



### Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2022

Millones de pesos corrientes	Programado	Observado	Variación (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados	9,019.0	9,948.3	10.3
Boletos de avión	16.4	80.2	387.9
Mensajería y paquetería	3.5	6.7	88.6
Servicios médicos	2,987.5	4,900.5	64.0
Papelería, impresión y fotocopiado	83.3	131.4	57.7
Regalías	584.0	889.8	52.4
Comisiones y viáticos	297.3	393.3	32.3
Agua	166.8	203.0	8.6
Asesoría y consultoría	1,968.4	1,988.7	1.0
Arrendamientos	1,5748.9	1,285.9	- 18.6
Capacitación	78.1	49.6	- 36.4
Membresías y suscripciones	1.2	0.7	- 41.9
Comunicaciones	0.13	0.06	- 55.5
Energía eléctrica	1,212.0	0.0	- 100.0
Gasto de servicios personales	99,147.9	92,358.5	- 6.8
Seguro interno del personal	244.8	328.9	34.4
Incentivos y compensaciones al personal	3,113.3	3,231.9	3.8
Sueldos, salarios y prestaciones normales y extraordinarios	50,841.7	48,285.7	- 5.0
Gastos de previsión social pagados al personal	31,973.5	29,340.7	- 8.2
Prestaciones contractuales de operación	12,643.7	11,072.2	- 12.4
Indemnizaciones al personal	331.0	99.0	- 70.1
Ahorro en gasto corriente en rubros indicados (%)	N/A	6.8	N/A
Ahorro en viáticos (%)	N/A	1.6	N/A

El Programa Anual de Austeridad (PAA) en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2022 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias está enfocado, principalmente, al uso de manera austera de los recursos humanos, materiales, financieros y tecnológicos, así como de los servicios administrativos de apoyo, sin afectar por ello, la continuidad de las operaciones, la seguridad de los trabajadores e instalaciones, ni los programas de protección ambiental. De esta forma, mediante el establecimiento de un conjunto de medidas administrativas de aplicación inmediata y obligatorias, se busca contribuir al cumplimiento de la meta de balance financiera establecida en un déficit máximo de 62.8 MMM\$.

Las acciones propuestas en el PAA incluyen: i) ajustar el gasto de servicios personales de operación a lo autorizado en el PEF y; ii) alcanzar ahorros en gasto corriente mediante medidas de eficiencia administrativa y reducción de gastos.

El PAA no incluye una meta específica, no obstante se considera un cumplimiento a este, al reportar un ahorro de 6.5% en términos reales sobre el gasto en servicios personales de operación respecto al monto presupuestado originalmente en el PEF 2022. Sin embargo, existieron rubros con variaciones al alza, como el seguro interno del personal, que observó un incremento de 34% con relación a su valor presupuestado, al ejercer 328.9 millones de pesos (MM\$) nominales.

En contraste, no se reportaron ahorros respecto a 2021 en el gasto corriente mediante medidas de eficiencia administrativa y reducción de gastos, dado el aumento de 3.1 MMIM\$ (4.4%) en el monto ejercido en los conceptos contemplados, siendo los más sobresalientes, en términos de variación porcentual los boletos de avión (186%), el arrendamiento de edificios y locales (86%) y los servicios de asesoría y consulta (12.4%).

## Resultados financieros y presupuestales

### *Balance financiero y saldo de la deuda financiera*

El PN 21-25 plantea que en 2022 Pemex podría incurrir en un déficit financiero de hasta 142.9 MMIM\$. En la conformación del POFAT, ante perspectivas de un entorno más favorable, se redujo en 80.1 MMIM\$ el monto del resultado negativo objetivo. Finalmente, gracias a las condiciones que caracterizaron el mercado durante el periodo evaluado, así como a las acciones implementadas durante el mismo, el saldo observado mejoró en 101.1 MMIM\$ para alcanzar un superávit de 38.3 MMIM\$.

El ingreso corriente se ubicó 715.6 MMIM\$ (37.6%) por encima de lo programado en el POFAT, con 42.6% de este monto proveniente de elementos no centrales, destacando las aportaciones patrimoniales recibidas de la SENER por 188.3 MMIM\$, con cerca de la cuarta parte de las mismas, es decir 45.4 MMIM\$, siendo destinados al pago de deuda, y los restantes 142.9 MMIM\$ fueron aprovechados para la capitalización de Pemex, distribuyéndose estos últimos en 90.3% para la construcción de la refinería Ormeca y 8.2% a la rehabilitación del SNR, en este año también se obtuvieron también 23 MMIM\$ como apoyo financiero en la modalidad de aportación de Banobras, a través del Fondo Nacional de Infraestructura, para con ello adquirir la participación que tenía la empresa Shell sobre la refinería de Deer Park. Cabe resaltar que solo la tercera parte de estos recursos extraordinarios que se percibieron, derivaron en una mejora sobre el balance financiero.

De tal manera, aun cuando la empresa generó 715.6 MMIM\$ por encima de lo originalmente presupuestado, el resultado del periodo solamente mejoró en 101.1 MMIM\$, debido a un aumento no anticipado en los egresos, destacando que 96.1% del menor crecimiento en el resultado financiero se explica mediante la presencia de un gasto 499.8 MMIM\$ (130.8%) más amplio por compra de mercancía para reventa y 90.4 MMIM\$ (11.2%) mayor destinado a impuestos. El primer elemento se encareció, en parte, por los aumentos de 42.9% y 7.4%, respectivamente, en el precio de referencia en la Costa Norteamericana del Golfo de México para la gasolina regular y el diésel. Por su parte, aun cuando el monto de las contribuciones fiscales creció, debido a un valor de ventas más alto, la tasa efectivamente pagada sobre este disminuyó a 40.3%, respecto a los 44.5% que se habían utilizado como referencia. Finalmente, es importante señalar que incluso habiendo recibido recursos adicionales para la inversión, esta solo creció en 37.5 MMIM\$ (8.7%) con relación al valor comprometido, con lo que se redujo la proporción de los ingresos destinados a la inversión total de 22.6% que se anticiparon en el programa financiero, para ubicarse en 17.8% durante el ejercicio analizado.

Por otra parte, la comparación respecto a 2021 muestra un desempeño menos favorable, ya que el superávit financiero se contrajo 26.7 MMIM\$, aun cuando el monto registrado en ventas se amplió 220.9 MMIM\$ en el sector externo, y 412.7 MMIM\$ en el mercado doméstico, representando ambos destinos variaciones cercanas



al 40%, y aportando respectivamente, 32.2% y 60.2% de los recursos adicionales generados durante el ejercicio evaluado. En los dos casos, sobresale el impacto del mayor precio que registró el crudo y sus derivados en los mercados internacionales, como consecuencia, principalmente, de las distorsiones provocadas a nivel mundial por las sanciones aplicadas a Rusia por el conflicto armado en Ucrania. En México, el anterior efecto se vio reforzado por la creciente recuperación en la actividad productiva nacional. No obstante, se redujo la rentabilidad de la actividad, particularmente la referente a las operaciones de reventa, ya que los ingresos internos adicionales no fueron suficientes para cubrir el aumento de 450.8 MMU\$ en la compra de producto para su comercialización, cabe señalar que parte de este efecto se mitigó gracias a los estímulos fiscales recibidos para evitar el encarecimiento de los combustibles dentro del país.

Los impuestos contribuidos aumentaron en 184.8 MMU\$ (26%) entre los dos años más recientes, destacando sobre este ajuste la presencia de una mayor base gravable por el creciente ingreso. Sin embargo, la tasa efectiva contribuida respecto al valor de las ventas, disminuyó 4.5% para ubicarse en 40.3%, permitiendo así a la empresa mantener una mayor parte de los recursos generados.

También sobresale que el monto destinado a la inversión pasó de 393.2 MMU\$ en 2021 a 467.2 MMU\$ un año más tarde, es decir 18.8% de crecimiento, destacando que se priorizó el rubro físico de la misma, destinando a este, el 86.1% de dichos recursos adicionales, lo que le permitió un alza de 63.7 MMU\$ (23.8%) en su monto ejercido. No obstante, a nivel agregado se redujo, entre los dos últimos años, de 20.3% a 17.8% la participación que tuvo el gasto de inversión respecto a los ingresos totales.

El PN 21-25 planteó un margen EBITDA objetivo de 36%, sin embargo, el resultado observado se redujo en 2.2% respecto al obtenido en 2021 para ubicarse en 30.8% durante el ejercicio evaluado, quedando así, 5.2% por debajo del compromiso establecido. El valor registrado fue consecuencia de haber generado ingresos por 2,383.4 MMU\$, de los cuales, 733.9 MMU\$ permanecieron como flujo líquido estimado derivado de la operación. Cabe destacar que, con relación al año previo, el primero de estos rubros aumentó 59.4% (867.8 MMU\$), mientras que el último lo hizo en 48.7% (240.5 MMU\$), causando por ende, una menor relación del EBITDA respecto a las ventas. En particular, la variación desfavorable se explica por la caída en la rentabilidad de las operaciones de reventa, ya que los 569.8 MMU\$ adicionales en gasto por compra de mercancía, representaron un incremento del 123.1%, mismo que no se reflejó en los ingresos. Es importante señalar que el crecimiento en las ventas domésticas cubrió 75.6% de dicho egreso, mientras que los 111.9 MMU\$ aportados por el Gobierno como incentivo a los combustibles representaron un 19.6% adicional.

Aun cuando disminuyó la proporción que representa el EBITDA de las entradas contables, conforme a lo descrito previamente, el monto que se preservó líquido se mantuvo al alza, dada la presencia de mayores flujos, particularmente por el valor más alto que tuvieron los hidrocarburos en los mercados internacionales durante 2022. También es importante apuntar que, en el ejercicio evaluado, hubo un menor requerimiento sobre los retornos efectivos, ya que el costo neto por financiamiento se cayó 3.2 MMU\$ (2.4%), mientras que, la tasa de los ingresos contribuida en impuestos directos se redujo de 20.5% en 2021 a 13.4% un año más tarde. Al 31 de diciembre de 2022, la deuda financiera total se ubicó en 107.7 MMU\$, lo cual representa una reducción de 1.3 MMU\$ (1.2%) respecto al saldo para el cierre de 2021. Cabe señalar que hasta el corte del tercer trimestre del año, el indicador mantuvo una tendencia decreciente, misma que se prolongó desde el reporte al 31 de septiembre de 2021. No obstante, el resultado anual cerró 2.7 MMU\$ (2.6%) por encima de la meta del PN 21-25, aun cuando el valor parcial del tercer cuarto del año se había ajustado a dicho objetivo.

Conforme al Balance General de Pemex, expresado en la moneda de reporte, a lo largo del ejercicio 2022 se presentó una disminución en el saldo total de la deuda por 158.2 MMU\$ (7%). Cabe señalar que, como consecuencia de las condiciones corrientes en el mercado cambiario, se redujo la expresión en pesos del monto a cubrir en divisa extranjera, lo cual explica la razón de la variación más amplia al contabilizar este concepto en moneda nacional.

El movimiento decreciente derivó en que la deuda de largo plazo disminuyera 131.9 MMIM\$ (7.5%), mientras que la de corto plazo se redujo 26.3 MMIM\$ (5.3%). A pesar de estas variaciones a la baja, la participación de las obligaciones con expiración menor a un año pasó de 21.9% a 22.3%, manteniendo así los vencimientos corrientes una presencia elevada, y por ende, un requerimiento alto sobre los recursos generados en la actividad sustantiva para afrontar los compromisos por financiamiento de mercado. Incluso, como efecto de las operaciones realizadas durante 2022, se incrementó en 18.2 MMIM\$ (6.9%) el saldo a cubrir a los proveedores, quedando pendientes de pago por dicho concepto, 282.2 MMIM\$ al 31 de diciembre de 2022. Por lo tanto, considerando el crédito comercial recibido, el monto neto a liquidar, con periodo máximo al cierre de 2023, cayó en 81 MMIM\$ respecto al valor que se tenía cubrir hasta el inicio del mismo ejercicio.

### **Gasto corriente en rubros indicados**

En 2022, el gasto corriente en rubros seleccionados<sup>9</sup> fue de 9.9 MMIM\$, cifra mayor en 10.4% a la cantidad establecida para dichos conceptos en el PEF. El monto pagado por compra de boletos de avión fue superior en 63.8 MMIM\$ al valor presupuestado, de manera similar, en el rubro de mensajería y paquetería se ejerció 88.6% por encima del objetivo, al igual que en servicios médicos donde el diferencial fue de 64%. En contraste, hubo reducciones para los casos de energía eléctrica en el que no se ejercieron recursos respecto a los 1.2 MMIM\$ asignados, mientras que en comunicaciones, la disminución fue de 55.5% con relación a lo originalmente planeado, ocupando para ello 0.06 MMIM\$ de los 0.13 MMIM\$ disponibles.

### **Gasto en viáticos**

El gasto destinado al pago de viáticos presentó un incremento de 32% (9.6 MMIM\$), al comparar con el monto presupuestado para dicho concepto, cerrando 2022 con un ejercicio de 393.3 MMIM\$, mismo que resultó 16.9% superior a la referencia del año previo. La variación con respecto al programa se derivó principalmente de que en Pemex Logística (PLOG) se erogaron, por este concepto, 262.4 MMIM\$ tras haber previsto una cantidad de 42 MMIM\$, es decir, un aumento de 220.4 MMIM\$, el cual se debió a un mayor requerimiento de recursos por la actividad del personal de transporte de pipas. En tanto, el resto de las empresas productivas subsidiarias (EPS) y Pemex Corporativo tuvieron un gasto menor al programado para los rubros considerados, destacando las disminuciones de 65% (82 MMIM\$) en esta última área y de 64% (36.9 MMIM\$) en Pemex Transformación Industrial (PTRI).

### **Gasto en servicios personales**

En 2022, el gasto de 92.4 MMIM\$ ejercido en servicios personales fue 6.8% inferior al establecido en el PEF. Se observa que, con respecto a dicha referencia, el concepto de indemnizaciones al personal fue el que presentó la mayor reducción relativa con 70.1% (0.2 MMIM\$), seguido por prestaciones contractuales de operación, con una disminución de 12.4% (1.6 MMIM\$). En contraste, se tuvo un aumento de 34.4% en seguro interno del personal.

Cabe señalar que aun cuando no fue necesario hacer uso de todos los recursos asignados a este rubro, tampoco fue posible mantener los egresos asociados en el mismo nivel que el año previo cuando se alcanzaron ahorros de 1.7% respecto al programa definido para dicho periodo. Por lo anterior, en este ejercicio se pagaron 0.3 MMIM\$ nominales más que en 2021, equivalente a un crecimiento de 0.3%.

<sup>9</sup> Incluye: comisiones y movilizaciones, viáticos, energía eléctrica, agua, consultorías, asesorías, servicios médicos, boletos de avión, arrendamientos, papelería, impresión, fotocopiado, mensajería, paquetería, programas de capacitación, Decas, comunicaciones, alimentación, seguros, regalías, membresías y suscripciones.



## **Gasto de operación**

El gasto de operación decreció 1.6% sobre el monto programado, y 5% con respecto al ejercido en el periodo anterior. En esta última comparación destacaron, considerando el monto de la variación, los aumentos de 2.8 MMM\$ en los rubros de conservación y mantenimiento diverso por contrato, al pasar de 3.3 MMM\$ a 6.2 MMM\$, y de 50.1% en gastos generales pagados a terceros, cambiando de 4.9 MMM\$ a 7.3 MMM\$. En contraste, la principal reducción fue de 2.6 MMM\$ en gastos de provisión social pagados al personal, variando la cantidad erogada en este concepto de 31.9 MMM\$ a 29.3 MMM\$.

## **Desempeño operativo y comercial**

### ***Producción de líquidos***

La producción de hidrocarburos líquidos<sup>10</sup> sin socios en 2022 fue de 1,764.2 Mbd, lo cual representó un incremento de 1.6% con relación al valor promedio de 1,735.7 Mbd alcanzado en 2021. Sin embargo, el nivel observado se ubicó, en el año más reciente, 13.2% (269 Mbd) por debajo de la meta de 2,033 Mbd establecida en el PN 21-25. Cabe señalar que en la elaboración del PQFAT para el ejercicio evaluado, se ajustó el objetivo a 1,914 Mbd, quedando el resultado obtenido 7.6% por debajo de esta última meta.

Del volumen registrado de hidrocarburos líquidos sin socios en el periodo analizado, el 94.4% correspondió a crudo<sup>11</sup> (1,665.1 Mbd), componente que presentó un decremento marginal de 0.8 Mbd con relación a los 1,665.9 Mbd producidos en 2021. En tanto, el resultado promedio anual de crudo extraído se situó 8.9% (164 Mbd) por debajo del compromiso de 1,829 Mbd establecido en el PQFAT.

El desempeño fue inferior a la programación, debido fundamentalmente a los siguientes eventos: i) la declinación en la producción de los campos Xanab, Ku, Maloob y Zaap; ii) el aumento en el número de pozos cerrados y, iii) las fallas y accidentes mecánicos en los pozos de desarrollo con sistema artificial de producción. Se mantiene una tendencia creciente en los resultados de este indicador debido al aumento en las reparaciones tanto mayores (principalmente los cambios de intervalos de producción), como menores (estimulaciones, limpiezas y optimizaciones) en los pozos de los campos maduros, junto con la instalación de los sistemas artificiales de producción (bombeo neumático o electrocentrífugo), que ayudaron a preservar la energía de dichos yacimientos, para con ello mantener un mayor porcentaje del factor de recuperación final de los campos. Dichos esfuerzos permitieron observar un comportamiento favorable pese a la declinación en la producción de 11.3 Mbd, equivalente al 12.2% en el campo Xanab y de 78.8 Mbd (11%) en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap en los últimos tres meses del año.

Por su parte, el volumen promedio de líquidos correspondiente a los nuevos campos varió al alza en 2022, alcanzando un valor de 387.9 Mbd, lo cual es atribuible a los nuevos desarrollos y a la producción temprana en los pozos exploratorios, dando así lugar a un incremento de más de 75.4% con relación a los 221.2 Mbd obtenidos por el mismo concepto en 2021. En la mejora observada destacó el monto de los hidrocarburos extraídos en los campos Quesqui, Pokche y Tupilco Profundo. Cabe señalar que, a pesar de los avances en este rubro, no se alcanzó la meta de 521 Mbd definida en el Plan de Negocios para el ejercicio evaluado, al cerrar 25.6% (133.5 Mbd) por debajo de la misma.

Durante el periodo de análisis se perforaron 161 pozos, lo que representó un aumento de 23 con respecto a lo realizado en 2021.

<sup>10</sup> Producción de crudo más producción de condensados.

<sup>11</sup> Se refiere a la producción exclusivamente de crudo, sin incluir condensados.

## Exportación de crudo

Las exportaciones de crudo por parte de Pemex registraron un promedio de 953.2 Mbd en 2022, mismo que fue menor en 10.7% (114.2 Mbd) a la meta de 1,067.4 Mbd definida en el POFAT. En tanto, el volumen comercializado al exterior presentó una reducción de 6.4% (65.1 Mbd) con relación a los 1,018.3 Mbd que se alcanzaron en 2021. Estas variaciones se explican por un mayor requerimiento de este hidrocarburo como insumo para las refinerías de Pemex, las cuales incrementaron su proceso en 14.6% (104.2 Mbd), mientras que la producción por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP) mantuvo un nivel cercano al del año previo, considerando el crecimiento mostrado de 1.6% (28.5 Mbd).

Por su parte, el valor de las ventas externas de crudo continuó al alza, acumulando un monto de 311 MMUS\$ en 2022, que en comparación con los 24.4 MMUS\$ del año previo, representó un incremento de 27.1% (6.6 MMUS\$). El crecimiento en este resultado se debió a que, motivado por el aumento en los precios de referencia, también se elevó el correspondiente a los crudos mexicanos de exportación, ampliándose 34.6% (22.70 US\$/b) el Maya (pesado) y 36.7% (24.72 US\$/b) el Istmo (ligero) para promediar 99.21 US\$/b y 92.16 US\$/b, respectivamente, en el año evaluado.

Durante el ejercicio 2022, Pemex colocó crudo de ambas variantes en el mercado exterior, con 69.6% de crudo Maya, lo que representó 21.3 MMUS\$ en ventas, mientras que la proporción restante fue con crudo tipo Istmo, que aportó el 31.3% de los ingresos, equivalentes a 9.7 MMUS\$.

## Incorporación de reservas 3P por descubrimiento

Al 1° de enero de 2023, la incorporación preliminar<sup>12</sup> de reservas 3P por descubrimiento fue de 607.8 MMbpce, cifra menor en 342.2 MMbpce respecto a la meta más baja programada en el PN 21-25 (al menos 950 MMbpce), con lo que se cumplió con el 64% del límite inferior del objetivo programado. Por su parte, dicho volumen incorporado por descubrimiento se ubicó 102.4 MMbpce (20.4%) por encima de los 505.4 MMbpce observados en 2021. Cabe resaltar que esta última cifra corresponde al nivel cuantificado por Pemex para dicho ejercicio, de los cuales, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solo certificó 16.1 MMbpce, ya que por la fecha de descubrimiento de los campos Tupulco Profundo y Tum a finales de 2021, no se incorporaron sus recursos al ciclo de reservas establecido por dicha comisión en el año señalado. Para el periodo de análisis se esperan diferencias menores en el monto autorizado, por la CNH respecto a los 607.8 MMbpce anticipados por la empresa. A continuación se señalan los elementos más relevantes sobre este desempeño:

- El resultado alcanzado se explica, en parte, por el avance en la incorporación de reservas 3P por descubrimiento, en la porción marina de las Cuencas del Sureste, donde se reportaron nuevos recursos atribuibles a los pozos exploratorios Tlakivak-1, Poche 101, Akal 501, Xanab 201, Macuil-1 ventana, Atoyatl-1, Niquita-IDEL, Xale-1, Macuil-101, Tentok-1 y Ogachi-1, de los que se estima sumar 205.5 MMbpce.
- También se registraron descubrimientos en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste con la perforación de los pozos exploratorios Chucox-1, Actul-1, Xinich-1, Chucox-101 y Clbix 401, gracias a los cuales se considera posible adicionar 46.6 MMbpce.
- Finalmente, se anticipó la incorporación en el campo Zama, lo cual está en proceso de asociación y conciliación ante las instancias federales y el consorcio, estimando que, una vez estas últimas emitan su determinación, alcanzar una reserva nueva de 355.6 MMbpce en 3P a favor de Pemex.

La tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria en 2022 fue de 69.5%, valor 9.4% superior al 60.1% reportado para el año previo.

Durante 2022 se desarrollaron estas actividades exploratorias con el propósito de incrementar las reservas, enfocándose a la búsqueda de aceite en las áreas terrestres y en aguas someras de las Cuencas del Sureste.

<sup>12</sup> Datos preliminares, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2023 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la CNH con base en sus propios lineamientos.





en la Cuenca de Veracruz, en la Cuenca Tampico-Misantla y en áreas aledañas a campos. En lo que respecta a las acciones de perforación, se concluyeron 40 pozos exploratorios, de los cuales 14 resultaron productivos.

### ***Incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada***

La incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada en 2022 fue de 98 MMbpc, volumen inferior en 52 MMbpc respecto al límite inferior de la meta programada en el PN 21-25, la cual proponía alcanzar al menos 150 MMbpc. Lo anterior representa una variación desfavorable de 53%. Cabe señalar que Cantarell es uno de los activos más importantes que se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada.

### ***Proceso de crudo***

En 2022, las refinerías del SNR registraron un proceso de crudo promedio de 815.8 Mbd, el cual fue 32% (384.2 Mbd) inferior a la meta de 1,200 Mbd definida en el PN 21-25, y se ubicó 11% (100.8 Mbd) por debajo del objetivo establecido en el POFAT. La variación con respecto a este último compromiso se debió principalmente a un progreso menor a lo previsto en las rehabilitaciones y mantenimientos.

Se alcanzó un cumplimiento de 44.4% de las 205 reparaciones mayores y menores programadas para 2022. Es decir, se realizaron 91 reparaciones, de las cuales 82 fueron menores y nueve a reparaciones mayores. En el desglose por área, se alcanzó un cumplimiento al programa de reparaciones mayores de 50% para las plantas de proceso, 40% para servicios principales y 14.3% para las reparaciones en tanques, mientras que el avance en reparaciones menores, considerando el mismo orden, fue 59.3%, 46.5% y 20%.

Cabe señalar que, a pesar de no haber cumplido con las metas en términos de los mantenimientos y rehabilitaciones, las acciones realizadas permitieron un incremento de 711.6 Mbd a 815.8 Mbd (14.6%) en el proceso de crudo, al comparar los ejercicios de 2021 y 2022. A nivel refinería destacaron, por el crecimiento en la utilización de las plantas primarias, Madero con un aumento de 12.3% para alcanzar el valor de 52.1%, en Tula se elevó 12.4% llegando así a 57.9%, Salamanca varió 10.2% al alza para mostrar un nivel de 53.7%, y Minatitlán al ampliarse 5.2% y así registrar 39.7%; lo anterior impactó en un creciente proceso de crudo, considerando el mismo orden, en 31.5% (23.5 Mbd), 27.6% (38.9 Mbd), 25.2% (26.1 Mbd) y 18.3% (17.3 Mbd).

### ***Producción de petrolíferos***

La meta definida para 2022 en el POFAT respecto a la producción de petrolíferos<sup>15</sup> en el SNR fue 940 Mbd, mientras que el volumen promedio obtenido fue de 813.2 Mbd, lo cual representó un resultado inferior en 13.5% (126.8 Mbd) a lo que se programó, ello debido a un menor avance en las actividades de mantenimiento respecto a lo que se planeó para el ejercicio evaluado, debido a los retrasos observados por fallas imprevistas en plantas, la asignación tardía del presupuesto y demoras en los procesos de contratación.

En contraste, al realizar la comparación respecto al desempeño de 2021, se registró un incremento de 151% (106.6 Mbd), mismo que deriva de un mayor nivel de actividad en las refinerías de Pemex, conforme lo muestra el alza de 6.4% en la utilización de las plantas primarias, la cual se ubicó en 50.7% en 2022 tras haber registrado 44.3% un año antes. Por su parte, el rendimiento de destilados del SNR aumentó 2% entre estos periodos, derivado de una operación más eficiente de las plantas de proceso, destacan entre las variaciones favorables sobre este último indicador los crecimientos de 8.9% en Madero, 7.2% para Minatitlán, 2.2% en

<sup>15</sup> Incluye: Gases de refinería, propano-butano (a su vez incluye el gas licuado [retorno] del proceso de la mezcla de butanos [liquidos del gas], gasolinas, turbosina, diésel, gasóleos, aceite cítrico ligero, combustible, asfaltos, coque, lubricantes, aroflex 1/2, extracto de furfural, grasas y parafinas. No incluye gas LP de CPGs ni CPGs.

Salamanca y 1.2% para Salina Cruz. Esta mejora en los rendimientos, que también es consecuencia de las actividades de mantenimiento y rehabilitación realizadas, representa un elemento adicional que contribuyó a la mejora en el volumen producido de petrolíferos.

La recuperación de las actividades operativas permitió incrementar la elaboración de productos de alto valor, siendo estos las gasolinas, que se elevaron en 15.9% (36 Mbd), el diésel en 24.4% (28.7 Mbd) y la turbosina en 16.3% (4.6 Mbd), cada uno de ellos contribuyendo a la variación favorable sobre el total de petrolíferos obtenidos en el periodo. El alza en el retorno en estos productos, junto con el mayor precio que presentaron en 2022 causó que aumentaran 13.2 MMUSD los ingresos registrados en el SNR por su venta, respecto a 2021.

### **Importación de gasolina y diésel**

Aun cuando en 2022 se mantuvo la incertidumbre e inestabilidad respecto al desempeño de corto plazo de las economías, la demanda por gasolinas se mantuvo al alza, particularmente durante el primer semestre del año, con lo que el volumen de estas, comercializado por Pemex, aumentó 95.6 Mbd (16.6%) para alcanzar un promedio anual de 670.9 Mbd. Sin embargo, el incremento en la elaboración de producto terminado resultó limitado al crecer solo en 37.4 Mbd (6.3%) para constituir 39.6% de las ventas internas de la empresa en este mercado. Dados los elementos señalados, la oferta de Pemex incluyó 419 Mbd de producto importado, tras haber crecido 79 Mbd (22.9%) este componente, para entonces ubicarse 82.6 Mbd (24.6%) por encima de la meta PCFAT. Aun cuando elementos externos a la empresa, derivados de la evolución de los mercados, influyeron en esta variación desfavorable, el principal determinante correspondió a que la elaboración propia se mantuvo rezagada en 43.9 Mbd con relación al programa.

El valor del producto adquirido a terceros guarda una relación más cercana con el precio de los crudos, mismo que experimentó importantes incrementos durante los primeros seis meses del año, y mantuvo registros altos, a pesar de la ligera caída ocurrida en el segundo semestre. Como consecuencia de lo anterior, el gasto por la importación de este combustible se elevó 89.5% respecto al ejercido en 2021, superando el creciente requerimiento de producto, considerando la misma comparación. También se limitó la rentabilidad, debido a que el ingreso por la comercialización nacional de gasolinas solamente aumentó 47.3%, lo que implicó no cubrir el encarecimiento registrado por las compras internacionales de este combustible.

En el caso del diésel, el desempeño del SNR fue similar, la producción doméstica creció en 28.7 Mbd (24.4%). Sin embargo, debido a una rápida recuperación en este segmento, el volumen comercializado por Pemex se amplió en 98.2 Mbd (47.6%), requiriendo para ello que las compras externas de este combustible pasaran, entre los dos años más recientes, de representar 34.7% para ser 57.2% de su oferta. La mayor participación de las importaciones llevó a que estas se ubicaran en 174.1 Mbd, monto que superó en 2.4 veces al compromiso en el PCFAT, tras aumentar el volumen adquirido en 69.7% (71.5 Mbd) con relación al año previo.

En este mercado, la expansión de la demanda constituyó el elemento más determinante sobre el comportamiento desfavorable observado en las compras internacionales, sin embargo, también influyó de manera importante que la producción de la empresa fue 49.1 Mbd menor a lo originalmente propuesto. Al igual que para las gasolinas, el entorno y las condiciones antes descritas llevaron a un encarecimiento del producto internacional, incrementando a más del triple, en consecuencia, el gasto asociado, y predominando sobre esta variación el efecto de los precios más altos, mismos que afectaron desfavorablemente los retornos de la empresa, dado que los ingresos generados en la comercialización de este producto se elevaron a poco más del doble.

Cabe resaltar que las gasolinas y diésel destacan sobre el valor de las compras internacionales de Pemex al representar cerca del 60% de estas. Por lo anterior, también constituyen el componente principal dentro del concepto de compra de productos para reventa en el estado de resultados. De acuerdo con la información presentada en este, los ingresos por ventas en México (incluyendo tanto elaboración propia como la



comercialización de la de terceros) superó en 155.3 MMM\$, el gasto realizado a fin de adquirir producción para integrarla a la oferta de la empresa, quedando un margen de 14.9% sobre este último. Sin embargo, gracias a los 111.9 MMM\$ aportados por el Estado como incentivo a los combustibles automotrices, dicho margen se amplió a 25.7%.

Como se mencionó, la reventa cuenta con una participación minoritaria de derivados del petróleo diferentes a las gasolinas y el diésel. En este sentido es importante señalar que el monto erogado por la compra de producto de terceros superó en 125.9 MMM\$ (13.8%) a los ingresos generados por las ventas domésticas de los dos combustibles señalados, debiendo tenerse en cuenta también que en el mercado nacional se colocó un importante volumen de elabोरación propia de ellos. El 88.9% de dicho diferencial desfavorable se cubrió mediante el monto recibido por el incentivo antes señalado.

Finalmente, se debe puntualizar que el apoyo del Estado permitió reducir la pérdida de rentabilidad por la comercialización de producto de terceros asociada a los combustibles automotrices, ya que mientras el valor de sus ventas creció con respecto a 2021 en 66.2% (364 MMM\$), y en 86.5% (475.9 MMM\$) incluyendo la compensación del gobierno, el gasto realizado para la adquisición de hidrocarburos para la reventa producto se expandió en 124.6% (576.9 MMM\$)

### ***Producción de gas natural***

En 2022, Pemex registró una producción de gas natural sin socios de 4,693 MMpcpd, de los cuales 3,866 MMpcpd se conformaron por gas hidrocarburo<sup>14</sup>, y los restantes 827 MMpcpd correspondieron a nitrógeno. En lo referente a la parte del gas hidrocarburo, el volumen extraído fue menor en 185 MMpcpd (4.6%) con respecto a la meta establecida en el POFAT, aun cuando resultó superior en 173 MMpcpd (4.7%) al resultado observado en 2021; por otra parte, el nitrógeno obtuvo registro un comportamiento favorable, con una disminución de 305 MMpcpd (27%) con relación al compromiso definido en el POFAT y de 151 MMpcpd (15.4%) al comparar con la cifra alcanzada en el año previo.

El incremento en la extracción de gas hidrocarburo entre los dos años más recientes, es atribuible a la aportación de los nuevos campos, cuya producción, a pesar de haber quedado 30% (474 MMpcpd) por debajo de la meta planteada en el PN 21-25, sumó durante el ejercicio evaluado 1,120 MMpcpd, destacando que el 80% de dicho volumen (896 MMpcpd en promedio), fue aportación de los campos Quesqui (Región Sur), Ixachi (Región Norte) y Kaban (Región Marina Surroeste).

Por otra parte, el envío de gas hidrocarburo a la atmósfera se ubicó en 433.6 MMpcpd en 2022, mitigándose en 30.1% respecto a los 620.5 MMpcpd registrados un año antes. Este avance se consiguió como efecto de la estrategia de aprovechamiento de gas implementada en 2021, mediante la cual se busca reducir progresivamente el gas enviado a la atmósfera en instalaciones de PEP, incrementando, en consecuencia, el índice de aprovechamiento del hidrocarburo.

### ***Cadena de gas***

Durante 2022, los principales productos que se procesan en los CPGs observaron el siguiente comportamiento:

- El gas seco alcanzó una producción de 2,258.2<sup>15</sup> MMpcpd, lo que representa un aumento de 188.5 MMpcpd (9.1%) con relación a lo obtenido en 2021, como resultado principalmente del gas proveniente del campo Quesqui, que desde marzo de 2022 ha venido aportando aproximadamente 500 MMpcpd; no obstante, a pesar de dicho incremento, el registro fue menor en 4.6% con respecto a la meta establecida en el

<sup>14</sup> Incluye bióxido de carbono.

<sup>15</sup> No incluye etano inyectado a ductos de gas seco.

- POFAT, esto último entre otras causas, como consecuencia de las limitaciones en la capacidad de proceso de las plantas endulzadoras que no fueron consideradas en la programación.
- El gas LP obtenido directamente de los CPCs se redujo en 25% (21 Mbd) y 26.5% (291 Mbd), respectivamente con relación a la cifra alcanzada en el año precedente y a la meta establecida en el POFAT.
  - Por su parte, la producción de etano promedio 45.8 Mbd, ubicándose 16.4% (19.0 Mbd) y 46.8% (40.3 Mbd) por debajo del registro de 2021 y de lo programado en el POFAT, respectivamente.

Los resultados en la producción de gas LP y del etano se vieron impactados adversamente por la menor recuperación de líquidos del gas natural, la cual cayó 8.3 Mbd con relación a lo alcanzado un año antes, debido a factores tanto internos como externos. Entre los elementos atribuibles a la operación propia pueden mencionarse: i) la baja eficiencia en las plantas criogénicas, como consecuencia de fallas en los equipos dinámicos, y en los sistemas de enfriamiento y deshidratación y, ii) problemas en el suministro del propio refrigerante utilizado en los CPCs Ciudad Pemex y La Venta, a lo largo de los dos primeros meses de 2022. Por su parte, como factores externos se encuentran: i) la reducción de la carga en plantas criogénicas por trabajos de mantenimiento en la caverna de almacenamiento Shalapa y, ii) dos tomas clandestinas en el LPG ducto Cactus-Guadaluajara, lo que provocó ajustes operativos en la recuperación de licuables en las plantas criogénicas, así como en su fraccionamiento, lo que derivó en una disminución de la producción de gas LP para lograr mantener una capacidad segura de almacenamiento.

Considerando las cifras preliminares<sup>16</sup> de importación nacional se estima que la participación de Pemex sobre el total de la demanda nacional de gas seco fue 6.9% a la baja, en comparación con el 39.3% que se tuvo en 2021, derivado de que el mayor consumo en el sector industrial fue atendido principalmente por la importación de particulares; por su parte, para el mercado del gas LP, la proporción abastecida por la empresa se elevó en 4.9% con respecto al 56% registrado en el ejercicio previo.

### **Producción de amoniaco**

La producción de amoniaco alcanzó un nivel de 277.8 Mt en 2022, lo que representa un incremento de 33.9 Mt con respecto al volumen observado en 2021, esto como resultado de la continuidad operativa, desde febrero, de la planta VI del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, de esta forma, se alcanzó una utilización de su capacidad operativa de 57.9%, cifra superior en 71 puntos porcentuales a la registrada un año antes.

No obstante el incremento en la producción, esta se ubicó 6.2% por debajo de la meta anual de 296 Mt que se había establecido en el PN 21-25, ello como consecuencia, principalmente, de las fallas registradas en octubre en los equipos de proceso, así como del mantenimiento correctivo efectuado a la planta durante diciembre, con el propósito de atender fallas en la sección de síntesis.

Por su parte, para satisfacer la demanda nacional de este petroquímico, fue necesario importar 144.5 Mt, volumen inferior en 25.4% al reportado en 2021, como resultado del comportamiento favorable en la producción, la cual representó el 65.8% del amoniaco total que comercializó Pemex. El producto de importación, en cada uno de los periodos se cobró por encima del costo de adquisición, alcanzando un retorno promedio anual que sobrepasó los 115 dólares por tonelada de importación. Aun cuando el objetivo de la reventa fue hacer frente a situaciones de exceso de demanda doméstica respecto al nivel de producción, parte de esta operación se realizó en meses con un alto diferencial favorable, como fue el caso de enero, cuando se presentó el tercer margen más amplio. De igual manera, no se registraron compras internacionales en junio y julio, que presentaron el menor diferencial favorable. En contraste, dadas las condiciones sobre las cuales se realizan estas actividades, la comercialización de producto internacional fue limitada en abril y mayo, a pesar de que se tuvo el retorno más alto sobre el valor de compra.

<sup>16</sup> Balance nacional de gas natural seco y gas LP enero-septiembre de 2022. SIE SENER.



### **Factor de insumo etano etileno**

En 2022, el resultado observado para este indicador fue de 1.38 ton/ton, valor que representa el consumo requerido de etano por unidad de etileno producido; este registro fue superior en 0.14 ton/ton al establecido como referencia internacional<sup>17</sup>. De igual manera, aumentó en 0.07 ton/ton con relación al resultado obtenido en 2021, y se ubicó 4.5% por encima del objetivo establecido en la planeación institucional. Este comportamiento desfavorable derivó de un bajo aprovechamiento de la materia prima al presentar una conversión del 72.5%. Adicionalmente, los CPQs Cangrejera y Morelos se vieron limitados por problemas operativos que afectaron tanto el aprovechamiento de la capacidad instalada, reduciendo en consecuencia el consumo de etano en 43.3% al pasar este de 363 Mt en 2021 a 206 Mt en 2022, así como el factor de insumo etano-etileno, situación que se evidenció al alcanzar este último indicador, niveles de 1.53 ton/ton en abril y septiembre.

### **Índice de paros no programados (IPNP) por causas propias**

En 2022, los resultados del IPNP en el SNR y Exploración y Producción, presentaron variaciones favorables respecto a lo programado en el PN 21-25, quedando 1% y 0.3% por debajo de sus respectivas metas. Por otra parte, en el caso de logística primaria, aun cuando el indicador se comportó de manera adversa al superar el objetivo en 0.3%, el desempeño se mantuvo cercano al nivel previsto.

En tanto, las líneas cuyos resultados mostraron las mayores desviaciones con respecto a sus metas fueron:

- Los CPQs, al registrar un IPNP de 17.7%, superior en 11.7% respecto al valor comprometido para este año y en 1.2% tomando como base el registro de 2021, comportamiento que se deriva de las constantes fallas en el equipo estático, el control distribuido y por el retraso en las reparaciones mayores.
- Los CPQs presentaron un IPNP de 13%, más alto en 10% y en 0.8% con relación, respectivamente, al programa y al desempeño en el año previo, provocado por fallas en equipo estático, retraso en reparaciones, fallas en servicios principales y en equipos de compresión.
- El IPNP en transporte alcanzó un valor de 4.5%, mayor en 2.5% a la meta y en 1.6% a lo obtenido en el año anterior. El incremento en el indicador es consecuencia de la incidencia de fallas en equipo de bombeo en turbinas de vapor y motores eléctricos.
- En almacenamiento y despacho, el IPNP registró 19.4%, colocándose 17.4% por encima del valor comprometido y 6.4% del nivel alcanzado en 2021, ello debido a la falla de autotanques, sin embargo, se espera que el comportamiento se revierta en 2023 debido a la iniciativa de arrendamiento de vehículos.

### **Cumplimiento al Programa de reparaciones mayores**

Al cierre de 2022, todas las líneas de negocio de Pemex quedaron por debajo de la meta establecida respecto al cumplimiento al programa de reparaciones mayores, con la única excepción en PEP que alcanzó el resultado de 75% que se había comprometido, debido a la realización de seis de las ocho reparaciones y libranzas programadas en el periodo evaluado.

Es importante señalar que en el SNR se efectuaron nueve de las 25 reparaciones programadas, lo que constituye un cumplimiento de 36% del programa acordado para el ejercicio, manteniéndose así 50% por debajo del objetivo mínimo. Los CPQs reportaron un avance de 5.1% tras haber llevado a cabo dos de las 39 reparaciones comprometidas, permaneciendo entonces 79.9% corto respecto al valor objetivo. Finalmente, tanto en los CPQs como en la línea de almacenamiento y despacho no se registró ninguna acción durante

<sup>17</sup> 1.2342 conforme a la información del PEP Yearbook International, 2002, ajustada con información del área correspondiente en Pemex.

2022, esto se debió a la falta de suficiencia presupuestal, asignación tardía o a la reducción de los recursos autorizados, así como a los retrasos en los procesos de contratación.

### ***Índice de atención a los riesgos críticos A1***

Al cierre de 2022 fueron atendidos 98 riesgos críticos A1 (RCA1) de los 190 riesgos evaluados en 2021, resultando en un avance de 51.6% para el índice de atención. La mayor participación sobre las acciones realizadas correspondió a PTRI con 56.1%, seguida por PLOC con 40.8% y PEP con 3.1%, sin embargo, cabe destacar que el avance más significativo fue en esta última, ya que atendió la totalidad de sus RCA1 evaluados. Cabe señalar que durante el ejercicio evaluado se avanzó también en la atención a los RCA1 los evaluados para este ejercicio en análisis, tomando acciones para 37 riesgos de los 94 autorizados; no obstante, estas operaciones no tuvieron impacto sobre los resultados del periodo por la naturaleza del seguimiento establecido<sup>18</sup>.

Por otra parte, el índice de cumplimiento de planes de mitigación para riesgos críticos A1 registró 50.2% de avance, gracias a las acciones implementadas para 775 RCA1 de los 1,543 que debían ser mitigados, dentro de las acciones llevadas a cabo, el 85.7% correspondió a PTRI, 13.3% a PLOC y 1% a PEP.

Los resultados de ambos indicadores muestran el incumplimiento de las metas establecidas en 100%, conforme a lo esperado en el PN 21-25.

## **Sustentabilidad y responsabilidad**

### ***Índice de frecuencia***

El índice de frecuencia registró 0.49 accidentes por cada millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo en 2022, valor superior en 122.7% a la meta comprometida en el PN 21-25, y en 40% con respecto al resultado observado en el año previo. A lo largo del ejercicio evaluado ocurrieron 167 accidentes, siendo notable resaltar que en todas las EPS se tuvo un aumento en el número de estos, destacando que PLOC presentó la mayor ocurrencia de incidentes, tras haber registrado el incremento más amplio en estos, al pasar de 19 en 2021 a 36 en 2022, lo que ocasionó que el índice para esta área creciera en 86%. Las causas principales que explican esta variación fueron operación de maquinaria, carga o manipulación de objetos y fallas en la prevención de caídas.

También se elevó el resultado del índice de frecuencia en 31.5% en PTRI (al pasar el indicador de 0.47 a 0.61), en 27.6% para PEP (variando de 0.29 a 0.37), y en 26.6% respecto a Pemex Corporativo (creciendo su registro de 0.30 a 0.38).

### ***Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías***

Para 2022, la cantidad de reúso de agua en el proceso de crudo de las refinerías fue de 34.2 millones de metros cúbicos (MMm<sup>3</sup>), resultado 30.8% inferior a la meta de 49.4 MMm<sup>3</sup> programada para este año; sin embargo, el desempeño en estos términos mostró un avance favorable al superar en 28.4% el volumen reportado en 2021; el resultado anterior fue reflejo del desfase y la falta de rehabilitaciones mayores a los sistemas de efluentes y plantas de tratamiento de agua residual en las refinerías por la deficiencia en la programación y asignación de presupuesto.

<sup>18</sup> La documentación del indicador señala que durante el año de evaluación, el porcentaje de atención se calculó con relación a los riesgos censados y validados por el Comité de Riesgos de Pemex para el año inmediato anterior al que se está reportando. Por lo anterior, para determinar el resultado 2022 solamente se consideran los RCA1 atendidos de los que fueron evaluados en 2021, mientras que los validados en 2022 se considerarán para el cálculo del año posterior.



Es importante señalar que Cadereyta y Madero fueron las refinerías que contribuyeron mayormente al aprovechamiento del agua de reúso en sus procesos de crudo, con el 90.4% del volumen total utilizado.

### ***Índice de uso de agua***

En 2022, el índice de uso de agua en las actividades sustantivas analizadas reportó resultados desfavorables con relación a las metas programadas, superando el valor observado a dicha referencia en cuatro de los cinco rubros considerados para su evaluación; en contraste, el índice en la producción de petroquímicos (aromático) cumplió con su meta, quedando 28.4% por debajo de esta. Destaca de manera adversa, el índice en la producción de petroquímicos (derivados del etano) cuyo registro de 239.51 m<sup>3</sup>/t fue 380.4% superior al compromiso establecido, debido a la reducción de 46.6% en la producción de 2021 a 2022. Por otro lado, dado que las refinerías reportaron el 62.1% del uso total de agua en Pemex, cabe señalar que, a pesar de la caída en el valor del índice asociado en 0.06 m<sup>3</sup>/b al comparar los dos últimos años, su resultado se mantuvo por encima del objetivo establecido en 11.8%.

### ***Índice de emisiones de gases de efecto invernadero***

Al cierre de 2022, el índice de emisiones de gases de efecto invernadero de las seis actividades sustantivas analizadas<sup>19</sup> únicamente cumplió con la meta en la producción de petroquímicos (aromático), que se mantuvo por debajo del compromiso acordado; los cinco procesos productivos restantes reportaron resultados superiores a sus metas, sobresaliendo, por la variación registrada con relación al objetivo, el índice en la producción de petroquímicos (derivados del etano) que fue 321.2% más alto y el índice en los CPCs mayor en 108.5%, con relación de sus respectivos valores comparativo.

Las principales causas de estos resultados fueron el volumen de gas enviado a quemadores de desfogue, la falta de capacidad para el almacenamiento de gas y etileno, las fallas en sistemas de compresión y unidades de proceso, la baja producción de petroquímicos que implicó que los equipos operen en niveles óptimos de eficiencia, así como la falta de mantenimiento, tanto en plantas de proceso, primarias y de metanol, como en sistemas de compresión y equipos de separación; en general, estas situaciones propiciaron un bajo nivel de aprovechamiento y mayor cantidad de desfogues.

### ***Índice de consumo energético***

Para el ejercicio 2022, en términos del consumo de energía en los procesos productivos, el índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (derivados del etano) fue desfavorable, al reportar 264.15 GJ/t, superando así en 221.6% a la meta comprometida, principalmente debido al bajo nivel de producción alcanzado durante el año. En contraste, los índices en la extracción y producción de crudo y gas y en el proceso de crudo en las refinerías se ubicaron, respectivamente, 19.3% y 0.3% por debajo de sus metas, situación que se destaca, ya que ambas actividades son las de mayor participación sobre la cantidad total de energía consumida en Pemex, al representar en el mismo orden 30.8% y 46.4%.

<sup>19</sup> Proceso de crudo en las refinerías, proceso de gas en complejos procesadores, producción de petroquímicos (derivados del etano), producción de petroquímicos (aromático) y producción de petroquímicos (metano y aromáticos).

<sup>20</sup> Las seis actividades sustantivas comprenden extracción y producción de crudo y gas, proceso de crudo en las refinerías, proceso de gas en complejos procesadores, producción de petroquímicos (derivados del etano), producción de petroquímicos (aromático) y producción de petroquímicos (metano y aromáticos). Los gases efecto invernadero considerados son el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el metano equivalente (CH<sub>4</sub>).

## Implementación de iniciativas

### Exploración y Producción

PEP presentó los siguientes avances durante 2022 para las actividades relacionadas con el desarrollo de los denominados nuevos campos, mismos que a continuación se analizan:

- **Campo Cohua.** Se logró un incremento de 6.3% en su producción con respecto a 2021, al pasar esta de 1.6 Mbd a 1.7 Mbd. Dicha variación se logró con dos pozos operando y la aplicación de un programa de mantenimiento de la producción, mediante reparaciones menores. Actualmente se encuentra en la etapa final de su desarrollo.
- **Campo Cheek.** El campo alcanzó un ligero aumento de 1% en los hidrocarburos líquidos extraídos con relación al año anterior, ajustándose estos de 19.2 Mbd a 19.4 Mbd. Se está finalizando el desarrollo del campo e iniciando la etapa de mantenimiento para extender la vida productiva de los cuatro pozos que tiene operando desde 2021.
- **Campo Cibix.** Este desarrollo forma parte del resultado de los nuevos campos, aun cuando no estaba considerado como parte de ellos en el PN 21-25. Entre los dos periodos anuales más recientes elevó en 83.3% su aportación, cambiando esta de 3 Mbd a 5.5 Mbd, debido principalmente a la incorporación de pozos, así como a las reparaciones menores efectuadas, mismas que lograron estabilizar la presión y el flujo de agua de los primeros pozos de desarrollo. También se realizó el seguimiento de análisis de la caracterización estática del yacimiento, que permitió reclasificar y recategorizar las reservas del campo.
- **Campo Esah.** Se encuentra en el inicio de su desarrollo, comenzando de esa forma su producción en 2022 con el pozo Esah-1, y al final de año añadió otros dos pozos de desarrollo, brindando un total de 3 Mbd. El campo tiene aún reservas 3P en otro horizonte productor, el cual se planea desarrollar más adelante con reparaciones mayores.
- **Campo Hok.** La extracción se detuvo en el año evaluado, tras haber generado 3.4 Mbd en 2021, como consecuencia de la inesperada y pronta declinación de la presión de sus yacimientos.
- **Campo Iftá.** Durante 2022 continuó con su desarrollo a través de la perforación y terminación de dos pozos, para aportar 18.6 Mbd, mismos que resultan mayores en 55% con respecto a los 12 Mbd que se tuvieron en el ejercicio precedente.
- **Campo Ivochi.** En el ejercicio analizado se continuó con el desarrollo del campo, mediante la perforación e inicio de producción de tres pozos adicionales, junto con la construcción de infraestructura para el manejo de gas y transporte de fluidos. La extracción alcanzó 34.1 Mbd, lo que representa un alza de 29.2% con respecto a los 26.4 Mbd de líquidos registrados un año antes. Además, durante el periodo de análisis obtuvo el segundo volumen más alto de gas seco, siendo este de 296.5 MMpcd.
- **Campo Kobon.** En 2021 inició su desarrollo con dos pozos, de los que se obtuvieron 8.2 Mbd. Para el periodo siguiente se adicionaron dos pozos nuevos, los cuales sumaron 9.3 Mbd, para llegar a un total de 17.5 Mbd, es decir, se expandió a una tasa de 113.6%. Por otra parte, prácticamente triplicó su aportación de gas, llegando a 90.7 MMpcd.
- **Campo Marik NW.** El campo redujo el volumen generado de 9.9 Mbd a 6.7 Mbd, es decir, una declinación de 32.3% en la producción diaria de líquidos, tras bajar la presión del yacimiento. Además, en el año más reciente no tuvo actividad física de perforación.
- **Campo Mulach.** Presentó importantes resultados derivados de su desarrollo en 2021, con la perforación de tres pozos, obteniendo 28.3 Mbd de estos. Sin embargo, en el ejercicio subsecuente no se pudo mantener el ritmo previo, aminorando el retorno en 4.2% para registrar 27.1 Mbd. El campo aun se encuentra en la etapa de desarrollo y se pretende mantener su vida productiva mediante reparaciones mayores.





- **Campo Octil:** Entre los dos años más recientes se redujo el volumen extraído de 20 Mbd a 12 Mbd, lo que significó una baja del 40%, debido principalmente a la declinación de la presión de los yacimientos. Por lo anterior, se estableció un programa de reparaciones mayores y menores para revertir la tendencia observada y mantener el nivel de retorno.
- **Campo Pokche-Chejekba:** El campo continuó en su etapa de desarrollo. Por ser un yacimiento naturalmente fracturado, presenta altas presiones al inicio de su producción, y gracias a la incorporación de cinco pozos, incrementó los líquidos aportados de 4.5 Mbd a 27.3 Mbd, al comparar los dos últimos periodos anuales, creciendo así a una tasa de 506.7%, lo cual representa un gran éxito geológico en los pozos perforados. Además, tuvo una importante contribución en gas seco, la cual creció, en la misma comparación, de 12.8 MMpcd a 64.3 MMpcd.
- **Campo Quesqui:** La producción de este campo suma a las aportaciones de los nuevos campos a pesar de no haber sido considerado en el PN 21-25. En 2021 brindó líquidos por 44.9 Mbd, manteniendo un desarrollo acelerado durante el año siguiente, con la perforación de 10 pozos nuevos, para así aumentar en 197.5% su retorno y alcanzar los 133.6 Mbd. También reflejó un comportamiento favorable en lo referente al gas, constituyéndose como el mayor contribuyente con un volumen de 508.6 MMpcd, la cual se amplió 162.2%, tomando como base la referencia del ejercicio previo. Además, las acciones realizadas incluyeron la incorporación de infraestructura adicional para el manejo de los fluidos.
- **Campo Suruk:** El campo continuó, durante el periodo evaluado, con la etapa de desarrollo iniciada en 2021, adicionando dos pozos, con lo cual se ha logrado sostener una producción de líquidos de 0.2 Mbd.
- **Campo Teco:** Se ha mantenido en desarrollo a lo largo de los dos últimos años, adicionando tres pozos en el más reciente, con lo que creció de 2.4 Mbd a 5.3 Mbd el volumen de líquidos contribuido, es decir, se amplió a una tasa de 120.8%; mientras que el de gas lo hizo en 855.6%, variando de 0.9 MMpcd a 8.6 MMpcd. Cabe señalar que este resultado se vio afectado por un paro de producción entre marzo y mayo de 2022, debido a cuestiones operativas.
- **Campo Teekit:** Al cierre de 2022 se encuentra en una etapa de desarrollo pendiente, tras haberse perforado dos nuevos pozos en el mismo ejercicio, para con ello elevar los líquidos extraídos de 3.9 Mbd a 5.2 Mbd.
- **Campo Teit:** Durante 2021 se realizaron la mayoría de las perforaciones programadas para este campo, logrando un retorno promedio de 5.3 Mbd, misma que un año después se amplió 17% para ubicarse en 6.2 Mbd, como resultado de la continuidad en los trabajos de mantenimiento de la producción efectuados a los tres pozos de desarrollo.
- **Campo Tiacame:** En el ejercicio evaluado, el campo no tuvo actividad física de perforación o reparaciones mayores, obteniéndose una producción promedio anual de 12.1 Mbd, declinando así, 20.4% con respecto a los 15.2 Mbd extraídos en el periodo previo.
- **Campo Tlamatini:** En 2021 se terminó con la perforación de pozos, obteniendo un volumen promedio anual de 11.3 Mbd de líquidos. Para el año siguiente, este se redujo 15.9% hasta presentar 9.5 Mbd, debido principalmente a la declinación de la presión de las arenas que se encuentran operando actualmente. Cabe mencionar que el plan de desarrollo inmediato contempla explotar otras tres arenas mediante reparaciones mayores.
- **Campo Uchbal:** Continuó el desarrollo del campo al perforar un pozo adicional en el ejercicio evaluado, lo cual ayudó a incrementar el promedio anual de hidrocarburos líquidos extraídos de 2.7 Mbd, a 4.2 Mbd, lo que representa una variación al alza de 55.6%.
- **Campo Valeniana:** Este campo, ubicado en Tabasco, no estaba considerado en las acciones respecto a los nuevos campos en el PN 21-25, aun cuando sí contribuye a los resultados de esta. En 2022 no se realizó actividad física de perforación, aun así, con los dos pozos productores se logró un retorno promedio anual de 1 Mbd, mejorando 150% respecto a los 0.4 Mbd obtenidos un año antes, cuando se contaba con solo uno.

- **Campo Xikin** Sus resultados se incluyen en los correspondientes a los nuevos campos, a pesar de que no se menciona en el PN 21-25. Se trata de un yacimiento en carbonatos de baja porosidad, por lo que ha operado con dos pozos desde 2021, asimismo, cuenta con dos pozos cerrados por escasa producción debido a la baja presión que presentan. No obstante, el volumen extraído creció de 1.4 Mbd a 1.8 Mbd, es decir 28.6%. Aun así, se está planteando un cambio de estrategia por los bajos rendimientos que ha tenido.
- **Campo Xolotl** Disminuyó su contribución anual en 37.5%, al cambiar los líquidos recuperados entre los dos ejercicios más recientes, de 2.4 Mbd a 1.5 Mbd, ello como efecto de la declinación de la presión y del cierre temporal del pozo productor.

En resumen, el volumen promedio obtenido de los campos arriba mencionados en 2022 fue de 353.3 Mbd<sup>21</sup>, superando en 68.3% a los 209.9 Mbd correspondientes a 2021. Esta evolución resultó como consecuencia, en gran medida, del impacto positivo de la estrategia de actividades físicas de perforación y construcción de nueva infraestructura dentro de la etapa de desarrollo, lo que llevó a la expansión de los retornos de hidrocarburos líquidos, en 197.6% para Quesqui (88.7 Mbd), 506.7% en Polkche-Chajekbal (22.8 Mbd), 29.2% en Ixchi (7.7 Mbd), 83.3% en Cibix (2.5 Mbd) y 300% en Teekit (3.9 Mbd). Cabe hacer mención que, aunque el comportamiento fue favorable en la comparación interanual, el desempeño de los campos en desarrollo se quedó 167.7 Mbd por debajo de la meta de proweer 521 Mbd establecida en el PN 21-25, representando un cumplimiento del 67.8%. Entre los campos con variaciones negativas se encuentran las reducciones de 100% en Hock (5.4 Mbd), 40% en Octil (8 Mbd), 37.5% en Xolotl (0.9 Mbd), 32.3% en Manik NW (3.2 Mbd) y 20.4% en Tacame (3.1 Mbd). Adicionalmente, los campos Xikin y Valeriana están por debajo de los pronósticos de producción. En todos estos últimos casos, que presentaron una evolución desfavorable, se planteará un cambio de estrategia en 2023, buscando efficientar costos y maximizar el factor de recuperación final, o bien definir su abandono.

Como se describió, una parte importante de estos campos se encuentran en una etapa en la que continúan las inversiones para poder tener acceso al potencial de producción de los hidrocarburos disponibles. En el agregado, se presentan rezagos en el volumen extraído con relación a lo originalmente previsto. No obstante, la expectativa es cumplir con metas que se incrementaron para el próximo ejercicio. Derivado de lo anterior, calcular a este corte la rentabilidad obtenida por la actividad de dichos yacimientos resultaría poco representativa ya que se han concentrado principalmente los flujos de egreso, con la perspectiva de que en los periodos por venir se recupere la proporción más alta del volumen de líquidos y gas, y por ende, el ingreso asociado. Por ello, para definir el impacto sobre los resultados de la empresa, derivado de la ejecución estos proyectos, es necesario guardar a que estos hayan madurado, realizando un seguimiento a sus retornos a lo largo de su vida útil hacia el mediano y largo plazo.

### **Proyectos Industriales: Programa de Rehabilitaciones**

El programa de rehabilitaciones del SNR se enfocó, durante el año analizado, en realizar mantenimientos de las plantas y equipos en las instalaciones, para así recuperar la capacidad productiva y mejorar la eficiencia de las operaciones. Con esta finalidad, se programó en el POFAT la realización de 25 reparaciones mayores y 180 menores.

Durante 2022 se registró un cumplimiento del 36% a las 25 reparaciones mayores programadas, al haber presentado avances de 50% a las ocho acciones previstas en plantas de proceso, de 40% en las 10 actividades propuestas para servicios principales, y de 14.3% en lo concerniente a tanques.

Por su parte, en el mismo periodo se concluyeron 82 reparaciones menores de las 180 comprometidas, es decir, un cumplimiento de 45.6%. Este resultado comprende la ejecución de 35 acciones respecto a las 59 consideradas en plantas de proceso (cubriendo 59.3% del programa), en servicios principales se realizaron

<sup>21</sup> Este dato no considera la producción temprana de pozos exploratorios.



40 de las 86 operaciones planeadas (46.5%), y se concretaron siete correcciones de las 35 propuestas para el caso de tanques (20%).

El resultado alcanzado fue causado por múltiples factores, entre los que se encuentran las fallas imprevistas en plantas, equipos e instalaciones, el diferimiento en la ejecución de las actividades requeridas para el mantenimiento y rehabilitación al interior de las refinerías, así como el retraso en la ejecución del presupuesto necesario para estas acciones.

A pesar de las circunstancias que se presentaron en el año, las reparaciones realizadas contribuyeron a que la capacidad productiva continuara recuperándose en el SNR. Gracias a ello, el proceso de crudo se incrementó 14.6% (04.2 Mbd) entre 2021 y 2022, el rendimiento de destilados pasó de 53.2% a 55.2%, la utilización de las plantas primarias en refinerías se amplió de 44.3% a 50.7% y, como resultado conjunto de todos estos factores, la producción de petrolíferos aumentó 15.1% (106.6 Mbd), variando de 706.7 Mbd a 813.2 Mbd.

### **Programa de enajenación de bienes muebles e inmuebles**

En atención a lo establecido en los lineamientos<sup>22</sup> que norman la administración y disposición de los bienes muebles e inmuebles al interior de Pemex y sus EPS, en marzo de 2022, el CAPEMEX, en su Sesión 990 Ordinaria, autorizó los programas anuales para llevar a cabo su enajenación, mismos que presentaron el siguiente cumplimiento al cierre del ejercicio:

#### *Enajenación de bienes inmuebles*

El programa contempló la enajenación a título gratuito de un bien inmueble, derivada de la petición recibida del Instituto Mexicano del Seguro Social, solicitando la donación de un terreno de 169,594 m<sup>2</sup> localizado en espacios de la Refinería Bicentenario, ubicada en Tula de Allende, Hgo., con el propósito de construir ahí un hospital y reemplazar el que se dañó en septiembre de 2021, a causa de la inundación provocada por la intensa lluvia y el escurrimiento de los ríos, presas y las obras de desagues del Valle de México y el estado de Hidalgo. La donación del inmueble se formalizó en junio de 2022 mediante la escritura pública correspondiente.

#### *Enajenación de bienes muebles*

Se incluyeron bienes muebles que las EPS pusieron a disposición para su enajenación onerosa, derivado de que habían cumplido su vida útil, o bien por obsolescencia o por convertirse en desecho. El programa se aprobó inicialmente por un monto de 274.1 MM\$, cifra que en diciembre de 2022 se actualizó a 73.8 MM\$, en la Sesión 1002 Ordinaria del CAPEMEX. Al cierre del ejercicio se obtuvo un ingreso de 75.5 MM\$, lo que representa un incremento de 2.3% con relación al compromiso modificado, mientras que como referencia, esto representó el 27.5% de lo originalmente programado.

Del total enajenado, el 98.8% correspondió a desechos ferrosos y no ferrosos, mientras que el resto fueron ductos para desenterrar.

Cabe señalar que el programa original también incluyó la donación de cinco vehículos tácticos, los cuales fueron solicitados a Pemex por parte de la Secretaría de Seguridad y Protección Ciudadana del Gobierno Federal para destinarlos al Centro Nacional de Inteligencia, y ser aprovechados por este para combatir el robo de hidrocarburos. La entrega de dichos bienes se realizó mediante la figura de comodato en agosto de 2022.

<sup>22</sup> Lineamientos para la Administración y Disposición de los Bienes Muebles e Inmuebles, así como para la Adquisición de Bienes Inmuebles de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias.



## Consideraciones finales

El tiempo constituye un elemento clave en el cumplimiento a la estrategia, así como para lograr una mejora en los resultados asociados tanto a esta, como a la operación general. A partir de 2019, Pemex comenzó a reorientar su estrategia con la emisión del Plan de Negocios 2019-2023. Al cierre de 2022, habían transcurrido cuatro años en los que se enfrentaron condiciones atípicas y poco anticipadas, como lo fueron la crisis sanitaria derivada del Covid 19, así como los efectos de las medidas implementadas para combatir su propagación, al igual que las distorsiones a los mercados internacionales provocadas por el conflicto armado en Ucrania por parte de Rusia y las sanciones aplicadas en consecuencia.

Si bien, inicialmente estos factores eran difíciles de prever, así como de dimensionar su efecto, durante el ejercicio evaluado fueron constituyendo aspectos conocidos, pudiendo internalizarse en las acciones propuestas en la planeación para así asegurar que se maximicen los retornos operativos y financieros. De igual manera, el lapso transcurrido permite visualizar y en su caso implementar medidas para mitigar los efectos adversos y potencializar los favorables.

En virtud de lo anterior, la expectativa es que las brechas que se han identificado en los últimos ejercicios de evaluación, incluido el presente, tiendan a cerrarse en los periodos subsiguientes.

También es importante que la programación se ajuste a los alcances que la estrategia mantenga, teniendo presente que actualmente se desarrolla ante un entorno que, además de evolucionar de manera inesperada en los ejercicios previos, ahora muestra particularidades que resultan determinantes sobre la industria y su mercado asociado.

Es de esa forma que los ejercicios futuros de planeación deberán presentar mayor certeza de los resultados presupuestados, así como ajustar el desempeño observado a las características corrientes, al haber transcurrido suficiente tiempo para modificar las operaciones, una vez superada la limitada posibilidad de respuesta de corto plazo. Además, el seguimiento que realice la empresa debe ser capaz de identificar y distinguir las variaciones que respondan a áreas de oportunidad en el diseño de las acciones a implementar, de aquellas que son consecuencia de la falta de respuesta ante elementos externos que impidan alcanzar los resultados esperados. Por otra parte, derivado de las experiencias recientes, resulta necesario desarrollar la capacidad para mantener una operación flexible, a fin de ajustarse a las condiciones cambiantes del entorno de la industria y el mercado de los hidrocarburos.

Conforme a lo analizado en 2022, el desempeño en algunas áreas es susceptible de potencializarse, como ocurrió en confiabilidad, donde a pesar no tener el avance anticipado en las reparaciones mayores en refinación, la adecuada selección de las actividades a desarrollar contribuyó a contener los paros no programados en esta área, cumpliendo así con la meta para el índice asociado. Es necesario que las restantes líneas de negocio, donde se presentaron rezagos más amplios, repliquen la manera de enfocar las acciones, procurando así maximizar el efecto favorable.

No debe pasarse por alto el desempeño adecuado en la producción de hidrocarburos líquidos sin socio, la cual mantuvo una tendencia creciente para así ubicarse en 1,764.2 Mbd. Este resultado, aun cuando fue inferior a las metas establecidas en los documentos rectores para 2022, se mantiene en línea con los alcances que se visualizaron como factibles para la estrategia en los ejercicios subsiguientes. Esto último se puede considerar como una referencia más relevante para analizar el desempeño corriente, al tomar en cuenta la manera en que se ha modificado radicalmente el comportamiento de la industria.

De igual manera, los beneficios de los nuevos campos evolucionaron con menor velocidad que la esperada, sin que lo anterior signifique que la empresa no obtendrá los retornos volumétricos que anticipaba. En el caso de los hidrocarburos líquidos, poco más de la quinta parte del volumen total extraído correspondió a lo extraído en estos desarrollos. Los ajustes en la programación reconocen, para el ejercicio subsiguiente, un aumento de 44.2% en la producción esperada de líquidos y de 13.5% para el gas natural, lo que permitirá recuperar los alcances en la operación asociados a esta creciente disponibilidad.



En refinación, el proceso de crudo se elevó 104.2 Mbd (14.6%), colocándose por debajo de la meta propuesta, sin embargo, este resultado se considera acorde con las expectativas corrientes dada la evolución de la estrategia. Lo anterior, si bien generó un retorno creciente en petrolíferos, no resultó suficiente para abastecer la creciente demanda de combustibles, a pesar de esto, sí contribuyó a reducir los efectos perjudiciales de su abasto mediante el mercado internacional ante precios elevados.

El avance en incorporación de reservas 3P por descubrimiento llegó al 64% del nivel mínimo establecido en el PN 21-25. Considerando que estos recursos constituyen un elemento fundamental para brindar viabilidad de largo plazo, resulta necesario mantener el énfasis en las actividades de exploración, aprovechando para ello el conocimiento adquirido, para de esa forma asegurar cumplir con los niveles objetivo, evitando de esa forma comprometer el cumplimiento en otras áreas de actividad.

Los flujos monetarios se vieron beneficiados por la recepción de aportaciones extraordinarias realizadas por el Estado y por un mayor valor de ventas, al enfrentar precios promedio más altos en los mercados relevantes, derivando ambos elementos en un superávit financiero de 383 MMV\$. De tal manera, aun cuando fueron condiciones externas las que contribuyeron a la mejora de 101.1 MMM\$ en este resultado respecto a lo presupuestado en el POFAT, esta situación continúa representando un desempeño satisfactorio dado que, en parte, tener la capacidad de aprovechar los elementos favorables en el entorno es uno de los objetivos de la planeación y de la estrategia derivada, situación que se está cumpliendo. No obstante, resulta necesario desarrollar una mayor flexibilidad en las acciones, misma que no se visualizó en el año analizado, dado que se operó con un menor margen EBITDA.

Existió un cumplimiento parcial en diferentes elementos evaluados, quedando como otro aspecto de enfoque prioritario, establecer esquemas que permitan ampliar las acciones implementadas a lo largo de todas las áreas consideradas para ello dentro de la empresa. Como ejemplo de lo anterior, destacan los resultados ambientales que no han avanzado en el mismo orden, ni presentado resultados satisfactorios en todas las líneas consideradas para su análisis.

En conclusión, el ejercicio 2022 cierra con nuevos instrumentos de planeación, seguimiento y evaluación, los cuales se derivan de un conocimiento más profundo de lo que anteriormente fue una evolución inesperada que presentó la industria, así como con una mayor certeza en su comportamiento futuro. Lo anterior deberá contribuir a que la empresa muestre un desempeño más afín con los compromisos establecidos en una programación más acorde con las posibilidades corrientes de la estrategia. Incluso, teniendo en cuenta que previo al inicio del ejercicio evaluado no se contaba con elementos suficientes para definir de manera certera una meta conforme al desempeño factible derivado de las acciones en ejecución, dado que el comportamiento observado siguió la misma tendencia anticipada sobre los compromisos establecidos para los ejercicios subsecuentes, se puede considerar que el cumplimiento se ha logrado de manera parcial, incluso durante este año.



# Indicadores del Plan de Negocios

Resultados derivados de la Evaluación del Desempeño 2022, Plan de Negocios 2021-2025

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resultado (a)	Variación, % (a) vs (b)	
<b>1.1 Mantener un endeudamiento neto de cero en términos reales a lo largo de la administración reales a lo largo de la administración.</b>					
Endeudamiento neto en términos reales (MMM\$)	DCF	-57.8 ↓	-68.5	0	N/A ↓
<b>1.2 Con criterios de austeridad y eficiencia, mantener la disciplina financiera y controlar el ejercicio de los presupuestos de operación e inversión</b>					
Balance financiero (MMM\$)	DCF	65.0 ↑	38.3	-142.9	126.8 ↑
<b>1.3 Complementar las capacidades por medio de esquemas de negocio con terceros para la ejecución de proyectos de la cadena de valor.</b>					
Licitación de bloques a esquema de ejecución CSIEE (núm.)	PEP	1 ↓	2	5	-60.0 ↓
Convenios modificatorios de COPF-CIEP a CSIEE (núm.)		0 ↓	0	5	-100.0 ↓
Esquemas de negocio de PTRI formalizados y firmados (núm.)	PTRI	0 ↓	0	3	-100.0 ↓
<b>2.1 Incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aledañas a campos en producción.</b>					
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento (MMbpce)	PEP	505 ↓	608	± 950	-36.1 ↓
<b>2.2 Asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias en plays establecidos y plays hipotéticos.</b>					
Recurso prospectivo evaluado (MMbpce)	PEP	647 ↑	914	350 - 400	161.1 ↑
<b>2.3 Acelerar procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación y las reservas en campos maduros.</b>					
Incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada (MMbpce)	PEP	131 ↓	98	150 - 250	-34.7 ↓
<b>3.1 Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos.</b>					
Producción de líquidos (nuevos campos) (Mbd)	PEP	221 ↓	368	521	-25.5 ↓
Producción de gas (nuevos campos) (MMpcpd)		568 ↓	1,121	1,594	-29.7 ↓
<b>3.2 Priorizar y desarrollar las actividades que permitan restituir las reservas probadas.</b>					

INFORMACIÓN GENERAL

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)
Reserva a reclasificar (MMbpcpe)	PEP	303	165	1,198	-86.2
<b>3.3 Ejecutar actividades para atenuar la declinación de los campos.</b>					
Porcentaje de atenuación en la declinación de la producción de aceite de los campos (%)	PEP	7.3	4.0	> 3	1.0
<b>3.4 Incrementar la producción de gas no asociado.</b>					
Producción de gas no asociado por CSIEE (MMpcpd)	PEP	0	0	> 59	-100.0
<b>4.1 Fortalecer la responsabilidad social en las comunidades petroleras procurando relaciones de confianza y corresponsabilidad.</b>					
Distribución de donativos y donaciones a estados prioritarios (%)	DCAS	91.1	92.8	≥ 90	2.8
Asignación de programas, obras y/o acciones a estados prioritarios (%)		100.0	100.0	≥ 90	10.0
<b>4.2 Reducir el impacto ambiental y mejorar la gestión energética en las actividades industriales.</b>					
Indice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinarias (m <sup>3</sup> /b)	Ambiental	0.44	0.38	0.34	11.8
Indice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (m <sup>3</sup> /Mpc)		0.033	0.031	0.025	24.0
Indice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados del etanol) (m <sup>3</sup> /t)		146.69	239.51	49.86	380.4
Indice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoníaco) (m <sup>3</sup> /t)		16.97	18.13	25.33	-28.4
Indice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (m <sup>3</sup> /t)		6.38	9.65	3.89	148.1
Reuso de agua en el proceso de crudo en las refinarias (MMm <sup>3</sup> )		26.6	34.2	49.4	-30.8
Indice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO <sub>2</sub> e/MMbpcpe)		44.81	38.80	22.55	72.1
Indice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinarias (tCO <sub>2</sub> e/mb)		58.51	62.49	43.14	44.9
Indice de emisiones de gases de efecto invernadero en los complejos procesadores de gas (tCO <sub>2</sub> e/MMpc)		9.83	10.03	4.81	108.5
Indice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (derivados del etanol) (tCO <sub>2</sub> e/t)		12.14	17.31	4.11	321.2
Indice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (amoníaco) (tCO <sub>2</sub> e/t)	2.20	2.20	2.44	-9.8	



Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (tCO <sub>2</sub> e/t)		1.70 →	2.62	1.58	65.8 ↑
Remediación de sitios afectados (ha)		205 ↑	137	60	127.5 ↑
Índice de consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas (GJ/Mbpce)		166.11 ↓	154.44	191.38	-19.3 ↓
Índice de consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías (GJ/Mb)		724.11 ↓	723.99	726.07	-0.3 ↓
Índice de consumo energético en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (GJ/MMpc)		54.25 ↓	55.33	54.78	1.0 ↑
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (GJ/t)		179.59 ↑	264.15	82.13	221.6 ↑
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (amoníaco) (GJ/t)		26.20 ↓	31.09	30.87	0.7 ↑
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (GJ/t)		25.48 ↓	39.47	26.03	51.6 ↑

#### 4.3 Asegurar el cumplimiento de las obligaciones de contenido nacional en las contrataciones de Pemex.

Cumplimiento de contenido nacional (%)	DCAS	40.9 ↑	N/D	22.1	N/D
--	------	--------	-----	------	-----

#### 4.4 Con criterios de eficiencia promover la salud y reducir los riesgos en esta materia, así como generar un clima y una cultura organizacional inclusivos.

Satisfacción del usuario de los servicios de salud (%)		96.8 ↑	98.1	93	5.1 ↑
Detecciones de diabetes mellitus e hipertensión arterial durante las jornadas de salud (%)		27.0 ↓	29.7	< 26	3.7 ↑
Atención integral y acompañamiento psicológico otorgados por el CABLAG (%)	DCAS	187.1 ↑	138.0	90	48.0 ↑
Cumplimiento al plan de acción para promover una cultura organizacional inclusiva (%)		164.0 ↑	170.1	90	80.1 ↑

#### 5.1 Ampliar la capacidad de refinación.

Nueva capacidad de proceso de crudo (Mbd)			N/A	340	N/A
Producción de gasolina (Mbd)					
Producción de diésel (Mbd)	PTRI	N/A	N/A	-	N/A
Producción de turbosina (Mbd)					

#### 5.2 Orientar infraestructura de Pemex Transformación Industrial hacia productos de mayor valor.

Producción incremental de gasolina en Tula (Mbd)					
Producción incremental de diésel ultra bajo azufre en Tula (Mbd)	PTRI	N/A	N/A	-	N/A

INFORMACIÓN GENERAL

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)
Utilización de la planta Reformadora-CCR en el CPQ La Cangrejera (%)		34.6	34.1	≥ 75	-40.9 ↓
Producción de asfalto (Mbd)		10.0	11.4	≥ 25	-54.6 ↓
<b>5.3 Incrementar la utilización y eficiencia de la infraestructura de la cadena de etano-etileno y derivados maximizando el consumo de etano.</b>					
Aprovechamiento de la capacidad instalada (%)		23.3	50.5	≥ 69	-18.5 ↓
Factor de Insumo etano-etileno (t/t)	PTRI	130	138	132	4.5 ↑
Etano enviado al gas combustible en los CPQ Cangrejera y Morelos (%)		14.2	27.7	< 2.5	25.2 ↑
<b>5.4 Mantener la operación de manera confiables y aprovechar el potencial de la infraestructura de fertilizantes.</b>					
Producción de amoníaco (Mt)	PTRI	244	278	296	-6.2 ↓
<b>6.1 Incrementar la capacidad y la flexibilidad en el manejo de crudo y gas con la calidad requerida.</b>					
Porcentaje de volumen de crudo Maya entregado en calidad de TMDB hacia el corredor Aceite Terrestre Sur de Pemex Logística (%)	PEP	80.0	32.0	85	-53.0 ↓
Capacidad de almacenamiento adicional en Tuzandépetl (MMb)	PLOC	0	0	-	N/A
Capacidad operativa de tratamiento en CAB Tamauilipas (Mbd)		35	35	35	0.0 →
Capacidad operativa de tratamiento en CAB Cacalilco (Mbd)	PLOC	12	12	22	-45.5 ↓
Índice de disponibilidad mecánica en el CPTG Atasta (%)		87.6	88.9	-	N/A
Índice de disponibilidad de sistemas de manejo y disposición de agua congénita (%)	PLOC	65.2	50.8	99	-48.2 ↓
Capacidad recuperada de almacenamiento de crudo en el SNR (MMb)	PTRI	0.7	1.8	-	N/A
<b>6.2 Robustecer la capacidad de almacenamiento para petrolíferos e incrementar la flexibilidad en el transporte.</b>					
Capacidad de almacenamiento recuperada en terminales (MMb)		0.79	0.47	-	N/A
Patines de descarga instalados (núm.)		0	7	30	-76.7 ↓
Capacidad operativa de transporte marítimo (Mbd)	PLOC	126	126	140	-10.2 ↓
Capacidad operativa de poliducto Tuxpan – Tula (Mbd)		66	55	150	-57.5 ↓
Capacidad operativa de turbosinoducto Azcapotzalco – ASA (Mbd)		27	11	35	-69.2 ↓
Rutas reactivadas de ferrocarril (núm.)		1	0	-	N/A

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)
Autotanques sustituidos (núm.)		0	1,095	124	783.1 ↑
Capacidad de almacenamiento recuperada de petrolíferos en el SNR (MMb)	PTRI	0.35	0.20	-	N/A
Capacidad de almacenamiento recuperada de combustóleo en el SNR (MMb)		0.00	0.06	-	N/A
<b>6.3 Incrementar la certidumbre en la medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en toda la cadena de valor.</b>					
Puntos de transferencia de custodia y medición fiscal disponibles [%]		82.2	81.9	72	9.9 ↑
Utilización de los sistemas de medición primaria [%]	Medición y Balances	93.9	96.1	88	8.1 ↑
Cumplimiento del programa de confirmación metrológica [%]		93.8	68.8	83	-14.2 ↓
Atención de no conformidades [%]		24.4	44.9	85	-40.1 ↓
<b>7.1 Estabilizar las operaciones e incrementar la confiabilidad operacional de la infraestructura productiva en los centros de trabajo.</b>					
Índice de paros no programados en Exploración y Producción [%]	Confiabilidad	1.6	1.7	2.0	-0.3 ↓
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de Exploración y Producción [%]		42.9	75.0	75	0.0 →
Índice de paros no programados en el Sistema Nacional de Refinación [%]		9.9	7.0	8.0	-1.0 ↓
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores del Sistema Nacional de Refinación [%]		43.5	36.0	86	-50.0 ↓
Índice de paros no programados en los Complejos Procesadores de Gas [%]	Confiabilidad	16.5	17.7	6.0	11.7 ↑
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de los Complejos Procesadores de Gas [%]		10.5	5.1	85	-79.9 ↓
Índice de paros no programados en los Complejos Petroquímicos [%]		12.2	13.0	3.0	10.0 ↑
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de los Complejos Petroquímicos [%]		4.0	0.0	85	-85.0 ↓
Índice de paros no programados en almacenamiento y despacho [%]	Confiabilidad	13.0	19.4	2.0	17.4 ↑
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de almacenamiento y despacho [%]		N/A	0.0	95	-95.0 ↓
Índice de paros no programados en transporte [%]		2.9	4.5	2.0	2.5 ↑

INFORMACIÓN GENERAL

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022			
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)	
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de transporte (%)		20.0 ↓	30.8	85	-54.2 ↓	
Índice de paros no programados en logística primaria (%)		6.4 ↑	2.3	2.0	0.3 ↑	
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de logística primaria (%)		38.5 ↓	33.3	85	-51.7 ↓	
<b>7.2 Reducir los costos e incrementar la eficiencia de las operaciones en exploración, producción y transformación industrial.</b>						
Reducción de costos (%)		5.7 ↑	4.5	> 3	1.5 ↑	
Eficiencia en la ejecución de proyectos (%)	PEP	79.8 ↓	94.3	87	7.3 ↑	
		Recuperación de etano (%)	PTRI	57.4 ↓	43.2	72.1
<b>7.3 Reducir riesgos de seguridad de los procesos y de salud en el trabajo y prevenir accidentes personales e industriales para mejorar el desempeño en materia de seguridad industrial.</b>						
Índice de frecuencia (Accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)	Seguridad	0.35 ↑	0.49	0.22	122.7 ↑	
		78.8 ↓	50.2	100	-49.8 ↓	
		Índice de atención a los riesgos críticos A1 (%)	72.2 ↓	51.6	100	-48.4 ↓
<b>7.4 Incrementar tecnologías de cogeneración para optimizar la generación y el consumo de energía en centros de trabajo de Transformación Industrial.</b>						
Reducción del Índice de Intensidad Energética (IIE) en la Refinería de Tula (puntos del índice)						
Reducción del IIE en la Refinería de Salina Cruz (puntos del índice)						
Reducción del IIE en la Refinería de Cadereyta (puntos del índice)	PTRI	N/A	N/A	-	N/A	
Reducción del IIE en la Refinería de Madero (puntos del índice)						
<b>8.1 Fortalecer la presencia comercial de Pemex en los mercados en que participa.</b>						
Índice de satisfacción del cliente en los servicios prestados por Pemex Logística (%)	PLOG	76.0 ↓	82.5	100	-17.5 ↓	
		Crudo transportado a terceros en el corredor interoceánico del Istmo de Tehuantepec (Mbd)	0.0	0.0	360	-100.0 ↓
<b>8.2 Incrementar la disponibilidad de gas de Pemex Transformación Industrial mediante la adecuación de infraestructura y la diversificación de fuentes de suministro.</b>						

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)
Utilización de la capacidad criogénica en CPG Matapionche (%)		7.6 ↓	6.8	≥ 84.6	-77.8 ↓
Utilización de la capacidad criogénica en CPG Burgos (%)	PTRI	28.0	26.1	≥ 73.6	-47.5 ↓
Utilización de la capacidad criogénica en CPG La Venta (%)		67.7 ↓	67.2	≥ 99.0	-31.8 ↓
<b>9.3 Fortalecer la ciberseguridad en los sistemas de tecnologías de la información y operacionales.</b>					
Mejora anual en la tasa de cumplimiento de los hitos considerados en la línea base de los proyectos de reforzamiento de la seguridad (%)	DCAS	30.0 ↑	10.0	-	N/A
<b>10.1 Satisfacer con oportunidad y calidad los requerimientos de abastecimiento de la cadena de valor.</b>					
Efectividad del Programa Anual de Contrataciones (%)		70.1 ↑	331.4	4.0	291.4 ↑
Reducción de los tiempos de contratación con respecto a la duración estándar (%)	DCAS	-11.2 ↓	-19.0	6	-25.0 ↓
Índice de eficiencia en la administración de almacenes de bienes de consumo (%)		61.8 ↑	72.9	70	2.9 ↑
<b>10.2 Alinear las tecnologías de información a las necesidades y prioridades de la cadena de valor.</b>					
Mejora anual en la tasa de cumplimiento de los hitos considerados en la línea base de los proyectos de infraestructura y servicios de TI (%)	DCAS	-3.3 ↓	-75.0	5	-80.0 ↓
<b>10.3 Capturar oportunidades de mejora regulatoria en beneficio de las actividades y operaciones.</b>					
Éxito en la gestión regulatoria (%)	Regulación	79.8 ↑	88.2	83	5.2 ↑
<b>10.4 Desarrollar con eficiencia las funciones corporativas de conducción central y de soporte, robustecer los procesos institucionales y el control interno y simplificar la normatividad.</b>					
Mejora anual en la tasa de cumplimiento de los hitos considerados en la línea base de los proyectos de infraestructura y servicios transversales (%)	DCAS	-47.8 ↓	-90.0	10	-100.0 ↓
Índice de eficacia de Servicios Corporativos (%)		99.0 ↑	96.6	85	11.6 ↑
Optimización de procesos Institucionales (%)	MOBAP	18.0 ↓	17.3	50	-32.7 ↓
Formalización de planes de continuidad integrales (%)		0.0 ↓	0.0	50	-50.0 ↓
Avance en el programa de simplificación normativa (%)	Regulación	97.5 ↑	122.2	98	24.2 ↑

INFORMACIÓN GENERAL

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resul- tado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)
Índice de avance en el fortalecimiento a la cultura de control interno (%)	UCII	74.6 →	89.8	86	3.9 ↑
<b>10.5 Promover el desarrollo del capital humano y fortalecer la estructura organizacional para incrementar la productividad laboral y atender las necesidades de la empresa.</b>					
Cumplimiento al programa de capacitación y desarrollo (%)	DCAS	43.4 ↓	87.7	80	7.7 ↑
N/A: No aplica N/D: No disponible					

Indicadores principales					
Producción de líquidos (Mbd)	PEP	1,736 ↓	1,764	2,033	-13.2 ↓
Proceso de crudo (Mbd)	PTRI	712 ↓	816	> 1,200	-32.0 ↓
Margen EBITDA (%)	DCF	33 ↓	31	36	-5.0 ↓
Saldo de la deuda financiera total (MMUS\$)		109.3 ↑	107.7	105	2.6 ↑

Para los indicadores B1 de Pemex Transformación Industrial son información clasificada como confidencial en términos de lo previsto en el artículo 113, Fracción III de la LFTIAP, con relación al artículo III de la Ley de Petróleos Mexicanos y 116 de la LGTAIP. La información contiene datos confidenciales que hace referencia a secretos comerciales, es decir, acciones, proyectos, estrategias que al darse a conocer pone a la empresa en una desventaja competitiva o económica, toda vez que nos encontramos en un mercado abierto. Dicha información plantea posibles oportunidades de negocio que se traducen en una ventaja competitiva frente a sus competidores.

Para los indicadores 9.1 y 9.2, es información clasificada como reservada en términos de lo previsto en el artículo 110, Fracción I de la LFTIAP, con relación al artículo III de la Ley de Petróleos Mexicanos y 115 de la LGTAIP. Contiene información que se considera de seguridad nacional, en atención a que se establecen las acciones y estrategias para la protección y salvaguarda de la infraestructura estratégica de Pemex y sus EPs así como de su personal.







**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y  
Compañías Subsidiarias**

Estados Financieros consolidados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

(Con el Informe de los Auditores Independientes)



**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias  
y Compañías Subsidiarias**

Estados financieros consolidados por los años terminados

El 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Índice

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes	1-6
Estados financieros consolidados:	
De Situación financiera	7
Del Resultado Integral	8
De Variaciones en el Patrimonio (pérdit)	9
De Flujos de efectivo	10

Notas a los estados financieros consolidados

<b>1. HISTORIA, NATURALEZA, MARCO REGULADOR Y ACTIVIDADES DE PETRÓLEOS MEXICANOS, EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS</b>	<b>11</b>
<b>2. AUTORIZACIÓN Y BASES DE PREPARACIÓN</b>	<b>12</b>
<b>3. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS</b>	<b>14</b>
<b>4. PRONUNCIAMIENTOS NORMATIVOS EMITIDOS RECIENTEMENTE</b>	<b>34</b>
<b>5. ENTIDADES SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS</b>	<b>34</b>
<b>6. SEGMENOS DE OPERACIÓN</b>	<b>35</b>
<b>7. INGRESOS</b>	<b>40</b>
<b>8. INSTRUMENTOS FINANCIEROS</b>	<b>46</b>
<b>9. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO</b>	<b>50</b>
<b>10. CUENTAS Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR FINANCIERAS Y NO FINANCIERAS</b>	<b>50</b>
<b>11. INVENTARIOS</b>	<b>52</b>
<b>12. INVERSIONES EN NEGOCIOS CONSULTING, ASOCIADAS Y OTRAS</b>	<b>53</b>
<b>13. POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO</b>	<b>58</b>
<b>14. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO</b>	<b>73</b>
<b>15. PAGARÉS, BONOS DEL GOBIERNO FEDERAL, DOCUMENTOS POR COBRAR A LARGO PLAZO Y OTROS ACTIVOS</b>	<b>74</b>
<b>16. DEUDA</b>	<b>76</b>
<b>17. ARRENDAMIENTOS</b>	<b>84</b>
<b>18. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS</b>	<b>85</b>
<b>19. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS</b>	<b>105</b>
<b>20. PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DIVERSOS</b>	<b>111</b>
<b>21. IMPUESTOS Y DERECHOS</b>	<b>113</b>
<b>22. PATRIMONIO (DEFICIT)</b>	<b>119</b>
<b>23. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA</b>	<b>123</b>
<b>24. OTROS INGRESOS Y OTROS GASTOS</b>	<b>124</b>
<b>25. PARTES RELACIONADAS</b>	<b>125</b>
<b>26. COMPROMISOS</b>	<b>126</b>
<b>27. CONTINGENCIAS</b>	<b>127</b>
<b>28. EVENTOS SUBSECUENTES</b>	<b>131</b>
<b>29. GARANTES SUBSIDIARIOS</b>	<b>133</b>
<b>30. NOTA COMPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADA)</b>	<b>145</b>





KPMG Cárdenas Rosal, S.C.  
Manuel Avila Camacho 178 Pl.  
Reforma Social, Miguel Alemán  
C.P. 17050, Ciudad de México  
Teléfono: +01 (55) 5746 8300  
kpmg.com.mx

# Informe de los Auditores Independientes

## Al H. Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, Empresa Productiva del Estado

(cifras en miles de pesos)

### Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias (PEMEX), que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo de tres años terminados el 31 de diciembre de 2022, y notas que incluyen un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados por el periodo de tres años terminados el 31 de diciembre de 2022, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (NIIF).

### Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados de nuestro informe. Somos independientes de PEMEX de conformidad con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en México y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

### Incertidumbre material relacionada con negocio en marcha

Los estados financieros consolidados adjuntos han sido preparados asumiendo que PEMEX continuará como negocio en marcha. Como se menciona en la nota 22 F a los estados financieros consolidados, al 31 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos ha sufrido pérdidas recurrentes en su operación y presenta deficiencia de patrimonio neto. Estos factores indican la existencia de una incertidumbre material que puede crear una duda significativa sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha. Los planes de la Administración con respecto a estos asuntos se revelan en la nota 22 F. Los estados financieros consolidados no incluyen algún ajuste que pudiera resultar de esta incertidumbre. Nuestra opinión no ha sido modificada en relación con esta cuestión.

Agua Dulce, Aguascalientes, Aguascalientes, Ags.  
Cancún, Q. Roo  
Culiacán, Sinaloa  
Culiacán, Sinaloa  
Culiacán, Sinaloa  
Culiacán, Sinaloa  
Culiacán, Sinaloa

Ensenada, Baja California Sur  
Hermosillo, Sonora  
León, Gto.  
Merida, Yucatán  
Monterrey, B.C.  
Pachuca, Hidalgo

Quetzaltenango, Guatemala  
Toluca, Mexico  
Toluca, Mexico  
Toluca, Mexico  
Toluca, Mexico  
Toluca, Mexico  
Toluca, Mexico



**Cuestiones clave de la auditoría**

Las Cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor relevancia en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre estos, y no expresamos una opinión por separado sobre estas cuestiones.

Además de la cuestión clave descrita en la sección "Incertidumbre material relacionada con negocio en marcha", hemos determinado la siguiente cuestión clave de auditoría a comunicar en nuestro informe:

**Deterioro de las Unidades Generadoras de Flujo de Efectivo (UGEs) de exploración y producción y transformación industrial.**

Ver nota 3H y 13 a los estados financieros consolidados

<p>La cuestión clave de auditoría</p>	<p>De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría</p>
<p>PEMEX reconoció un gasto neto por deterioro de \$85,053,421, en las UGES de exploración y producción y transformación industrial.</p> <p>En cada fecha de reporte, PEMEX evalúa los indicadores de deterioro del valor en libros de cada UGE. Cuando el valor en libros de la UGE excede su valor de recuperación, se reconoce un deterioro, reduciendo el valor en libros a su valor de recuperación. El deterioro puede ser revertido en periodos posteriores si se produce un aumento en el valor de recuperación de la UGE desde el reconocimiento del gasto por deterioro.</p> <p>El importe recuperable de una UGE es el mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos los costos de disposición. Para determinar el valor en uso, se descuentan a su valor presente, los flujos de efectivo futuros netos que se espera sean generados por los activos y su valor de disposición al final de su vida útil, usando una tasa de descuento antes de impuestos.</p> <p>Para las UGES de exploración y producción y transformación industrial el valor de recuperación es determinado como el valor en uso, el cual involucra una serie de supuestos y estimaciones, incluyendo la producción esperada de reservas de petróleo y gas de PEMEX, los costos de exploración y desarrollo futuros, así como la tasa de descuento.</p> <p>Hemos considerado la evaluación del deterioro de las UGES de exploración y producción y transformación industrial como una cuestión clave de auditoría debido a los juicios significativos en los supuestos de la producción esperada de reservas de petróleo y gas de PEMEX, así como los costos de exploración y desarrollo futuros para las UGES de exploración y producción; además de la determinación de la tasa de descuento para ambas, las UGES de exploración y producción y de transformación industrial, utilizados en la determinación del valor en uso.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, los siguientes:</p> <p>Evaluamos ciertos controles relacionados con el proceso de evaluación del deterioro, incluyendo los relacionados con la producción prevista de reservas probadas de petróleo y gas, la estimación de los costos futuros de exploración y desarrollo y la tasa de descuento.</p> <p>Evaluamos la competencia, capacidad y objetividad de los ingenieros de reservas internos de PEMEX, que estiman la producción de las reservas probadas de petróleo y gas.</p> <p>Comparamos la producción futura estimada con base en las reservas de petróleo y gas determinada por los ingenieros de reservas internos de PEMEX, con la producción utilizada en la estimación de los flujos futuros de efectivo netos.</p> <p>Recalculamos la correlación de los costos de exploración y desarrollo basados en los datos históricos de PEMEX y los comparamos con los factores de correlación de PEMEX.</p> <p>Comparamos los costos y gastos de producción futuros utilizados en la estimación de los flujos netos futuros con los datos históricos.</p> <p>Con el apoyo de nuestros especialistas en valuación, evaluamos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— La razonabilidad de la metodología utilizada en la estimación de los flujos futuros de efectivo netos.</li> <li>— La tasa de descuento de PEMEX, comparándola con un rango de tasas de descuento desarrollada de forma independiente utilizando datos de mercado disponible.</li> </ul>

**Evaluación del impacto de la estimación de las reservas probadas de petróleo y gas en los gastos de depreciación y amortización relacionados con los activos productores de petróleo y gas.**

Ver nota 3E iii) y 13 a los estados financieros consolidados

<p><b>La cuestión clave de auditoría</b></p>	<p><b>De qué manera se trató la cuestión clave en muestra auditoría</b></p>
<p>Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, PEMEX registró gastos de depreciación y amortización relacionados con los activos productores de petróleo y gas por \$ 139,771,815.</p> <p>PEMEX calcula los gastos de depreciación y amortización de estos activos utilizando el método de unidad de producción. Bajo este método, el costo capitalizado de dichos activos, junto con el de las instalaciones y equipo de apoyo, se deprecian y amortizan con base en un factor determinado, utilizando las reservas probadas de petróleo y gas. Anualmente, los ingenieros expertos en reservas de PEMEX utilizan datos geológicos y de ingeniería, información comercial y de mercado, así como estimaciones de costos de desarrollo y producción para calcular las reservas probadas de petróleo y gas. PEMEX contrata ingenieros externos para que evalúen de manera independiente las reservas probadas de petróleo y gas.</p> <p>Hemos identificado el impacto de la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, en la determinación de la depreciación y amortización de los activos mencionados, como una cuestión clave de auditoría debido a que el proceso de evaluación de las reservas probadas de petróleo y gas es considerablemente complejo, implica una serie de supuestos y requiere habilidades y conocimientos especializados.</p>	<p>Como parte de nuestros procedimientos de auditoría para abordar esta cuestión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Probamos ciertos controles relacionados con la determinación de la estimación de las reservas probadas, incluidos los controles relacionados con la producción estimada de las reservas probadas de petróleo y gas.</li> <li>-Evaluamos la metodología utilizada por los ingenieros de PEMEX para estimar las reservas probadas de petróleo y gas.</li> <li>-Evaluamos las calificaciones profesionales, conocimientos, habilidades y capacidad de los ingenieros de PEMEX que estiman las reservas, y de los ingenieros externos contratados por PEMEX.</li> <li>-Obtuvimos los informes de las reservas probadas de petróleo y gas de los ingenieros externos y comparamos la información con la utilizada por los ingenieros expertos en reservas de PEMEX.</li> <li>-Leímos las conclusiones de los ingenieros externos de las reservas probadas, respecto a los métodos y procedimientos utilizados por PEMEX para la estimación de las reservas probadas, para evaluar el cumplimiento con las normas y prácticas de la industria.</li> </ul>



#### Otra información

La Administración es responsable de la otra información. La otra información comprende la información incluida en el Reporte Anual correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2022, que deberá presentarse ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y ante la Bolsa Mexicana de Valores (el Reporte Anual), pero no incluye los estados financieros consolidados y nuestro informe de los auditores sobre los mismos. El reporte Anual se estima que estará disponible para nosotros después de la fecha de este informe de los auditores.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresamos ningún tipo de conclusión de aseguramiento sobre la misma.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si la otra información es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o con nuestro conocimiento obtenido durante la auditoría, o si parece ser materialmente incorrecta.

Cuando leamos el Reporte anual, si concluimos que existe un error material en esa otra información, estamos requeridos a reportar ese hecho a los responsables del gobierno de la entidad.

#### Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha, excepto si la Administración tiene intención de liquidar a PEMEX o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los responsables del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de PEMEX.

#### Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de si los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIAs siempre detecte una desviación material cuando existe. Las desviaciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIAs, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debida a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de PEMEX.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas, la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basados en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que PEMEX deje de ser un negocio en marcha.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos suficiente y apropiada evidencia de auditoría con respecto a la información financiera de las entidades o líneas de negocio dentro de PEMEX para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la administración, supervisión y desarrollo de la auditoría de grupo. Somos exclusivamente responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con los responsables del gobierno de la entidad en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planeados y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de nuestra auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno de la entidad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y de que les hemos comunicado todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que puedan afectar a nuestra independencia y, en donde sea aplicable, las acciones tomadas para eliminar amenazas o las salvaguardas aplicadas.



Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno de la entidad, determinamos las que han sido de la mayor relevancia en la auditoría de los estados financieros del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en nuestro Informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro Informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

KPMG Cárdenas Destal S. C.



C.P. C. Ericka Rangel Cuevas

Ciudad de México, a 21 de abril de 2023.



Petrolios Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Activo	Nota	2022	2021	Posivo	Nota	2022	2021
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.9	\$ 60,424,011	79,598,887	Deuda a corto plazo y pasivos circulante de largo plazo	8.10	\$ 485,917,885	460,283,413
Cuentas por cobrar financieras	7.6, 10.0	40,410,400	40,750,150	Proveedores	8	282,215,250	264,050,858
Otras cuentas por cobrar no financieras	7.6, 10.0	122,722,010	138,350,115	Impuestos y derechos por pagar	7.1	70,813,055	112,753,501
Inventarios	11	126,038,107	86,111,132	Cuentas y gastos acumulados por pagar	8.10	81,888,826	32,115,808
Recechos financieros diversos	15.8	48,526,257	1,252,451	Instrumntos financieros diversos	8.18	22,247,154	13,486,056
Otros activos circulantes	8	3,300,478	3,350,688	Total de pasivos circulante	8	829,737,256	822,648,130
Total de activo circulante	8	327,804,778	458,334,044	Deuda a largo plazo, neto de garantía	8.16	1,625,516,310	1,757,412,281
Activos no circulantes:				Deuda por reestructuración a largo plazo, neto de garantía	8.17	44,451,080	51,448,775
Investaciones en empresas asociadas y otras	8.12	2,043,888	2,254,993	Remesas a terceros	19	1,506,816,275	1,288,411,048
Préstamos, créditos, propiedades, plantas y equipo, neto	14	1,203,750,958	1,279,552,007	Flujo de para crecidos diversos	20	85,146,858	92,337,668
Valores por derecho de uso	17	49,420,847	54,281,448	Otros pasivos	21	17,177,238	10,778,504
Declaración por minorías de la entidad controlada	0.15-C	1,034,100	1,616,290	Impuestos y la entidad de controlada	21	6,885,075	3,281,350
Bonos del gobierno federal	15.0	60,651,260	109,601,905	Total de pasivos no circulante	6	3,293,430,012	3,293,430,012
Impuestos a la renta y otros activos diferidos	21	371,632,358	372,358,830	Total de pasivos	6	4,123,167,268	4,116,058,140
Activos financieros, neto	14	36,024,834	20,016,180	Participación (deficit)	9.22	4,014,350,459	4,227,008,954
Otros activos	14.0	38,832,475	39,132,980				
Total del activo no circulante	8	1,277,663,268	1,503,704,127				
Total del activo	8	\$ 2,796,558,046	\$ 3,052,038,171				
				Contribuciones de accionistas "A"		1,024,551,290	943,985,575
				Aportaciones del gobierno federal		66,730,981	43,730,981
				Reservas legales		1,000,130	1,000,130
				Reservas acumuladas integrales		41,727,888	181,139,154
				Reservas acumuladas		12,234,251,001	12,234,251,001
				Operaciones anteriores		(8,113,680,545)	(8,113,680,545)
				Mantenimientos (deficit), neto de otros		100,112,051	104,532,168
				Total patrimonio acumulado		(1,258,533,615)	(1,258,533,615)
				Total patrimonio acumulado no controlado		12,108,610	12,108,610
				Total de patrimonio (deficit)		12,108,610	12,108,610
				Total de patrimonio (deficit)		12,108,610	12,108,610
				Total de pasivos y patrimonio (deficit)		2,784,449,436	2,784,449,436

Los totales que se acomodaban forman parte integral de los estados financieros consolidados.



**Petróleos Mexicanos y Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Estados Consolidados del Estado Integral**

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2022	2021	2020
<b>Ventas netas</b>				
Crédito país	6.7	\$ 1,189,714,214	763,114,332	563,717,207
Incremento a las combustibles autorizadas	6.6	111,663,455	—	—
Devaluación	6.7	1,103,424,094	738,540,928	665,254,326
Ingresos por servicios	6.7	5,269,452	4,973,462	9,715,434
<b>Total de ventas</b>		<b>2,388,388,329</b>	<b>1,496,620,680</b>	<b>973,686,914</b>
(Deterioro) de acciones, deudas, proveedores, planta y equipo, neto	6.13(c)	(83,536,321)	1,211,593	(36,333,700)
<b>Costo de la venta</b>	6.7g	<b>1,308,563,322</b>	<b>1,006,650,092</b>	<b>832,814,590</b>
<b>Beneficio neto</b>	6	<b>1,000,288,686</b>	<b>489,182,181</b>	<b>104,318,624</b>
Gastos de distribución, transporte y otros	6.23	15,305,235	11,036,550	12,436,812
Gastos de administración	6.23	151,870,656	120,102,312	145,897,414
Otros ingresos	6.23-4	39,941,075	17,680,400	11,766,345
<b>Otros gastos</b>	6.23-8	<b>(21,985,553)</b>	<b>(86,959,076)</b>	<b>(11,149,774)</b>
<b>Beneficio neto (pérdida) de operación</b>	6	<b>646,458,888</b>	<b>288,077,832</b>	<b>163,056,002</b>
Ingresos financieros	6	27,277,965	23,906,782	10,762,208
Pérdidas financieras	6	(179,981,497)	(304,972,347)	(1,02,756,242)
Ingresos por reclutamiento por estudiantes financieros dependientes, neto	6.18	122,863,951	(25,224,241)	17,096,141
<b>Rendimiento (pérdida) en moneda local, neto</b>	6.18	<b>(30,039,079)</b>	<b>(105,279,050)</b>	<b>(75,903,904)</b>
<b>Suma de ingresos y ganancias (pérdidas) en monedas extranjeras de subsidiarias y otras unidades derivadas, neto y rendimiento (pérdida), en ambos</b>		<b>(75,628,374)</b>	<b>(176,066,158)</b>	<b>(126,870,452)</b>
<b>Rendimiento (pérdida) en moneda local, neto</b>	6.12	<b>349,817</b>	<b>(14,088,127)</b>	<b>(18,540,389)</b>
<b>(Reducción) de impuestos corporativos</b>	6.12	<b>—</b>	<b>(6,723,324)</b>	<b>—</b>
<b>Rendimiento (pérdida) antes de impuestos, arruensos y otros</b>	21	<b>423,179,319</b>	<b>(2,572,245)</b>	<b>(127,379,336)</b>
<b>Deducción sobre extracción de petróleo y otros</b>	21	<b>341,400,084</b>	<b>979,977,292</b>	<b>154,008,135</b>
<b>Beneficios impuestos a la entidad</b>	21	<b>(71,239,244)</b>	<b>(320,648)</b>	<b>36,662,085</b>
<b>Total de impuestos, impuestos y otros</b>	6	<b>323,230,159</b>	<b>337,348,122</b>	<b>(35,577,075)</b>
<b>Rendimiento (pérdida) en moneda local, neto</b>	6	<b>39,948,470</b>	<b>(246,770,971)</b>	<b>(305,052,055)</b>
<b>Otros resultados financieros:</b>				
<b>Pérdidas que serán realizadas para liquidar parte del estudio del</b>		<b>(73,530,916)</b>	<b>7,740,186</b>	<b>1,870,960</b>
<b>Existe por remisión</b>				
<b>Pérdida que no será realizada por corporación al resultado del ejercicio</b>				
<b>Beneficio (pérdida) actual y es por beneficiar a los accionistas</b>				
<b>Impuestos por pagar</b>				
<b>Total de otros resultados financieros</b>		<b>(128,886,507)</b>	<b>735,402,504</b>	<b>(71,180,523)</b>
<b>Resultados (pérdida) en moneda local, neto</b>		<b>(89,875,272)</b>	<b>213,147,995</b>	<b>(11,305,613)</b>
<b>Rendimiento (pérdida) en moneda local, neto</b>		<b>(289,871,851)</b>	<b>(316,627,882)</b>	<b>(330,357,677)</b>
<b>Participación controladora</b>	5	<b>120,411,071</b>	<b>(296,532,108)</b>	<b>(536,876,813)</b>
<b>Participación no controladora</b>		<b>413,585</b>	<b>(243,708)</b>	<b>(173,252)</b>
<b>Rendimiento (pérdida) en moneda local, neto</b>	5	<b>59,938,470</b>	<b>(204,773,877)</b>	<b>(537,052,065)</b>
<b>Otros resultados atribuibles a:</b>				
<b>Participación controladora</b>	5	<b>80,876,902</b>	<b>213,147,976</b>	<b>(11,206,480)</b>
<b>Participación no controladora</b>		<b>(3,531)</b>	<b>2,539</b>	<b>(99,012)</b>
<b>Impuesto integral en moneda local, neto</b>	5	<b>80,673,371</b>	<b>213,149,999</b>	<b>(11,305,613)</b>
<b>Participación controladora</b>	5	<b>190,288,855</b>	<b>(181,395,692)</b>	<b>(527,085,213)</b>
<b>Participación no controladora</b>		<b>(412,112)</b>	<b>(201,196)</b>	<b>(777,041)</b>
<b>Rendimiento (pérdida) integral total</b>	5	<b>(89,871,471)</b>	<b>(101,027,882)</b>	<b>(527,852,677)</b>

11) Incluye producción, impuestos por ingresos y personal por falta de cumplimiento de normas gubernamentales de pesos en 2021, 2020 y 2020

12) Incluye producción de reservas de hidrocarburos

Las notas que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.



Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados del flujo de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2022	2021	2020
<b>Actividades de operación:</b>			
Incremento (disminución) neto empresas y dependencias a la utilidad:	5		
Capitalación y administración de activos, activos, pasivos, préstamos, cambio y equipo	24,068,470	794,775,877	1,508,052,065
Depreciación de activos intangibles	241,760,619	307,446,177	282,072,075
Depreciación de activos intangibles	139,771,815	133,431,265	125,434,830
Provisiones de pasivos, dívidas, provisiones, cambio y equipo	316,342	403,205	476,406
Provisiones de pasivos intangibles	83,538,024	1,212,595	26,353,700
Perdida por bajas de pasivos, activos, provisiones, cambio y equipo	7,110,163	9,752,394	10,247,702
Reversión de costo de venta de devaluación de uso	13,911,451	12,535,711	8,404,364
Reversión de costo de venta de devaluación de uso	23,123,324	47,209,642	5,497,582
Exención sobre registros corporativos	5,903,779	6,437,877	7,228,251
Perdida por cancelación de activos intangibles	—	167,026	—
Cancelación de arrendamientos	—	6,703,374	—
Tasa de devaluación de conversión de 2020 mil millones	1907,394	452,963	256,118
Reversión de costo de venta de devaluación de uso	4,647,202	4,454,205	4,553,682
Reversión de costo de venta de devaluación de uso	(10,381,296)	—	—
Utilidad a cargo de gestión en adquisiciones de negocio en [operación], pérdida neta de negocios con socios y compañías asociadas [operación] (pérdida) en operación (ganancia)	1,117,189	3,086,207	1,207,531
Intereses a cargo	13,491,317	44,186,347	3,340,533
Intereses a cargo	(128,545,363)	164,571,547	132,466,243
Intereses a cargo	259,083,892	164,271,547	161,765,242
Intereses a favor	(27,227,065)	(28,005,764)	(76,740,243)
Financiamiento de actividades de operación:	664,460,311	41,496,311	1,694,025,337
Dividendos y royalties a la utilidad pagados	(431,444,980)	(205,883,545)	(772,369,521)
Intereses en las Finanzas de Depósitos	8,334,366	2,792,297	(2,748,814)
Dividendos y royalties por cobrar	(62,069,624)	(48,408,832)	(10,354,591)
Impuestos	(35,115,075)	(7,960,924)	17,009,543
Compras y gastos en efectivo por pagar	45,792,637	15,614,023	29,240,065
Provisiones	16,780,277	1,406,311	4,694,446
Reserva para créditos diarios	977,532	6,184,931	2,222,432
Reserva para bonos de los empleados	34,275,187	37,886,654	59,170,348
Compras de acciones y derechos	64,724,232	5,415,875	14,528,025
Actividades de inversión:	358,637,292	189,225,312	65,283,662
Adquisición de inmuebles:			
Adquisición de inmuebles	(30,313,487)	—	—
Adquisición de inmuebles	2,076,526	436,526	356,332
Adquisición de inmuebles	—	4,371,074	—
Procesos de adquisición de la compañía	13,426,894	(21,687,823)	(3,598,527)
Mantenimiento de instalaciones del PEMEX Ingresos diferidos	(306,332,318)	(206,581,832)	(114,977,521)
Otros activos	(35,133,611)	125,824,248	(25,641,165)
Adquisiciones de propiedades, inmuebles y maquinaria	172,954,204	(562,374,548)	(747,130,647)
Adquisición de activos intangibles	—	—	—
Activos de intercambio:			
Invenarios en el extranjero por Ventas de exportación y Mantenimiento de instalaciones de PEMEX	188,026,717	316,334,125	46,256,200
Mantenimiento de instalaciones de PEMEX	24,000,000	—	—
Documenos recibidos del Gobierno Federal	—	12,799,096	4,102,222
Invenarios recibidos por el Gobierno Federal	7,455,715	7,125,559	4,698,318
Invenarios recibidos por el Gobierno Federal	(7,362,681)	(7,822,402)	(7,979,922)
Ingresos por impuestos por adelantado	(1,274,137)	1,546,020	(2,093,252)
Ingresos por impuestos por adelantado	4,064,175,416	1,336,215,842	1,238,429,858
Ingresos por impuestos por adelantado	(4,107,559,293)	(1,797,581,586)	(1,151,052,147)
Ingresos por impuestos por adelantado	(133,928,321)	1,127,254,025	11,201,999,120
Ingresos por impuestos por adelantado	11,189,026	66,823,591	27,224,413
Ingresos por impuestos por adelantado	(5,368,024)	26,779,345	124,671,221
Ingresos por impuestos por adelantado	(3,969,927)	10,137,371	7,939,071
Ingresos por impuestos por adelantado	76,506,447	39,689,281	50,661,681
Ingresos por impuestos por adelantado	64,414,511	26,506,447	39,080,781

Flujos netos de efectivo de actividades de operación  
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes: 2022: 24,068,470  
Efectos del tipo de cambio en el valor del efectivo

Flujos netos de efectivo de actividades de inversión  
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes: 2022: 358,637,292  
Efectos del tipo de cambio en el valor del efectivo

Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento  
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes: 2022: 188,026,717  
Efectos del tipo de cambio en el valor del efectivo



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**1. HISTORIA, NATURALEZA, MARCO REGULADOR Y ACTIVIDADES DE PETRÓLEOS MEXICANOS, EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS**

Petróleos Mexicanos se creó mediante Decreto del Congreso de la Unión de fecha 7 de junio de 1938, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio del mismo año, y vigente a partir de esta última fecha. El 20 de diciembre de 2013 fue publicado, en el Diario de la Federación, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, el cual entró en vigor el día siguiente de su publicación y que incluye artículos transitorios que establecen el marco legal que debe implementarse en materia energética.

El 11 de agosto de 2014 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Petróleos Mexicanos, misma que entró en vigor el 7 de octubre de 2014, con excepción de algunas disposiciones. El 2 de diciembre de 2014, la Secretaría de Energía publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo por el que se emitió la declaración con la cual, entró en vigor el régimen especial de Petróleos Mexicanos en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades, deuda y presupuesta. El 17 de junio de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y, a partir de día siguiente a su publicación, inició la vigencia del régimen especial en materia de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras.

A partir de la entrada en vigor de la Ley de Petróleos Mexicanos, Petróleos Mexicanos se transformó de un organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado, con personalidad jurídica propia, que tiene por objeto llevar a cabo, en términos de legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos, o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización.

Las entidades subsidiarias, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística (las "Entidades Subsidiarias"), son empresas productivas del Estado, subsidiarias de Petróleos Mexicanos, con personalidad jurídica y patrimonio propio, sujetas a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos.

Las principales actividades que llevan a cabo las Entidades Subsidiarias son:

- Pemex Exploración y Producción (PEP): La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país, así como en el extranjero, así como a la perforación, terminación y reparación de pozos, así como a ejecución y administración de los servicios integrales de intervenciones a pozos;
- Pemex Transformación Industrial (PTI): Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, impurificación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural, y petroquímicos, así como la producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propano, por cuenta propia o de terceros;
- Pemex Logística (PLOG): Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a Pemex (según dicho término se define más adelante) y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

La principal diferencia entre las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias es que las Entidades Subsidiarias son empresas productivas del Estado, mientras que las Compañías Subsidiarias son empresas filiales que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas.

Las "Compañías Subsidiarias" se definen como aquellos empresas que son controladas, directa o indirectamente, por Petróleos Mexicanos. Las "Compañías asociadas" son las entidades en las que Petróleos Mexicanos no tiene control efectivo sobre las mismas, pero su influencia es significativa.

Para efectos de estos estados financieros consolidados, Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias son referidos, en su conjunto, como "PEMEX".

El domicilio de Petróleos Mexicanos y principal lugar de negocios es Avenida Marina Nacional No. 329, Colonia Verónica Arzules, Alcaldía Miguel Hida Bo, C.P. 11300, Ciudad de México.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

## 2. AUTORIZACIÓN Y BASES DE PREPARACIÓN

### Autorización -

Con fecha 21 de Abril de 2023, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas al 31 diciembre de 2022, por los siguientes funcionarios: Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General, U.E. Carlos Fernández Gómez González, Suplente por ausencia del Titular de la Dirección Corporativa de Finanzas, C.P. José María del Olmo Blanco, Subdirector de Presupuesto y Contabilidad y el C. Oscar René Orozco Pillado, Gerente de Contabilidad Central.

Estos estados financieros consolidados y sus notas se presentarán, para su aprobación, en la siguiente sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, donde se tiene previsto que dicho Organo de Gobierno apruebe los resultados del ejercicio en términos de lo dispuesto en el artículo 13 fracción VI de la Ley de Petróleos Mexicanos, el artículo 104, fracción III inciso a) de la Ley del Mercado de Valores y los artículos 33 fracción I y numeral 3 y 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las acciones de valor y a otros participantes del mercado de valores.

### Bases de preparación

#### A. Bases de contabilización

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

#### B. Bases de medición

Los estados financieros consolidados fueron preparados sobre la base del costo, ajustado con excepción de las siguientes partidas, que han sido medidas usando una base alternativa:

PARTIDA	BASE DE MEDICIÓN
<b>INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS (IFDS)</b>	Valor razonable
<b>BENEFICIOS A EMPLEADOS</b>	Valor razonable de los activos del plan mejor valor presente de la obligación. (Plan de Beneficios Definidos)

#### C. Medicio en marcha

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre a base de negocio en marcha, la que supone que PEMEX podrá continuar con sus operaciones y cumplir con sus obligaciones de pagos por un período razonable (ver Nota 22 F).

#### D. Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados de PEMEX se presentan en moneda de informe pesos mexicanos, que es igual a la moneda funcional de PEMEX, debido, principalmente a lo siguiente:

- i. El entorno económico primario en que opera PEMEX es México, siendo el peso mexicano la moneda de curso legal.
- ii. El presupuesto con el que operan Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias por ser entidades del Gobierno Federal, incluyendo al tanto de gasto de servicios personales, materiales, servicios, alquiler, energía y otros en pesos mexicanos.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa a 35% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2022 y 2021. Este provisión es calculada, denominada y liquidada en pesos mexicanos.
- iv. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos mexicanos.

Si bien la determinación de los precios de venta de diversos productos toma como principal referencia índices internacionales denominados en dólares estadounidenses, el precio de venta final de las ventas nacionales se encuentra regulado por políticas financieras y económicas determinadas por el Gobierno Federal. Asimismo, los flujos de efectivo de dichas ventas son generados y recibidos en pesos mexicanos.

De las divisas recibidas por PEMEX (ventas al extranjero, préstamos, etc.), la entidad reguladora en materia monetaria del país (Banco de México), establece que las dependencias de la Administración Pública Federal que no tengan carácter de intermediarios financieros estarán obligadas a enjuiciar sus divisas al propio Banco de México en los términos de las disposiciones que éste expida, obteniendo a cambio de éstas, pesos mexicanos, que son la moneda de curso legal en el país.

**Definición de términos -**

Para propósitos de revelación en las notas a los estados financieros consolidados, cuando se hace referencia a pesos o "P", se trata de miles de pesos mexicanos; cuando se hace referencia a dólares estadounidenses, dólares americanos o "D", se trata de miles de dólares de los Estados Unidos de América; cuando se hace referencia a yenes o "Y", se trata de miles de yenes japoneses; cuando se hace referencia a euros o "E", se trata de miles de euros; cuando se hace referencia a libras esterlinas o "L", se trata de miles de libras esterlinas, y cuando se hace referencia a francos suizos o "S", se trata de miles de francos suizos. Los tipos de cambio, productos y precios son presentados en unidades.

**E. Uso de juicios y estimaciones**

Al preparar estos estados financieros consolidados, la administración de PEMEX ha realizado juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y los supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente.

La información relativa a la aplicación de estimaciones, suposiciones y juicios críticos sobre las políticas contables que tienen un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados, se describen en las siguientes notas:

- I. Juicios y supuestos e incertidumbre en las estimaciones
  - Nota 3-A-i Bases de consolidación – Combinaciones de negocios
  - Nota 3-C Instrumentos financieros – Determinación del valor razonable y pérdidas crediticias esperadas.
  - Nota 3-E Pasivos, ductos, propiedades, planta y equipo – Vidas útiles.
  - Nota 3-F Activos intangibles; pasivos no asignados a una reserva; gastos de exploración y licencias, evaluaciones y desarrollo de petróleo y gas natural – Método de esteros exitosos.
  - Nota 3-I Deterioro en el valor de los activos no financieros – Valores razonables, estimación de flujos de efectivo y determinación de tasa de descuento.
  - Nota 3-J Arrendamientos – Opciones de cancelación anticipada o de renovación.
  - Nota 3-L Provisiones – Pasivos ambientales y retiro de activos.
  - Nota 3-K Beneficios a empleados – Hipótesis actuariales.
  - Nota 3-L Impuestos a la utilidad, derechos y regalías – Evaluación de la recuperación del activo por impuesto diferido.
  - Nota 3-M Contingencias – Evaluación de la probabilidad de una contingencia.
  - Nota 3-P – Ingresos de contratos con cliente.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

**II. Determinación del valor razonable**

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables de activos y pasivos financieros como de los no financieros.

PEMEX cuenta con un marco de control establecido en relación con la medición de los valores razonables. Esto incluye un equipo de valuación que tiene la responsabilidad general por la supervisión de todas las mediciones significativas del valor razonable, incluyendo los valores razonables de Nivel 3.

El equipo de valuación revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valuación. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de corretajes o servicios de fijación de precios, para medir los valores razonables, este equipo evalúa la evidencia obtenida de los terceros para respaldar la conclusión de que esas valuaciones satisfacen los requisitos de las NIF, incluyendo el nivel dentro de la jerarquía del valor razonable dentro del que describen clasificarse esas valuaciones.

Cuando se mide el valor razonable de un activo o pasivo, PEMEX utiliza datos de mercado observables siempre que sea posible. Los valores razonables se clasifican en niveles distintos dentro de una jerarquía del valor razonable que se basa en los datos de entrada usados en la técnica de valuación, como sigue:

- Nivel 1: precios cotizados (negotiosados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos de entrada diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa (es decir, precios) o indirectamente (es decir, pronósticos de los precios).
- Nivel 3: datos o inputs para medir el activo o pasivo que no se basan en datos de mercado observables (datos de entrada no observables).

Si los datos de entrada usados para medir el valor razonable de un activo o pasivo se clasifican en niveles distintos de la jerarquía de valor razonable, entonces la medición del valor razonable se clasifica en su totalidad en el mismo nivel de la jerarquía del valor razonable que la variable de más baja observabilidad que sea significativa para la medición total.

PEMEX reconoce las transferencias entre los niveles de la jerarquía del valor razonable al final del periodo sobre el que se informa durante el cual ocurrió el cambio.

**3. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS**

Las políticas contables que se muestran a continuación se han aplicado uniformemente en la preparación de los estados financieros consolidados que se presentan, y han sido aplicadas consistentemente por PEMEX.

A continuación, se describen las políticas contables significativas:

**A. Bases de consolidación**

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de Petróleos Mexicanos y los de sus subsidiarias en las que ejerce control.

**i. Combinaciones de negocios**

PEMEX contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de negocio y el control se transfiere a PEMEX. Para determinar si un conjunto particular de actividades y activos es un negocio, PEMEX evalúa si el conjunto de activos y actividades adquiridos incluye, como mínimo, un ingreso y un proceso sustantivo y si el conjunto adquirido tiene la capacidad de crear un producto.

PEMEX tiene la opción de elegir una "jerarquía de control-acción" que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración operacional se cumple si sustanciarmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.





**Países Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La contraprestación transferida en la adquisición generalmente se mide a valor razonable a igual que los activos netos identificables adquiridos. Cualquier plusvalía resultante es sometida a pruebas anuales de deterioro. Cualquier garantía a prorrogo de ganancia se reconoce de inmediato en resultados. Los costos de transacción se registran como gastos cuando se incurren, excepto si se relacionan con la emisión de títulos de deuda o instrumentos de patrimonio.

Cualquier contraprestación contingente se mide a valor razonable en la fecha de adquisición. Si una obligación para pagar la contraprestación contingente que cumple con la definición de instrumento financiero está clasificada como patrimonio o no deberá medirse nuevamente y su liquidación posterior deberá contabilizarse dentro del patrimonio. De no ser así, la otra contraprestación contingente se mide nuevamente al valor razonable en cada fecha de presentación y los cambios posteriores en el valor razonable de la contraprestación contingente se reconocen en resultados.

ii. Subsidiarias

Las subsidiarias son entidades controladas por PEMEX. PEMEX controla una entidad cuando esta expuesta, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la entidad y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre ella. Los entes financieros de subsidiarias son incluidos en los estados financieros consolidados desde la fecha en que comienza el control hasta la fecha en que el control cesa.

La información de las subsidiarias se presenta en la Nota 5.

iii. Participaciones no controladas

Las participaciones no controladas se miden inicialmente por la participación proporcional de los activos netos identificables de la entidad a la fecha de adquisición. Los cambios en la participación de PEMEX en una subsidiaria que no resultan en una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio.

iv. Pérdida de control

Cuando PEMEX pierde control sobre una subsidiaria, da de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria. Cualquier participación no controlada seleccionada y otros componentes de patrimonio.

Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si PEMEX retiene alguna participación en la ex subsidiaria, esta se mide a su valor razonable a la fecha en la que se pierde el control.

v. Inversiones contabilizadas bajo el método de participación

Las participaciones de PEMEX en las inversiones contabilizadas bajo el método de participación incluyen las participaciones en asociadas y en negocios conjuntos.

Una asociada es una entidad sobre la que PEMEX tiene una influencia significativa pero no control o control conjunto, de sus políticas financieras y de operación. Un negocio conjunto es un acuerdo en el que PEMEX tiene control conjunto, mediante el cual PEMEX tiene derecho a los activos netos del acuerdo y no derechos sobre sus activos y obligaciones por sus pasivos (operación conjunta).

Las participaciones en asociadas y en el negocio conjunto se contabilizan usando el método de participación. Inicialmente se reconoce el costo, que incluye los costos de transacción. Después de reconocimiento inicial, los estados financieros consolidados incluyen la participación de PEMEX en los resultados y el resultado integro de las inversiones contabilizadas bajo el método de la participación, hasta la fecha en que la influencia significativa o el control conjunto cesan. En caso de pérdida de influencia significativa sobre la asociada o control conjunto sobre el negocio conjunto, PEMEX mide y reconoce cualquier inversión retenida a su valor razonable. Cualquier diferencia entre el valor en libros de la asociada o negocio conjunto en caso de pérdida de influencia significativa o control conjunto y el valor razonable de la inversión retenida y el producto de la disposición se reconoce en resultados.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

Cuando el valor de la participación de PEMEX en las pérdidas excede el valor de la inversión en una asociada o negocio conjunto, el valor en libras de la inversión y, inclusive cualquier inversión a largo plazo, se reduce a cero y resta el reconocimiento de pérdidas adicionales, excepto en los casos en que PEMEX sea responsable solidario de las obligaciones incurridas por dichas asociadas y negocios conjuntos.

La información de inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras se presenta en la Nota 12.

vi. **Transacciones eliminadas en la consolidación**

Los saldos y transacciones intercompañía y cualquier ingreso o gasto no realizado que suria de transacciones inter-compañía grupadas, sus eliminados, las ganancias no realizadas provenientes de transacciones con sociedades cuya inversión se reconozca según el método de la participación son eliminados de la inversión en proporción de la participación de PEMEX en la inversión. Las pérdidas no realizadas son eliminadas de la misma forma que las ganancias no realizadas, pero solo en la medida que no haya evidencia de deterioro.

B. **Moneda extranjera**

i. **Transacciones en moneda extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de las entidades de PEMEX en las fechas de las transacciones.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio en la fecha de presentación. Los activos y pasivos no monetarios o se miden al valor razonable en una moneda extranjera se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio cuando se determinó el valor razonable. Las partidas no monetarias que se miden en función del costo histórico en una moneda extranjera se convierten al tipo de cambio en la fecha de la transacción. Las diferencias de moneda extranjera generalmente se reconocen en los estados consolidados de resultados integrales y se presentan dentro de rendimiento (pérdidas) en cambios.

ii. **Operadores en el extranjero**

Los estados financieros de las subsidiarias y asociadas extranjeras se convierten a la moneda de reporte, identificando inicialmente a la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes, en cuyo caso, se lleva a cabo la conversión de la moneda de registro a la moneda funcional y posteriormente a la de reporte, utilizando para esto el tipo de cambio de cierre de período para las cuentas de activos y pasivos; al tipo de cambio histórico para las cuentas de patrimonio, y al tipo de cambio de la fecha de la transacción para las cuentas de resultados.

Las diferencias en conversión de moneda extranjera se reconocen en otros resultados integrales y se presentan en el efecto por conversión, excepto cuando la diferencia de conversión se distribuye a la participador no controladora

Cuando una operación en el extranjero se dispone total o en parcialidad de tal manera que se pierde el control, influencia significativa o control conjunto, a cantidad acumulada en la reserva de conversión relacionada con esa operación en el extranjero se redistribuye al estado consolidado de resultados integrales como parte de la ganancia o pérdida por disposición. Si PEMEX dispone parcialmente de su participación en una subsidiaria, pero retiene el control, entonces la proporción correspondiente al monto acumulado se asigna a la participador no controladora. Cuando PEMEX dispone parcialmente de una asociada o negocio conjunto, pero conserva influencia significativa o control conjunto, la proporción correspondiente al monto acumulado se recalcula resultados.

C. **Instrumentos financieros**

i. **Reconocimiento y medición inicial**

Los activos y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando esos activos se adquieren o se adquieren, o cuando estos pasivos se emiten o asumen, en los contractualmente.



## Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los activos y los pasivos financieros (a menos que sea una cuenta por cobrar o por pagar sin un compromiso de finiquitamiento significativo) se miden y reconocen inicialmente a su valor razonable. Las partidas no medidas a valor razonable con cambios en resultados incluirán los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición o emisión, cuando en lo subsecuente se midan a su costo amortizado. Una cuenta por cobrar sin un compromiso de financiamiento significativo se mide inicialmente al precio de la transacción. Si PEMEX determina que el valor razonable en el momento del reconocimiento inicial difiere del precio de la transacción, PEMEX reconoce la diferencia entre el valor razonable en el momento de reconocimiento inicial y el precio de transacción en el estado consolidado de resultados integrales.

## i. Clasificación y medición posterior

## Activos financieros -

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a: costo amortizado; a valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI); inversión en deuda; a VRCORI - inversión en patrimonio; o a valor razonable con cambios en resultados (VRCR).

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si PEMEX cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados en el primer día del primer período sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio.

**ACTIVO  
FINANCIERO A****MEDICIÓN****COSTO  
AMORTIZADO**

Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCOR:

- el activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener flujos de efectivo contractuales, y
- las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente (sólo Pago de Principal e Intereses, o SPPi por sus siglas).

Una inversión en deuda deberá medirse al VRCORI si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR.

**INVERSIÓN EN  
DEUDA**

- el activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto obteniendo los flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y
- las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente (SPPi)

En el reconocimiento inicial de una inversión de pago fijo que no es mantenida para negociación, PEMEX puede realizar una elección irrevocable en el momento del reconocimiento inicial de presentar los cambios posteriores en el valor razonable en otro resultado integral. Esta elección se hace individualmente para cada inversión.

**INVERSIÓN DE  
PATRIMONIO**

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o al VRCORI como se describe anteriormente, son medidos al valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los activos financieros derivados (ver Nota 18). En el reconocimiento inicial, PEMEX puede designar irrevocablemente un activo financiero que de alguna otra manera cumple con el requerimiento de estar medido a costo amortizado o a VRCOR como al VRCR si haciéndolo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento que surgiría en otro caso.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Múltiples y los entornos financieros consolidados

[Cifras excesadas en miles de pesos]

**Activos Financieros: Evaluación del modelo de negocio –**

PEMEX realiza una evaluación del objetivo del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero a nivel de portafolio, ya que esto es el que mejor refleja la manera en que se administra el negocio y se entrega la información a la Administración. La información considerada incluye:

- las políticas y los objetivos señalados para el portafolio y la operación de esas políticas en la práctica. Estas incluyen si a estrategia de la Administración se enfocó en cobrar ingresos por intereses contractuales, mantener un perfil de tasa de interés constante o cómo variar la duración de los activos financieros con la de los pasivos que dichos activos están financiando o las salidas de efectivo esperadas, u realizar flujos de efectivo mediante la venta de los activos;
- cómo se evalúa el rendimiento del portafolio y cómo este se informa a la Administración de PEMEX;
- los riesgos que afectan al rendimiento del modelo de negocio y los activos financieros mantenidos en el modelo de negocio, y, en concreto, la forma en que se gestionan dichos riesgos;
- cómo se atribuye a los sectores de negocio (por ejemplo, si la compensación se basa en el valor razonable de los activos gestionados o sobre los flujos de efectivo contractuales obtenidos); y
- la frecuencia, el volumen y la oportunidad de las ventas en períodos anteriores, los ratios de esas ventas y las expectativas sobre la actividad de ventas futuras.

Las transferencias de activos financieros a terceros en transacciones que no califican para la baja en cuentas no se consideran ventas para este propósito, de forma consistente con el reconocimiento continuo de los activos por parte de PEMEX.

Los activos financieros que son mantenidos para negociar y cuyo rendimiento se evalúa sobre una base de valor razonable son medidos al valor razonable con cambios en resultados.

**Activos Financieros: Evaluación de si los flujos de efectivo contractuales son solo pagos de principal e intereses (SPPI)**

Para propósitos de esta evaluación, el monto del “principal” se define como el valor razonable del activo financiero en el momento del reconocimiento inicial. El “interés” se define como la contraprestación por el valor temporal del dinero en el tiempo y por el riesgo crediticio asociado con el importe principal pendiente, durante un período de tiempo concreto y por otros riesgos y costos básicos de los prestamos (por ejemplo, el riesgo de liquidez y los costos administrativos), así como un margen de utilidad.

Al evaluar si los flujos de efectivo contractuales son SPPI, PEMEX considera los términos contractuales del instrumento. Esto incluye evaluar si un activo financiero contiene una rambición contractual que pudiera cambiar la oportunidad o importe de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpla este condición.

Al hacer esta evaluación, PEMEX toma en cuenta:

- eventos contingentes que cambian el importe o la oportunidad de los flujos de efectivo;
- términos que podrían ajustar la tasa del cupón, incluyendo las características de tasa variable;
- características de pago anticipado y prórroga, y
- términos que limitan el derecho de PEMEX a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características de “recursos”).

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de únicamente pago del principal e intereses si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes no pagados del principal e intereses sobre el importe principal, que puede incluir compensaciones adicionales razonables para el término anticipado del contrato.

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Adicionalmente, en el caso de un activo financiero adquirido con un descuento o prima significativo de su importe nominal contractual, una característica que permite o requiere el pago anticipado de un importe que representa sustancialmente el importe nominal contractual más los intereses contractuales devengados (pero no pagados) (que también pueden incluir un componente adicional razonable por término anticipado) se trata como opusiente con este criterio si el valor razonable de la característica de pago anticipado es insignificante en el reconocimienta inicial.

**Activos financieros: Medición posterior y ganancias y pérdidas -**

**Activos financieros:** Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en resultados.

**Activos financieros al VRCA:** Estos activos se miden posteriormente al costo amortizado usando el método del interés efectivo. El costo amortizado se reduce por las pérdidas por deterioro. El ingreso por intereses, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el cetero se reconocen en resultados. Cua quier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.

**Inversiones de deuda a VRCA:** Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. El ingreso por intereses calculado bajo el método de interés efectivo, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en otro resultado integral. En el momento de la baja en cuentas, as ganancias y pérdidas acumuladas en otro resultado integral se re clasifican en resultados.

**Inversiones de patrimonio a VRCA:** Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Los dividendos se reconocen como ingresos en resultados a menos que el dividendo claramente represente una recuperación de parte del costo de la inversión. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en otro resultado integral y nunca se re clasifican en resultados.

**Pasivos financieros: Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas -**

En e caso de los pasivos financieros, estos se remiden inicialmente a su valor razonable, y posteriormente se miden a su costo amortizado. Los pasivos financieros provenientes de la contratación o emisión de instrumentos financieros de deuda se miden inicialmente al valor de la obligación que representan (a su valor razonable) y se reconocen subsecuentemente bajo el método de costo amortizado devengado a través de la tasa de interés efectiva, donde os gastos, primas y descuentos relacionados con la emisión, se amortizan a través de la tasa de interés efectiva. El ingreso por intereses y los ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en a baja en cuentas se reconoce en resultados.

ii. Baja en cuentas

**Activos financieros**

PEMEX da de baja en cuentas un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo de activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo financiero, o en la cual PEMEX no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad y no retiene el control sobre los activos financieros.

Cuando PEMEX participa en transacciones en las que transfiere los activos reconocidos en su estado de situación financiera, pero retiene todos o sustancialmente todos los riesgos y ventajas de los activos financieros transferidos, en estos casos, los activos financieros transferidos no son dados de baja.

**Pasivos financieros**

PEMEX da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. PEMEX también ca de baja un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo modificado son sustancialmente distintos. En este caso, se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las nuevas condiciones al valor razonable.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero, la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinguido y la contraprestación pagada (incluyendo los activos distintos de efectivo transferidos o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

**Reforma de la tasa de interés de referencia**

Cuando la base para determinar los flujos de efectivo contractuales de un activo financiero o pasivo financiero efectivo al costo amortizado cambió como resultado de la reforma de la tasa de interés de referencia, PEMEX actualizó la tasa de interés efectiva del activo financiero o pasivo financiero para reflejar el cambio que se requiere por la reforma. La reforma de la tasa de interés de referencia requiere un cambio en la base para determinar los flujos de efectivo contractuales si se cumplen las siguientes condiciones:

- el cambio es necesario para conseguir que o recta de a reforma; y
- la nueva base para determinar los flujos de efectivo contractuales es económicamente equivalente a la base anterior, es decir, la base inmediata antes de cambio.

Cuando se realizaron cambios en un activo o pasivo financiero además de cambios en la base para determinar los flujos de efectivo contractuales requeridos por la reforma de la tasa de interés de referencia, PEMEX primero actualizó la tasa de interés efectiva del activo financiero o pasivo financiero para reflejar el cambio que se requiere por la reforma de la tasa de interés de referencia. Posteriormente, PEMEX aplicó las políticas sobre la contabilización de modificaciones a los cambios adicionales.

**iv. Compensación**

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presente en el estado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando PEMEX tenga, en el momento actual, el derecho exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

**v. Instrumentos financieros derivados y contra lidos de coberturas**

PEMEX mantiene instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera, tanto de interés y precio de commodities relacionados e sus productos, los derivados implícitos son separados de contrato principal y reportados de forma separada si el contrato principal no es un activo financiero y se cumplen ciertos criterios.

Dichos contratos no se contabilizan como coberturas designadas formalmente. Los LTD se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como un pasivo financiero cuando el valor razonable es negativo.

**vi. Divergencia**

**Instrumentos financieros y activos del contrato –**

PEMEX reconoce estimaciones de pérdidas crediticias esperadas ("PCE") por:

- los activos financieros medidos al costo amortizado;
- las inversiones en instrumentos de deuda medidas al va or razonable con cambios en otro resultado integral; y
- los activos de contratos PEMEX, mide las estimaciones de pérdidas por un importe igual a las PCE durante el tiempo de vida del activo, excepto por lo siguiente, que se mide como el importe de las PCE de doce meses:
  - instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo o una fecha de prórroga; y
  - otros instrumentos de deuda y saldos sancionados para los que el riesgo crediticio, es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante a vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

PEMEX considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando se probable que e demandar no cumpla con sus obligaciones contractuales por completo a PEMEX, sin un recurso por parte de PEMEX tal como acciones para a ejecución de la garantía (si existe alguna).



Notas a los Estados Financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

PEMEX considera que un instrumento financiero tiene un riesgo crediticio bajo cuando su calificación de riesgo crediticio es equivalente a la definición globalmente entendida de "grado de inversión". La clasificación de grado de inversión se da a partir de calificaciones crediticias mínimas de Ba3 (Moody's) y BBB (S&P y Fitch), así como su equivalente en otras agencias calificadoras.

Las PCE durante el tiempo de vida, son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero, sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras.

Las PCE de doce meses son la parte de las PCE durante el tiempo de vida de activo que proceden de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de los estados financieros consolidados (o un período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses). El período máximo considerado al estimar las PCE es el período contractual máximo durante el que PEMEX está expuesto al riesgo de crédito.

#### Medición de las PCE –

Las pérdidas crediticias esperadas son el promedio ponderado por la probabilidad de las pérdidas crediticias y se miden como el valor presente de las insuficiencias de efectivo (es decir, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a PEMEX de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que espera recibir).

Las PCE son descontadas usando la tasa de interés efectiva del activo financiero.

#### Activos financieros con deterioro crediticio –

A la fecha de los estados financieros, PEMEX evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado y los instrumentos de deuda al VRCCM tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene "deterioro crediticio" cuando ha ocurrido uno o más sucesos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

La evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio incluye los siguientes datos observables:

- dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;
- una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 90 días;
- la reestructuración de un préstamo o adelantos por parte de PEMEX en términos que este no consideraría de otra manera;
- es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- la desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

#### Presentación de la estimación para PCE en el estado de situación financiera –

Las estimaciones de pérdida para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del importe en libros bruto de los activos.

#### Cancelación –

El importe en libros bruto de un activo financiero se cancela cuando PEMEX no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción de este. En el caso de los clientes individuales, la política de PEMEX es cancelar el importe en libros bruto cuando el activo financiero cuenta con el dictamen de inocuidad establecido en las Políticas Generales y Procedimientos para Cancelar Aduidos. En el caso de los clientes institucionales PEMEX hace una evaluación individual de la oportunidad y el alcance del castigo con base en si existe o no una expectativa razonable de recuperación. No obstante, los activos financieros que son cancelados podrían estar sujetos a acciones legales a fin de cumplir con los procedimientos de PEMEX para la recuperación de los importes adeudados.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**D. Inventarios y costo de la venta**

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos del costo de producción o adquisición, así como otros costos necesarios para darles su condición de inventario. El costo de los inventarios se asigna utilizando el método de costos promedio. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal de negocio, menos los costos de terminación y gastos por gastos de venta. Se ha estimado que considerará entre otras cosas distribuciones y valor de los inventarios por obsolescencia.

El costo de ventas incluye el costo de producción o adquisición de los inventarios al momento de la venta, incrementado, en su caso, por las reducciones en el valor neto de realización de los inventarios durante el periodo.

Los anticipos otorgados para la adquisición de inventarios son presentados como parte del rubro de inventarios, cuando los riesgos y los beneficios de la propiedad de los inventarios han sido transferidos a PEMEX.

**E. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo**

**1. Reconocimiento y medición**

Los elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se registran al costo, que incluye los costos por presentar los capitalizados, menos depreciación acumulada y pérdidas por devaluación.

El costo inicial de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo comprende el precio de compra o costo de construcción, cualquier costo directamente relacionado con la puesta en operación de un activo, y en su caso, la estimación inicial de la obligación de tapamiento y abandono de pozos.

El costo por financiamiento de proyectos que requieren grandes inversiones, y el incurrido por financiamientos, neto de los rendimientos obtenidos por la inversión temporal de tales recursos, se reconocen como parte de los pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, cuando este es atribuible directamente a la construcción o adquisición de un activo calificable. La capitalización de estos costos es suspendida durante los periodos en los que se interrumpe el desarrollo de las actividades de construcción, y la capitalización finaliza cuando se han concluido, sustancialmente, las actividades necesarias para la liberación de dicho activo calificable. Todos los demás costos por financiamiento se reconocen en el estado consolidado del resultado integral en el periodo en el que se incurren.

El costo de activos construidos por cuenta propia incluye el costo de materiales y mano de obra directa, intereses por financiamiento, así como cualquier otro costo directo atribuible para la puesta en operación, en algunos casos, cuando aplique, también incluye el costo de tapamiento y abandono a su valor presente.

Los desembolsos relacionados con la construcción de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo durante la etapa previa a su puesta en servicio se presentan al costo ya sea como cifras en construcción o activos intangibles, de acuerdo con sus características. Una vez que los activos están listos para uso, se transfieren al componente respectivo de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y se comienzan a depreciar o amortizar.

Si partes significativas de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo tienen una vida útil útil, se contabilizan como elementos separados (componentes significativos) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Cualquier garantía o pérdida procedente de la depreciación de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se reconoce en resultados.

Los anticipos otorgados para la adquisición de ductos, propiedades, planta y equipo son presentados como parte de este rubro, cuando los riesgos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos a PEMEX.

**11. Desembolsos posteriores**

Los costos de mantenimiento mayor así como los de reparación de partes significativas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, se capitalizan en los casos en que es posible que los beneficios económicos futuros incorporados fluyan a PEMEX y su costo pueda ser medido de forma fiable. Los desembolsos por mantenimiento, reparaciones y renovaciones recurrentes efectuadas para mantener las instalaciones en estado operativo normal se cargan a los resultados del periodo.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Nota 4. Los estados financieros consolidados**

[Cifras expresadas en miles de pesos]

**ii. Depreciación**

La depreciación y amortización de los costos capitalizados en pozos se determinan en función de la vida comercial estimada de campo al que pertenecen, considerando la relación existente entre la producción de barriles de petróleo crudo equivalente del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo, determinadas al inicio del año, con actualizaciones trimestrales por las nuevas inversiones de desarrollo.

Los demás elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se deprecian durante su vida útil estimada, utilizando el método de línea recta, a partir de que los activos se encuentran disponibles para su uso, o en el caso de obras en construcción, desde la fecha en que el activo está terminado y listo para su operación.

Las vidas útiles estimadas de elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo para el periodo actual y comparativo se muestran en la Nota 15. La vida útil de un componente se revisa y se reconoce de forma prospectiva si las expectativas difieren de las estimaciones previas.

**F. Activos intangibles, pozos no asignados a una reserva, gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural**

**i. Activos intangibles**

Los activos intangibles adquiridos por separado se miden en el momento de reconocimiento inicial a su costo de adquisición. Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles se valoran a su costo de adquisición menos: (i) la amortización acumulada bajo el método de línea recta durante su vida útil estimada y (ii) las pérdidas por deterioro acumuladas.

Los desembolsos posteriores se capitalizan solo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico con el que se relacionan. Todas las demás gastos se reconocen en resultados a medida que se incurren.

La amortización se calcula para cancelar el costo de los activos intangibles menos sus valores residuales estimados utilizando el método de línea recta durante sus vidas útiles estimadas y generalmente se reconoce en resultados.

Las licencias de software se amortizan con base en su periodo contractual o a la vida remanente del activo al cual se encuentran asociados, el menor.

Las vidas útiles estimadas de elementos de activos intangibles para el periodo actual y comparativo se muestran en la Nota 14.

Las vidas útiles y los valores residuales se revisan a cada fecha de presentación y se ajustan si es necesario.

**ii. Pozos no asignados a una reserva, gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural.**

**a. Pozos no asignados a una reserva**

Los pozos no asignados a una reserva incluyen principalmente, costos de perforación, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural y derechos de ya.

**b. Gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural.**

Los gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural se contabilizan utilizando los principios del método contable de los ejercicios exitosos, como se describe a continuación:



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Método de Esfuerzos Exhaustos –**

PEMEX aplicó la NIIF 6 – Exploración y Evaluación de Recursos Minerales, que permite que una entidad desarrolle una política contable para activos para la exploración y evaluación. Por lo cual PEMEX, utiliza el método de esfuerzos exhaustos que requiere una relación de causa y efecto entre los costos incurridos y el reconocimiento de reservas específicas. Generalmente, si se incurre en un costo sin un beneficio futuro identificable, se carga a gastos.

Antes de estar en posibilidades de determinar el tratamiento contable de un costo, hay que clasificarlo como un costo de adquisición de propiedad, de exploración, de desarrollo o de producción.

**Gastos de exploración y evaluación –**

Los costos de exploración geológica y geofísica incluyen estudios litológicos, estudios geológicos, derechos de acceso a propiedades, permisos, licencias y gastos de geólogos y geofísicos, se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos.

Los costos asociados directamente con un pozo de exploración, diferentes a los costos mencionados en el párrafo anterior, se capitalizan inicialmente como un activo intangible (pozo) o su grado de una reserva) hasta que se complete la perforación del pozo y se evalúen los resultados. Estos costos incluyen la remuneración de los empleados, los materiales y el combustible utilizado, los costos de la plataforma y los pagos realizados a los contratistas.

Si no se encuentran cantidades potencialmente comerciales de hidrocarburos, los costos de los pozos de exploración se cancelan. Si se encuentran hidrocarburos y, sujeto a una actividad de evaluación adicional, es probable que sean capaces de desarrollo comercial, los costos continúan siendo llevados como un activo. Si se determina que el desarrollo no se producirá, los costos se cancelan.

Los costos asociados directamente con la actividad de evaluación realizada para determinar el tamaño, las características y el potencial comercial de una reserva después del descubrimiento inicial de hidrocarburos, incluidos los costos de los pozos de evaluación (como un equivalente hidrocarburo), se capitalizan inicialmente como un activo intangible (pozo) no asignados a una reserva). Cuando se determinan las reservas probadas de petróleo y gas natural y el desarrollo es aprobado por la gerencia, los gastos relevantes se transfieren pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Los pozos de explotación con antigüedad mayor a 12 meses son reconocidos como gasto, salvo cuando: (a)() se enumeren en un área que requiera de inversiones de capital mayores antes de que la producción pueda iniciar; (b)() se hayan descubierto cantidades de reservas que resulten comercialmente productivas, y (c)() estén sujetos a futuras actividades de exploración o valuación, bien sea porque se está llevando a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o ésta planeado hacerse en el futuro cercano; (d)() las reservas probadas son viables dentro de los 12 meses siguientes a la terminación de la perforación exploratoria.

**Gastos de desarrollo –**

Los gastos en la construcción, instalación y finalización de las instalaciones de infraestructura, como plataformas, tuberías y la perforación de pozos de desarrollo, incluidos los pozos de servicio y de desarrollo natural, se capitalizan dentro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y se deprecian o amortizan a inicio de la producción como se describe en la política contable para pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

**Exploración –**

La exploración comprende toda las gastos relativos a la búsqueda de reservas de petróleo y/o gas, incluyendo la investigación y los costos aplicables del equipo e instalaciones de apoyo, y los costos de perforación de pozos exploratorios y de pozos estratégicos exploratorios. Algunos costos de exploración deben cargarse directamente a gastos cuando ocurren, como son los costos de mantenimiento de propiedades, ser explorador, debido a que tales costos no incrementan las posibilidades de ciertos terrenos contengan reservas probadas, así como los costos de estudios geológicos, topográficos y geofísicos, incluyendo salarios y otros gastos relacionados, porque no representan la adquisición de un activo identificable, estos estudios representan gastos de investigación.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Todos los costos por perforar pozos exploratorios se capitalizan y se clasifican como pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, no asociados a una reserva, hasta que se determine si un pozo tiene o no reservas probadas. Una vez terminados los pozos exploratorios, se determina el tratamiento futuro de estos costos.

**Desarrollo –**

Los costos de desarrollo se asocian a reservas probadas previamente descubiertas, con beneficios futuros previamente conocidos. Por tanto, todos los costos en que se incurra en actividades de desarrollo deberán ser capitalizados.

El desarrollo incluye todos los costos incurridos al crearse un sistema de puercas productivas, equipos relacionados o instalaciones en reservas probadas para que pueda extraerse (producirse) el petróleo y/o gas. Los costos de desarrollo se relacionan con reservas probadas específicas el costo de construcción de caminos para ganar acceso a reservas probadas es un costo de desarrollo, como lo es el costo de proveer instalaciones para la extracción, tratamiento, recolección y almacenamiento de petróleo y/o gas. Los costos de desarrollo también incluyen la depreciación y los costos de operación de los equipos e instalaciones usadas en actividades de desarrollo. Asimismo, deberán capitalizarse los pozos de desarrollo no productivos, ya que se considerará como un costo de crear el sistema total de producción para las reservas probadas.

**Producción –**

La producción incluye los costos incurridos para elevar el petróleo y/o gas hasta la superficie, su recolección, tratamiento, procesamiento y almacenamiento de campo.

La función de producción termina en el tanque de almacenamiento del campo de producción o, en circunstancias excepcionales en el primer punto de entrega del petróleo y/o gas a la conducción principal, refinería, terminal marítima o transporte común.

**G. Reserva de hidrocarburos**

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos en México son propiedad de la Nación. Con base en lo mencionado y de acuerdo con la normatividad aplicable a la fecha de estos estados financieros consolidados, las reservas de petróleo y otros hidrocarburos asignados a PEMEX por el Gobierno Federal no se registran contablemente debido a que no son de su propiedad. PEMEX estima las reservas con base en las definiciones, métodos y procedimientos establecidos por la Regla 4.10(a) de la Regulación S-X de la U.S. Securities and Exchange Commission, ("SEC"); la "Regla 4.10(a)" y en los casos necesarios en las "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the Society of Petroleum Engineers" (las Normas para la estimación y auditoría de Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros) vigentes a la fecha, que sean los aceptados por la industria petrolera internacional.

La estimación de las reservas depende de los datos y puede variar de un analista a otro; en adición, los resultados de perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de la estimación son utilizadas para futuras revisiones de la estimación de reservas.

Aun y cuando las reservas de petróleo y otros hidrocarburos no son propiedad de PEMEX, estos procedimientos sirven para registrar la depreciación y amortización, así como otras cuentas que se afectan con base a estas reservas.

**H. Deterioro en el valor de los activos no financieros**

PEMEX evalúa en cada fecha de presentación de información financiera si existen indicios de deterioro de los activos no financieros, excluyendo los inventarios y el impuesto diferido. Si existen indicios, se estima el importe recuperable del activo. Cuando el valor en libros de un activo o su unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable,

PEMEX registra una pérdida por deterioro en el estado consolidado del resultado integral.

Una unidad generadora de efectivo es el grupo de activos identificable más pequeño que genera flujos de efectivo en forma sustancialmente independiente de otros activos o grupos de activos.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo (UGÉ) es el mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos los costos de disposición. Para determinar el valor en uso, se descuentan a su valor presente, los flujos de efectivo futuros netos que se espera sean generados por los activos y su valor es disposición al final de su vida útil, usando una tasa de descuento errta de impuesto que refleja las condiciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que puede tener el activo. El valor razonable se mide utilizando flujos de efectivo descontados con los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o UGÉ, suponiendo que los participantes del mercado actuarían en su mejor interés económico.

En el caso de los activos o unidades generadoras de efectivo dedicadas a la evaluación y explotación de reservas se utiliza el valor en uso, el cual considera los reservas probadas y reservas probables en algunos casos, considerando un factor de riesgo asociado a las mismas.

Las pérdidas por deterioro y su reversión se reconocen en los resultados del año, en los renglones de gastos y gastos en que se reconocen su depreciación o amortización. En ningún caso se permite presentar las pérdidas por deterioro como parte de los costos y gastos que han sido capitalizados en el valor de algún activo. Las pérdidas por deterioro asociadas a los inventarios se registran como parte del costo de ventas. Las pérdidas por deterioro de inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones permanentes se reconocen en el libro denominado participación en los resultados de compañías asociadas.

Las pérdidas por deterioro podrán ser revertidas únicamente si la reversión está relacionada con un cambio en las estimaciones, utilización después que la pérdida por deterioro fue reconocida, estas reversiones no excederán el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que habría sido determinado si el deterioro nunca se hubiese reconocido. Dependiendo de su importancia relativa, las pérdidas por deterioro o su reversión se presentarán por separado en el estado consolidado del resultado integral.

#### 1. Arrendamientos

Al inicio de un contrato, PEMEX evalúa si un contrato es, e contiene, un arrendamiento. Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si: el contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

##### 1. Contrato arrendatario –

Al comenzar o en la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, PEMEX asigna la contra prestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios independientes relativos. Sin embargo, PEMEX ha elegido para algunos arrendamientos no separar los componentes que no son de arrendamiento y contabilizar los componentes de arrendamiento y los que no son de arrendamiento como un solo componente de arrendamiento.

PEMEX reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento. El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que comprende el monto inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado en o antes de la fecha de inicio, más los costos directos iniciales incurridos y otra estimación de los costos para desmantelar y retirar el activo subyacente o para restaurar el activo subyacente o el sitio en el que se encuentra, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

El activo por derecho de uso se deprecia posteriormente utilizando el método de línea recta u horas de uso considerando el que sea menor desde la fecha de inicio hasta el final del plazo del arrendamiento, a menos que el arrendamiento transfiera la propiedad del activo subyacente a PEMEX al final del plazo del arrendamiento o el costo del activo por derecho de uso sea menor que el precio de compra. En ese caso, el activo por derecho de uso se depreciará a lo largo de la vida útil del activo subyacente, que se determina sobre la misma base que los de depreciación y equipo. Además, el activo por derecho de uso se reduce por pérdidas por deterioro, si corresponde, y se ajusta para cargas nuevas adicionales del pasivo por arrendamiento. Las vidas útiles del activo por derecho de uso se muestran en la nota 17.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos de arrendamiento que no se han pagado en la fecha de inicio, descontados, utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento o, si esa tasa no se puede determinar fácilmente, la tasa incremental de endeudamiento de PEMEX. En general, PEMEX utiliza su tasa de interés incremental como tasa de descuento.

PEMEX determina su tasa de endeudamiento incremental obteniendo tasas de interés de varias fuentes de financiamiento externo y realiza ciertos ajustes para reflejar los términos del arrendamiento y el tipo de activo arrendado.

Los pagos de arrendamiento incluidos en la determinación del pasivo de arrendamiento comprenden lo siguiente:

- pagos fijos, incluyendo los pagos fijos en especie;
- + pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos utilizando el índice o la tasa en la fecha de inicio;
- importes que se espera pagar como garantía del valor residual, y
- + el precio de la una opción de compra que PEMEX está razonablemente seguro de ejercer, los pagos de arrendamiento por un período de renovación opcional si PEMEX está razonablemente seguro de ejercer la opción de extensión y las primas por la terminación anticipada de un arrendamiento a menos que PEMEX esté razonablemente seguro de no rescindir anticipadamente.

El pasivo por arrendamiento se mide y costo como-tizado utilizando el método de interés efectivo. Se vuelve a medir cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento futuros que surgen por un cambio en un índice o tasa, si hay un cambio en la estimación del monto que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, si PEMEX cambia su evaluación de ejercer una opción de compra, extensión o terminación, o si hay un pago de arrendamiento fijo revisado en sustancia.

Cuando el pasivo por arrendamiento se vuelve a medir de esta manera, se realiza el ajuste correspondiente al importe en libros del activo por derecho de uso o se registra en resultados si el importe en libros del activo por derecho de uso se ha reducido a cero.

A partir del 1 de enero de 2021, donde la base para determinar los pagos de arrendamiento futuros cambia según la reforma a reforma de la base de interés de referencia, PEMEX vuelve a medir el pasivo por arrendamiento descontando los pagos de arrendamiento revisados utilizando la tasa de descuento revisada que refleja el cambio a una tasa de interés de referencia alterativa.

PEMEX presenta por separado los activos por derecho de uso y los pasivos de arrendamiento en el estado de situación financiera.

#### **Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor -**

PEMEX ha elegido no reconocer los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos para arrendamientos de activos de bajo valor y arrendamientos a corto plazo. PEMEX reconoce los pagos de arrendamiento asociados con estos arrendamientos como un gasto en línea recta durante el plazo del arrendamiento.

#### **ii. Como arrendador -**

Al inicio o en la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, PEMEX asigna a contraprestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios independientes.

Cuando PEMEX actúa como arrendador, determina al inicio del arrendamiento si cada arrendamiento es financiero u operativo.

Para clasificar cada arrendamiento, PEMEX realiza una evaluación general de si el arrendamiento transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente. Si este es el caso, entonces el arrendamiento es un arrendamiento financiero; de lo contrario, entonces es un arrendamiento operativo. Como parte de esta evaluación, PEMEX considera ciertos indicadores tales como si el arrendamiento es por la mayor parte de la vida económica del activo.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en millones de pesos)

Si un acuerdo contiene compromisos de arrendamiento y no arrendamiento, entonces PEMEX aplica la NIIF 15 para asignar la contraprestación en el contrato.

PEMEX aplica los requisitos de baja en cuentas y deterioro de la NIIF 9 a la inversión neta en el arrendamiento. PEMEX aún está revisando periódicamente los valores residuales estimados no garantizados utilizados para calcular la inversión bruta en el arrendamiento.

PEMEX reconoce los pagos por arrendamiento recibidos bajo arrendamientos operativos como ingresos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento como parte de "otros ingresos".

#### 1. Provisiones

Las provisiones se determinan devrortando los flujos de efectivo futuros esperados usando una tasa libre de impuestos y reflejando los valores corrientes recibidos al valor temporal del dinero que el mercado cotiza, así como el riesgo específico del pasivo correspondiente. La reversión del descuento se reconoce como costo financiero.

Una provisión se reconoce, si como resultado de un evento pasado, PEMEX ha incurrido en una obligación presente legal o asumida que se pueda estimar de manera confiable y sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación. En los casos aplicables se registran a su valor presente.

Los incrementos a la provisión de juicios en proceso, se reconocen en el estado consolidado de resultados integrales en "otros gastos".

#### Pasivos ambientales –

En concordancia con las disposiciones legales y contables aplicables, se reconoce un pasivo cuando los costos pueden ser razonablemente estimados y es probable el desembolso de efectivo futuro. Los desembolsos relacionados con la recuperación del ambiente, vinculadas con ingresos por operaciones actuales e futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones de pasado, que no contribuyen a la obtención de ingresos corrientes e futuros, son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental para la cual PEMEX tiene información necesaria para determinar un estimado razonable del resguardo costo. Los incrementos a la provisión de gastos de proceador ambiental, se reconocen en el estado consolidado de resultados integrales en "costo de ventas".

#### Reino de activos –

Las obligaciones asociadas al reino de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sea legal o asumidas relacionadas con el reino de componentes de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, en su caso, las mismas deben de ser reconocidas utilizando la técnica de valor presente esperada. La determinación del valor razonable se basa en la tecnología y disponibilidad existente; en el mismo caso que no pueda determinarse una estimación confiable en el periodo en que se origina a obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar a mejor estimación.

Los costos y obligaciones de reino de activos asociados a los principales procesos de refinación, de gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de una indefinida en el tiempo, como resultado de mantenimiento y reparaciones mayores.

Por otro lado, los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los tratamientos cerrados son reconocidos en resultados con base en el retiro de unidades productivas, en el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y tapar el mismo ha sido reconocida en resultados al final de cada periodo. Todos los estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su estado presente (descartado). No se consideran valores de rescate debido a que estos tradicionalmente no han existido. Los incrementos a la provisión de reino de activos se reconocen en el valor de los pozos terminados en activo fijo.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**K. Beneficios a empleados**

**i. Beneficios a empleados a corto plazo**

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si PEMEX posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio proporcionado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada razonablemente.

**ii. Plan de contribución definida**

Las obligaciones por aportaciones a planes de contribución definida se reconocen en resultados en la medida que los servicios relacionados son prestados por los empleados. Las contribuciones pagadas por anticipado son reconocidas como un activo en la medida en que el pago por anticipado dé lugar a una reducción en los pagos a efectuar o a un reembolso en efectivo.

**iii. Plan de beneficios definidos**

La obligación neta de PEMEX relacionada con planes de beneficios definidos se calcula de forma separada para cada plan estimando el importe del beneficio futuro que los empleados han ganado en el periodo actual y en periodos anteriores, descontando ese importe y deduciendo el valor razonable de los activos del plan.

El cálculo de las obligaciones por los planes de beneficios definidos es efectuado anualmente por un actuario calificado usando el método de crédito unitario proyectado. Cuando el cálculo resulta en un posible activo para PEMEX, el activo reconocido se limita al valor presente de los beneficios económicos disponibles en la forma de reembolsos futuros de plan o reducciones en las futuras aportaciones al mismo. Para calcular el valor presente de los beneficios económicos, se debe considerar cualquier requerimiento de financiamiento mínimo.

Las nuevas remediciones del plan por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el movimiento de los activos del plan (excluidos los intereses) y el efecto del techo del activo (si existe, excluido el interés), se reconocen de inmediato en otros resultados integrales. PEMEX determina el gasto (ingreso) neto por intereses por el pasivo (activo) por beneficios definidos neto del periodo aplicando la tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del periodo anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el periodo como resultado de aportaciones y pagos de beneficios. El gasto neto por intereses y otros gastos relacionados con los planes de beneficios definidos se reconocen en resultados.

Cuando se produce una modificación o reducción en los beneficios de un plan, la modificación resultante en el beneficio que se relaciona con el servicio pasado o la ganancia o pérdida por la reducción se reconoce de inmediato en resultados. PEMEX reconoce ganancias y pérdidas en la liquidación de un plan de beneficios definidos cuando esto ocurre.

**iv. Otros beneficios a los empleados a largo plazo**

La obligación neta de PEMEX en relación con beneficios a los empleados a largo plazo es el importe de beneficio futuro que los empleados han ganado a cambio de sus servicios en el periodo actual y en periodos anteriores. El beneficio es descontado para determinar su valor presente. Las nuevas remediciones se reconocen en resultados en el periodo en que surgen.

**v. Beneficios por terminación**

Los beneficios por terminación son reconocidos en resultados cuando PEMEX no puede retirar la oferta relacionada con los beneficios y cuando PEMEX reconoce los costos de reestructuración. Si no se espera liquidar los beneficios en su totalidad dentro de los 12 meses de la fecha de presentación, estos se descuentan.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en Miles de pesos)

**L. Impuesto a la utilidad, derechos y regalías**

El gasto por impuesto a la utilidad incluye el impuesto corriente y el diferido. Se reconoce en resultados excepto en la medida en que se relacione con una combinación de negocios, o partidas reconocidas directamente en patrimonio u otros resultados integrales.

Los intereses y multas relacionados con los impuestos o las ganancias, incluyendo los tratamientos fiscales ciertos, se contabilizan bajo la Norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes.

**1. Impuesto a la utilidad**

El impuesto a la utilidad corriente incluye el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre el ingreso o la pérdida bruta del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. El importe del impuesto corriente por pagar o por cobrar comprende a la mejor estimación del monto del impuesto fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos y la utilidad, si existe alguna. Se mide usando tasas impositivas que se hayan aprobado, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de presentación. El impuesto corriente también incluye cualquier impuesto surgido de dividendos.

Los activos y pasivos por impuesto causado a la utilidad se corrigen solo si se cumplen ciertos criterios.

**ii. Impuesto a la utilidad diferido**

Los impuestos a la utilidad diferidos son reconocidos por las diferencias temporales existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usables para propósitos fiscales. Los impuestos diferidos no son reconocidos para:

- las diferencias temporales del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afecta ni a la ganancia o pérdida contable o gravable,
- las diferencias temporales relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos en la medida que PEMEX pueda controlar el monto de la reversión de las diferencias temporales y probablemente no serán revertidas en el futuro; y
- las diferencias temporales gravables que surgen del reconocimiento inicial de la plusvalía.

Las diferencias temporales en relación con un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento para un arrendamiento específico se consideran un paquete neto (el arrendamiento) con el fin de reconocer el impuesto diferido.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales y las diferencias temporales deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que puedan ser utilizadas. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en los planes de negocio de PEMEX y la reversión de las diferencias temporales. Si el importe de las diferencias temporales gravables es insuficiente para reconocer un activo por impuestos diferidos, entonces se consideraran las ganancias fiscales futuras y, estados por las reversiones de las diferencias temporales gravables, con base en los planes de negocio de PEMEX. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y un reducen en la medida que deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reversan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

Al final de cada periodo sobre el que se informa, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación de activo por impuestos diferidos.

El impuesto diferido debe determinarse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporales en el periodo en el que se revertirá usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha de presentación, y refleje la incertidumbre relacionada con los impuestos a la utilidad, si la hubiere.

La definición de los impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarán de la forma en que PEMEX espere, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el impuesto en libros de sus activos y pasivos.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan solo si se cumplen ciertos criterios

iii. Dividendos, regalías y contraprestaciones

**Derechos –**

PEMEX es sujeto de impuestos y derechos especiales, los cuales se basan principalmente en el valor de los hidrocarburos extraídos en ciertos decretos.

Éstos impuestos y derechos se reconocen de conformidad con la NIC 17, Impuesto a las utilidades (NIC 12). Cuando surgen con las características de impuesto a la utilidad, lo cual ocurre cuando dichos impuestos y derechos son establecidos por una autoridad gubernamental y se determinan sobre una fórmula que considera el remanente de ingresos (o la extracción gubernamental y se determinan sobre una fórmula que considera el remanente de ingresos y el impuesto diferido con base en los incisos anteriores. Los impuestos y derechos que no cumplen con la definición de NIC 12 se registran en costos y gastos conforme a su naturaleza.

**Regalías y contraprestaciones –**

Las regalías y contraprestaciones son pagaderas en los contratos de licencia las cuales, se reconocen como pasivos y afectando los renglones de costos y gastos relativos a las operaciones que los originan.

**M. Contingencias**

Las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con contingencias se reconocen cuando es probable que sus efectos se materialicen y existen elementos razonables para su cuantificación. Si no existen estos elementos razonables, se incluye su revelación en forma cualitativa en las notas a los estados financieros consolidados. Los activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización.

**N. Subvenciones del Gobierno (Ingresos por FONADIM)**

Las subvenciones gubernamentales relacionadas con activos se reconocen inicialmente como ingresos diferidos a valor razonable si existe una veeduría razonable de que se recibirán y PEMEX cumplirá con las condiciones asociadas a la subvención. Las subvenciones relacionadas con la adquisición de activos se reconocen en resultados como otros ingresos de forma sistemática a lo largo de la vida útil del activo.

Las subvenciones que compensan los gastos incurridos se reconocen como otros ingresos de forma sistemática en los períodos en los que se reconocen los gastos, salvo que las condiciones para recibir la subvención se cumplan con posterioridad al reconocimiento de los correspondientes gastos. En este caso, la subvención se reconoce cuando es exigible.

**O. Valor razonable**

El 'valor razonable' es el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición en el mercado principal o, en su ausencia, en un mercado más ventajoso al que PEMEX tiene acceso a esa fecha. El valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros (ver Nota 8).

Cuando está disponible, PEMEX mide el valor razonable de un instrumento usando el precio cotizado en un mercado activo para ese instrumento. Un mercado se considera activo si las transacciones de los activos o pasivos tienen lugar con frecuencia y volumen suficiente para proporcionar informador de precios sobre una base continua.

Si no existe un precio cotizado en un mercado activo, PEMEX usa técnicas de valoración que maximizan el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizan el uso de datos de entrada no observables. La técnica de valoración elegida incorpora todos los factores que los participantes del mercado considerarían al fijar el precio de una transacción.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

Si un activo o un pasivo medido a vaorable tiene un precio de compra y un precio de venta, PEMEX mide los activos y las posiciones de largo plazo a un precio compra y los pasivos y posiciones ventas a un precio de venta.

Normalmente, a mejor evidencia del valor razonable de un instrumento financiero en el reconocimiento inicial es el precio de transacción, es decir, el valor razonable de la contraprestación entregada o recibida por una contraparte. Si PEMEX determina que el valor razonable en el reconocimiento inicial difiere del precio de transacción y el valor razonable no tiene un precio cotizado en un mercado activo para un activo o pasivo idéntico ni se basa en una técnica de valoración para la que se considere que los datos de entrada no observables son insignificantes en relación con la medida, el instrumento financiero se mide inicialmente al valor razonable, ajustado para diferir la diferencia entre el valor razonable en el reconocimiento inicial y el precio de la transacción. Posteriormente, esa diferencia se reconoce en resultados usando una base adecuada durante la vida del instrumento, pero nunca después del momento en que la valoración está totalmente respaldada por datos de mercado observables o la transacción haya concluido.

**P. Ingresos de contratos con clientes**

Los ingresos se miden en función de la contraprestación especificada en el contrato con un cliente. PEMEX reconoce los ingresos cuando transfiere el control sobre un bien o servicio a un cliente. El precio de la transacción se establece en el momento de la venta, incluyendo la estimación de contraprestaciones variables (ver Note 7).

**Q. Segmentos operativos**

Un segmento operativo es un componente identificable de PEMEX que desarrolla actividades de negocio del que puede obtener ingresos e incurrir en gastos, incluyendo aquellos ingresos y gastos relacionados con transacciones con otros componentes de la entidad y sobre los cuales PEMEX asocia la información financiera separada que es evaluada regularmente por el Consejo de Administración, en la toma de decisiones, para asignar recursos y evaluar el rendimiento del segmento.

**R. Presentación del estado consolidado del resultado integral**

Los ingresos, costos y otros mejorados en estos estados consolidados del resultado integral se presentan basados en su función, lo que permite una mejor comprensión de los componentes del resultado de operación de PEMEX. Esta clasificación permite una comparación de la industria a la que pertenece.

**i. Resultado de operación**

El resultado de operación es el resultado generado por las actividades continuas principales que producen ingresos a PEMEX, así como también por otros ingresos y gastos relacionados con las actividades operacionales.

El resultado de operación excluye los ingresos y costos financieros, la participación en el resultado de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación y los impuestos y derechos a las utilidades.

**Ingresos -**

Representa los ingresos por la venta de productos y servicios.

**Costo de ventas -**

El costo de ventas incluye principalmente: corrientes, materiales de producción (depreciación, amortización, gastos asociados al personal y gastos relacionados con el proceso productivo), impuestos a la producción, deterioro, gastos de exploración, pérdidas no operativas, entre otros.

**Otros ingresos y otros gastos -**

Otros ingresos y otros gastos son aquellos conceptos de ingresos y gastos que no están directamente relacionados con el objeto de PEMEX.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Gastos de distribución, transportación y venta –**

Representa los gastos asociados al proceso de almacenamiento y colocación de los productos en el punto de venta, entre los que destacan la depreciación y gastos de operación relacionados con estas actividades.

**Gastos de administración –**

Representa los gastos incurridos en las áreas que brindan apoyo administrativo a la empresa.

**ii. Ingreso financiero y ganancia (pérdida) neto por instrumentos financieros derivados, neto**

**Ingresos financieros –**

Los ingresos financieros incluyen ingreso por intereses, ingresos financieros y otros ingresos de operaciones financieras.

**Costo Financiero –**

Los costos financieros se componen de gastos por intereses, comisiones y otros gastos relacionados con las operaciones de financiamiento de PEMEX, menos cualquier porción del costo de financiamiento que se capitaliza.

Al calcular el ingreso y el gasto por intereses, se aplica la tasa de interés efectivo al importe en libros bruto del activo (cuando el activo no tiene deterioro crediticio) o al costo amortizado del pasivo o al valor presente de las obligaciones por arrendamiento. No obstante, para los activos financieros con detenero crediticio se aplica el reconocimiento inicial, el ingreso por intereses se calcula aplicando a tasa de interés efectivo al costo amortizado del activo financiero.

Si el activo deja de tener detenero, el cálculo del ingreso por intereses vuelve a la base bruta.

**Pérdidas y ganancias por instrumentos financieros derivados, neto –**

Incluye el resultado de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados Nota 18.

**S. Incentivo a los combustibles automotrices**

El día 3 de marzo de 2022 el gobierno federal emitió un decreto (en adelante "el Decreto") que estableció un estímulo ("el estímulo automotriz") aplicable a entidades sujetas al Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios, siempre y cuando estas entidades enajenen combustibles automotrices. El Decreto establece la mecánica de cuantificar el estímulo automotriz a tomarse como base el volumen de combustible enajenado aplicándose una tasa que es emitido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público ("SHCP") de forma semanal. El decreto también direcciona a las reglas de carácter general emitidas por la SHCP que dictan los procedimientos para solicitar el monto de incentivo automotriz al que se es acreedor.

El incentivo automotriz es medido en función del volumen enajenado y las tasas autorizadas de conformidad con el Decreto y es reconocido en las cuentas cuando el ente obtiene el control del combustible cuando el mismo se entrega en sus instalaciones. En ese instante se reconoce un ingreso y una cuenta por cobrar a la SHCP. La solicitud del incentivo automotriz se presenta generalmente durante los primeros 17 días de mes siguiente al que se generó el incentivo automotriz, y este es recuperado durante los siguientes 30 días a la salida del mismo.

PEMEX no tiene ninguna obligación de deservicio que cumpla para hacerse acreedor del incentivo automotriz otro que no sea la enajenación de combustible a terceros que es lo que en principio da origen al incentivo de conformidad con el Decreto. Dado que no se acepta devoluciones de combustibles, el incentivo no requiere de estas consideraciones en su cuantificación.

De conformidad con el Decreto, el incentivo automotriz no es sujeto de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, por lo que se considera como un ingreso no acumulable para efectos de dicha ley.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**7. Obligaciones de combustibles renovables**

PEMEX está sujeto a para cumplir con el Estándar de Combustibles Renovables emitido por la Agencia de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency o "EPA" por sus siglas en inglés) en los Estados Unidos de América que establece cuotas anuales para las cantidades de combustibles renovables (bielievromy etanol) que debe ser mezclada con combustibles de motor en dicho país. La Norma de Combustible Renovable o "Renewable Fuel Standard". La obligación global se base en un porcentaje de empuques de producto en Estados Unidos de América de acuerdo con lo establecido por la EPA. Para cubrir dichas obligaciones PEMEX compra Certificados de Combustibles Renovables (Renewable Identification Numbers o "RINs" por sus siglas en inglés). En la medida que PEMEX no pueda mezclar los montos requeridos de biocombustibles para satisfacer dichas obligaciones, debe comprar certificados en el mercado abierto para evitar castigos y multas. PEMEX registra sus obligaciones de combustibles renovables de manera neta en una provisión de pasivo cuando su obligación es superior al monto de los RINs comprados, en un período dado, y en gastos pre-pagados y otros activos cuando el monto de los RINs generados y comprados es mayor que las obligaciones de RINs acumuladas durante el año.

**4. PRONUNCIAMIENTOS NORMATIVOS ENTIDOS RECIENTEMENTE**

Una serie de nuevas normas son aplicables e los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2023 y su aplicación anticipada es permitida; sin embargo, las siguientes nuevas normas o sus modificaciones no han sido aplicadas anticipadamente por PEMEX en la preparación de los estados financieros consolidados:

No se espera que las siguientes normas e interpretaciones modificadas que se muestran a continuación, tengan un impacto significativo en los estados financieros consolidados de PEMEX:

- i. Aplicables a partir del 1 de enero de 2023
  - NIIF 17/Contratos de seguro y sus modificaciones
  - Clasificación de Pasivos en Corriente o No Corriente (Modificaciones a la NIC 1)
  - Definición de estimados contabilizables (Modificación NIC 8)
  - Revelación de políticas contables (Modificación NIC 1 y documento de Práctica 2)
  - Impuestos Diferidos relacionados con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única (Modificación NIC -21)
- ii. Aplicables a partir del 1 de enero de 2024
  - Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (Modificaciones a la NIIF 16)

**5. ENTIDADES SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS**

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, las Entidades Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transmisión Industrial, Pemex Logística, Pemex Fertilizantes (hasta el 31 de diciembre de 2020).

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, las Compañías Subsidiarias que se consolidaron son las siguientes:

- E.M.I. Holdings, B.V. ("EMI HAV") (Pérou)
- E.M.I. Trading, DAC ("EMI Trading") (Roum)
- E.M.I. Holdings Petrolés España, S.L.U. ("HOPE") (Spain)
- E.M.I. Services North America, Inc. ("EMI SUN") (USA)
- E.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. ("EMI MASA") (Spain)
- E.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. ("EMI CIM") (Spain)
- E.M.I. Campos Maduros S.A.M.M.A., S. de R.L. de C.V. ("SAMMA") (Spain)
- Agro-Industria, S.A. de C.V. ("AGRO") (MEX)
- P.I. Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. ("PI ID") (Spain)



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Moneda: los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- P.M.L. Servicios Portuarios, Trasmecénico, S.A. de C.V. ("PMI SPN VIIIM")
  - Pemex Procurement Internacional, Inc. ("PPI")<sup>(1)(2)</sup>
  - Petrex Financer Limited. ("FIN")<sup>(1)(2)</sup>
  - Mex Gas Internacional, S.L. ("MIGAS")<sup>(1)(2)</sup>
  - Pemex Desarrollo e Inversión Laminob-ligero, S.A. de C.V. ("PDI")<sup>(1)(2)</sup>
  - KOT Insurance Company, AG ("KOT")<sup>(1)(2)</sup>
  - PFC Cadena Productiva, S.L.U. ("PPQCP")<sup>(1)(2)</sup>
  - I.L.I. Servicios, S.A. de C.V. ("IL. Servicios")<sup>(1)(2)</sup>
  - PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V. ("PMIDU")<sup>(1)(2)</sup>
  - PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V. ("PMX FH")<sup>(1)(2)</sup>
  - PMX Fertilizantes Pacifico, S.A. de C.V. ("PMX FP")<sup>(1)(2)</sup>
  - Grupo Fertinal, S.A. de C.V. ("GPFER")<sup>(1)(2)</sup>
  - Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. ("COMESA")<sup>(1)(2)</sup>
  - P.M.L. Trading Mexico, S.A. de C.V. ("TRDIAK")<sup>(1)(2)</sup>
  - Holdings Holanda Servicios, B.V. ("HHS")<sup>(1)(2)</sup>
  - Deer Park Meeting - Miteo Partnership ("Deer Park" or "DPRLP")<sup>(1)(2)</sup>
- i. Compañías Subsidiarias PMI.
  - ii. Compañía con participación no controladora (98.33% de tenencia accionaria en PMI CM y 60.0% en COMESA)
  - iii. PEMEX tiene el 100.0% de tenencia accionaria en esta Compañía Subsidiaria.
  - iv. Opera en México
  - v. Opera en España
  - vi. Opera en Estados Unidos de América
  - vii. Opera en Irlanda
  - viii. Opera en Suiza
  - ix. Opera en Islas Caimán
  - x. Esta compañía fue liquidada en diciembre 2021.
  - xi. Opera en Países Bajos
  - xii. Esta compañía se incluyó a partir de enero 2022.

## 6. SEGMENTOS DE OPERACIÓN

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción, procesamiento y distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX definió siete y seis segmentos sujetos a informar, respectivamente: Exploración y Producción, Transformación Industrial, Logística, DPRLP (a partir de enero 2022), Comercializadoras (definidas más adelante), Corporativa y Otras Compañías Subsidiarias. Hasta el 31 de diciembre de 2020 las operaciones de PEMEX también se realizaron a través del segmento Fertilizantes (fusionado a Pemex Transformación Industrial a partir del 1 de enero de 2021). Debido a su estructura, existen cantidades importantes de ventas entre los segmentos sujetos a informar, las cuales están basadas en ventas de mercado.

Las fuentes principales de ingresos para los segmentos son como se describen a continuación:

- Exploración y Producción percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo crudo y gas natural y ventas de exportación de petróleo crudo, a través de algaras de las compañías Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CM alrededor de 17 compañías principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a Transformación Industrial. Adicionalmente percibe ingresos por servicios de explotación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Transformación Industrial percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados, a mayoría de las cuales se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. Esto mercado también suministra a la Comisión Federal de Electricidad ("CFE") una porción significativa de su producción de combustible y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, la turbotina, los productos refinados más importantes son los gasolinas y el diésel.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Transformación Industrial, reciben porción ingresos de fuentes domésticas principalmente a través de la venta de gas natural, gas licuado de petróleo, naftas, butano y etano y de algunos otros petroquímicos como son los derivados del metano, los derivados del etano, los aromáticos, antraceno, fertilizantes y sus derivados.

- Logística percibe ingresos por el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
- DIPRLT a partir del 20 de enero de 2022, este segmento incluye las operaciones de DIPRLP, CLYU, resultados operativos y de descompeño son revisados actualmente por el Consejo de Administración de PEMEX de forma separada. DIPRLP obtiene ingresos de la venta de fertilizantes y gases inertes en el mercado de Estados Unidos de América.
- Comercializadoras se componen de PML C.M, PML NASA, PML Trading y MGAJ, las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petroquímicos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.
- Corporativo se encarga de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría a las entidades del grupo.
- Otras compañías subsidiarias se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, consultoría y servicios logísticos, así como asesoría económica, fiscal, jurídica, servicios de seguros y las compañías subsidiarias y otras compañías subsidiarias que realizan actividades industriales.

En la hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a incertid, en forma condensada. Esta información se ha determinada después de las eliminaciones, por utilidades o pérdidas, no realizadas. Las columnas antes de las eliminaciones intersegmentos incluyen cifras no consolidadas. Como resultado, las filas presentadas a continuación podrían no sumar. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración de PEMEX considera para su análisis de toma de decisiones. Los segmentos de operación son presentados en la moneda de reporte de PEMEX.





**Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
**Patrullera Mankampo**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

2022		2021		2020		2019		2018		2017	
2022		2021		2020		2019		2018		2017	
Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
1.000.000	500.000	1.000.000	500.000	1.000.000	500.000	1.000.000	500.000	1.000.000	500.000	1.000.000	500.000
2.000.000	1.000.000	2.000.000	1.000.000	2.000.000	1.000.000	2.000.000	1.000.000	2.000.000	1.000.000	2.000.000	1.000.000
3.000.000	1.500.000	3.000.000	1.500.000	3.000.000	1.500.000	3.000.000	1.500.000	3.000.000	1.500.000	3.000.000	1.500.000
4.000.000	2.000.000	4.000.000	2.000.000	4.000.000	2.000.000	4.000.000	2.000.000	4.000.000	2.000.000	4.000.000	2.000.000
5.000.000	2.500.000	5.000.000	2.500.000	5.000.000	2.500.000	5.000.000	2.500.000	5.000.000	2.500.000	5.000.000	2.500.000
6.000.000	3.000.000	6.000.000	3.000.000	6.000.000	3.000.000	6.000.000	3.000.000	6.000.000	3.000.000	6.000.000	3.000.000
7.000.000	3.500.000	7.000.000	3.500.000	7.000.000	3.500.000	7.000.000	3.500.000	7.000.000	3.500.000	7.000.000	3.500.000
8.000.000	4.000.000	8.000.000	4.000.000	8.000.000	4.000.000	8.000.000	4.000.000	8.000.000	4.000.000	8.000.000	4.000.000
9.000.000	4.500.000	9.000.000	4.500.000	9.000.000	4.500.000	9.000.000	4.500.000	9.000.000	4.500.000	9.000.000	4.500.000
10.000.000	5.000.000	10.000.000	5.000.000	10.000.000	5.000.000	10.000.000	5.000.000	10.000.000	5.000.000	10.000.000	5.000.000
11.000.000	5.500.000	11.000.000	5.500.000	11.000.000	5.500.000	11.000.000	5.500.000	11.000.000	5.500.000	11.000.000	5.500.000
12.000.000	6.000.000	12.000.000	6.000.000	12.000.000	6.000.000	12.000.000	6.000.000	12.000.000	6.000.000	12.000.000	6.000.000
13.000.000	6.500.000	13.000.000	6.500.000	13.000.000	6.500.000	13.000.000	6.500.000	13.000.000	6.500.000	13.000.000	6.500.000
14.000.000	7.000.000	14.000.000	7.000.000	14.000.000	7.000.000	14.000.000	7.000.000	14.000.000	7.000.000	14.000.000	7.000.000
15.000.000	7.500.000	15.000.000	7.500.000	15.000.000	7.500.000	15.000.000	7.500.000	15.000.000	7.500.000	15.000.000	7.500.000
16.000.000	8.000.000	16.000.000	8.000.000	16.000.000	8.000.000	16.000.000	8.000.000	16.000.000	8.000.000	16.000.000	8.000.000
17.000.000	8.500.000	17.000.000	8.500.000	17.000.000	8.500.000	17.000.000	8.500.000	17.000.000	8.500.000	17.000.000	8.500.000
18.000.000	9.000.000	18.000.000	9.000.000	18.000.000	9.000.000	18.000.000	9.000.000	18.000.000	9.000.000	18.000.000	9.000.000
19.000.000	9.500.000	19.000.000	9.500.000	19.000.000	9.500.000	19.000.000	9.500.000	19.000.000	9.500.000	19.000.000	9.500.000
20.000.000	10.000.000	20.000.000	10.000.000	20.000.000	10.000.000	20.000.000	10.000.000	20.000.000	10.000.000	20.000.000	10.000.000

Informe de Gestión y Estado de Resultados de 2022, la información de DRLP se incluye como un segmento de negocio incluido en el costo financiero.

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

**(Cifras expresadas en miles de pesos)**

El 7 por ciento fue parte del 33 de diciembre de 2024	Hilos conductores						Eliminaciones	Total
	Explotación y Producción	Transformación Industrial	Logística	Comercialización	Corporativo	Operativa		
Ingresos por ventas								
Clientes externos	5,486,817,329	754,624,256		254,556,713		45,077,387		\$ 6,496,075,685
Clientes internos	480,571,990	185,454,017	84,782,736	492,868,466	84,782,736	29,570,396	(3,285,441,944)	—
Ingresos por servicios	177,367	417,798	3,789,517	1,324,164		19,785		4,672,241
Desamortizable por leasing, alquiler, propiedad, planta y equipo, otros	14,264,891	192,134,197	14,011,198	(451,445)				(1,713,285)
<b>Costo de inventario</b>	<b>44,370,149</b>	<b>484,553,612</b>	<b>50,129,544</b>	<b>590,388,462</b>	<b>525,524</b>	<b>28,222,816</b>	<b>(1,164,718,320)</b>	<b>1,066,859,732</b>
Transferencias petrolíferas/energía	54,120,449	(174,624,573)	24,621,141	16,469,194	87,842,641	4,113,417	(81,287,310)	427,967,325
Costos de distribución de y transportación	365,464	16,467,484	124,100	1,349,820	143,465	125,310	(2,870,317)	15,038,947
Gastos de marketing y otros	46,024,036	77,374,837	18,795,795	7,112,533	22,699,282	8,734,315	(77,413,473)	74,084,117
Impuestos	1,274,242	4,137,827	158,615	345,825	4,852,674	637,811		11,406,994
Impuestos	142,414,189	(1,322,547)	(144,149)	(87,611)	(185,445)	1,742,417	(19,481)	140,386,386
<b>Pérdidas (o ganancias) de operación</b>	<b>587,343,990</b>	<b>(144,737,651)</b>	<b>4,354,144</b>	<b>13,711,834</b>	<b>6,371,523</b>	<b>11,542,302</b>	<b>(50,254)</b>	<b>518,927,312</b>
Impuesto de renta	78,711,561	794,394	6,483,116	124,888	168,686,274	124,402	(221,607,175)	28,996,691
Transferencias	(143,264,194)	(14,872,588)	(754,071)	(4,753,821)	(227,465,208)	(855,474)	221,147,481	764,771,971
Costos de distribución de y transportación	(17,018,242)	(23,248)		(1,171,791)	(3,111,741)			(24,525,322)
Pérdidas (o ganancias) de operación	177,972,960	3,827,181	33	(1,496)	(1,378,614)	164,414		180,025,358
Medidas de distribución en la participación se han reconocido respecto								
compañías asociadas y otras	(437,617)	(1,900,487)	(1,781)	(423,858)	241,851,431	150,397,489	(94,757,379)	12,086,327
Transferencias de compañías asociadas	—			16,703,324				16,703,324
Ingresos por intereses	504,319,188		385,488	2,261,367	(2,017,315)	242,467		307,348,135
<b>Pérdidas (o ganancias) de operación</b>	<b>\$ 129,889,498</b>	<b>(219,671,649)</b>	<b>15,472,917</b>	<b>616,281</b>	<b>(244,537,642)</b>	<b>(14,531,171)</b>	<b>246,742,167</b>	<b>\$ 124,125,877</b>
<b>Total de los ejercicios</b>	<b>\$ 87,333,882</b>	<b>292,571,757</b>	<b>219,121,283</b>	<b>(64,242,261)</b>	<b>(17,099,141)</b>	<b>41,342,962</b>	<b>(5,173,129,091)</b>	<b>\$ 494,158,044</b>
Total del ejercicio de diciembre	87,333,882	428,901,462	184,241,114	(42,612,714)	(48,469,168)	135,330,647	(577,624,763)	1,043,314,117
Total de ejercicios de enero	(49,644,132)	774,664,716	65,880,169	(81,421,560)	(31,370,027)	24,012,315	(11,471,633,201)	723,643,730
Total del ejercicio de diciembre	2,704,116,345	657,600,310	77,357,853	752,640	2,152,465,767	27,670,464	(1,717,454,284)	5,299,495,824
Pérdidas (o ganancias)	(94,749,641)	(762,204,310)	(21,989,351)	94,168,099	(2,170,127,389)	275,246,781	(1,189,240,711)	(2,127,099,564)
Depreciación y amortización	102,523,232	32,273,500	1,804,652	248,197	94,410	1,776,350		143,545,341
Depreciación de pérdidas de año	787,412	(1,158,473)	26,538	888,197	3,18,146	116,347		(4,807,871)
Crecimiento de pérdidas de beneficio a los empleados	36,215,887	54,497,174	15,981,437	48,091	85,127,167	186,749		140,213,484
Ingresos por intereses <sup>14</sup>	176,119	225,546	76,158	165,464	34,083,450	85,330		14,726,473
Costos financieros <sup>15</sup>	(2,843,472)	(6,424,653)	(227,349)	(1,829,457)	(41,364,354)	(589,577)		(51,772,862)

<sup>14</sup> Includido en Ingreso financiero.

<sup>15</sup> Includido en costo financiero.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Información complementaria por zonas geográficas –**

	31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
<b>Ventas netas</b>			
En el país	\$ 1,192,784,214	762,114,551	503,712,031
Inactivo a los combustibles automotrices (ver notas 3-5 y 7-E)	112,863,956	—	—
<b>Total de ventas en el país</b>	<b>1,304,576,170</b>	<b>762,114,551</b>	<b>503,712,031</b>
<b>De exportación:</b>			
Estados Unidos de América	847,736,491	503,358,963	304,344,028
Canadá, Centro y Sudamérica	3,946,692	2,888,992	2,105,703
Europa	77,779,046	69,022,487	45,254,008
Otros países	144,502,560	153,287,386	93,530,590
<b>Total de ventas en el extranjero</b>	<b>1,073,424,789</b>	<b>728,540,828</b>	<b>445,234,329</b>
<b>Ingresos por servicios <sup>(1)</sup></b>	<b>5,395,350</b>	<b>4,973,241</b>	<b>4,715,484</b>
<b>Total de ingresos</b>	<b>\$ 2,383,398,309</b>	<b>1,495,628,620</b>	<b>953,661,844</b>

(1) Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, los ingresos por servicios prestados en mercado nacional, representaron el 85%, 99% y 97%, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX cuenta con activos de larga duración significativos fuera de México por \$29,840,282, provenientes del segmento DFHLF (ver nota 12-B).

**Ingresos por producto –**

	31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
<b>Nacerales:</b>			
Productos de petróleo refinado y derivados (y principalmente gasolinas)	\$ 1,153,023,908	622,091,842	409,240,569
Gas	123,054,373	113,103,547	79,176,837
Productos petrolquímicos	25,799,849	23,919,652	15,294,625
<b>Total ventas en el país</b>	<b>\$ 1,304,578,170</b>	<b>762,114,551</b>	<b>503,712,031</b>
<b>Exportación:</b>			
Petróleo crudo	\$ 583,740,941	468,719,964	301,159,114
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	445,703,884	172,389,717	167,361,773
Gas	17,429,517	76,144,006	21,852,334
Productos petrolquímicos	26,530,447	11,787,141	4,652,108
<b>Total ventas de exportación</b>	<b>\$ 1,073,424,789</b>	<b>728,540,828</b>	<b>445,234,329</b>

**7. INGRESOS**

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, los ingresos se integran como se muestra en la hoja siguiente.

Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

NOTAS a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A. Desagregación de los ingresos

Cuentas de Ingresos	Por el Bole terminado en diciembre de:						
	Producción y Explotación	Transportación	Industria III	Logística	DISTRIM	Comercialización	Comercio
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Asia	72,854	-	-	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	31,287	1,061,182	1,877	1,123	1,123	1,123	1,123
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023
Estados Unidos de América	\$ 1,220,970	288,005	22,023	38,495	22,023	22,023	22,023
Europa	67,582	-	-	1,123	-	-	-
Asia	54,182	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
América Latina y el Caribe	22,023	1,061,182	1,877	1,123	-	-	-
Otros países	127,081	-	-	68,495	-	-	-
Total	\$ 1,789,273	288,005	22,023	1,077,611	22,023	22,023	22,023

Otros Compras  
Pais d otras  
operaciones

Total



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por el año terminado en diciembre de:	Exploración y Producción	Transformación Industrial <sup>(1)</sup>	Logística	DRHLP <sup>(2)</sup>	Comercialización	Corporativo	Otras Compañías Subsidiarias operativas	Total
<b>2021</b>								
Petróleos Crudos	\$ 162,219,954	—	—	—	—	—	—	\$ 162,219,954
Gas	197,275	137,806,372	—	—	76,194,306	—	—	\$ 311,218,753
Fertilizantes	—	577,493,361	—	—	273,994,771	—	—	\$ 851,488,432
Otras Productivas	—	15,227,333	—	—	6,461,362	—	15,677,107	\$ 37,366,802
Servicios	177,607	519,429	2,549,041	—	1,114,181	1,700	9,705	\$ 3,171,663
<b>Suma</b>	<b>\$ 468,204,846</b>	<b>705,135,235</b>	<b>2,049,042</b>	<b>—</b>	<b>308,850,900</b>	<b>1,700</b>	<b>12,096,812</b>	<b>\$ 1,485,036,625</b>
<b>2020</b>								
Petróleos Crudos	\$ 507,190,314	—	—	—	—	—	—	\$ 507,190,314
Gas	101,537	60,076,159	—	—	51,098,075	—	—	\$ 212,764,541
Fertilizantes	—	409,240,579	—	—	167,391,475	—	—	\$ 576,632,623
Otras Productivas	—	9,978,210	—	—	1,706,248	—	8,571,735	\$ 12,256,293
Servicios	111,315	171,847	7,959,102	—	279,141	2,587	59,750	\$ 1,173,642
<b>Suma</b>	<b>\$ 301,526,756</b>	<b>479,436,695</b>	<b>4,099,000</b>	<b>—</b>	<b>160,015,876</b>	<b>2,587</b>	<b>8,360,945</b>	<b>\$ 953,661,644</b>
<b>Reclasificación del ejercicio</b>								
<b>2021</b>								
En un punto en el tiempo	\$ 590,722,598	1,153,735,489	1,562,712	218,510,433	734,364,847	—	17,468,810	\$ 2,665,364,889
A través del tiempo	86,319	57,273,577	—	430,512	2,173,275	367	15,791	\$ 2,674,372
<b>Suma</b>	<b>\$ 590,808,917</b>	<b>1,211,009,066</b>	<b>1,562,712</b>	<b>218,940,945</b>	<b>736,538,122</b>	<b>367</b>	<b>17,484,601</b>	<b>\$ 2,668,039,309</b>
<b>2020</b>								
En un punto en el tiempo	\$ 468,417,241	653,264,134	2,549,041	—	429,505,717	—	15,017,381	\$ 1,558,753,414
A través del tiempo	157,605	53,267,496	—	—	1,521,169	1,700	23,705	\$ 14,170,775
<b>Suma</b>	<b>\$ 468,574,846</b>	<b>706,531,630</b>	<b>2,049,042</b>	<b>—</b>	<b>431,026,886</b>	<b>1,700</b>	<b>15,041,086</b>	<b>\$ 1,572,926,584</b>
<b>2020</b>								
En un punto en el tiempo	\$ 301,526,756	479,244,960	4,099,000	—	159,785,716	—	8,521,205	\$ 953,176,671
A través del tiempo	—	191,667	—	—	279,141	2,587	7,285	\$ 413,169
<b>Suma</b>	<b>\$ 301,526,756</b>	<b>479,436,627</b>	<b>4,099,000</b>	<b>—</b>	<b>160,064,857</b>	<b>2,587</b>	<b>8,360,945</b>	<b>\$ 953,661,644</b>

<sup>(1)</sup> A partir del 1 de enero de 2021, Pemex Fertilizantes se fusionó con Pemex Transformación Industrial. Para efectos comparativos, todas las operaciones anteriores a la fusión se presentan en el segmento Pemex Transformación Industrial.

<sup>(2)</sup> A partir del 20 de enero de 2022, la información de DRHLP se incluye como un segmento de negocio.

<sup>(3)</sup> Ver Nota 3-5 e Inicio E, más abajo en esta misma nota.

Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los ingresos se miden con base en la contraprestación especificada en un contrato con un cliente. PEMEX reconoce los ingresos cuando transfiera el control sobre un bien o servicios a un cliente.

La siguiente table presenta información sobre la naturaleza y el momento en que se satisfacen las obligaciones de desempeño en contratos con clientes, incluyendo términos de pago significativos, y las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos.

Producto / servicio	Naturaleza, obligaciones de desempeño	Reconocimiento de ingresos
Ventas de petróleo crudo	Las ventas de petróleo crudo se realizan al mercado extranjero con base en los plazos de entrega establecidos en los contratos o pedidos. Todas las ventas se realizan mediante el término comercial internacional Free on Board (Incoterms "FOB") Los contratos de venta de petróleo crudo consideran las posibles reclamaciones de los clientes debido a la calidad del producto, el volumen o las demoras en el embarque, para ser estimar en el precio de la transacción, para pedidos que estén en variaciones en el precio, los ingresos se ajustan en la fecha de cierre de cada período. Las variaciones posteriores en el valor razonable se reconocen conforme a la NIIF 9. El precio del producto se determina con base en una combinación de componentes del mercado y con respecto al crudo vendido	Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control de petróleo crudo se ha transferido al cliente, lo que ocurre cuando el producto se entrega en el punto de envío. Las facturas se generan en ese momento y en su mayoría son pagaderas en los plazos establecidos en los contratos o pedidos. Los países de petróleo crudo vendido y entregado vencen e los 30 días de la fecha del conocimiento de embarque correspondiente.  Para las ventas de petróleo crudo del mercado internacional, los ingresos se reconocen con un precio provisional, que se somete a ajustes posteriores hasta que el producto haya llegado al puerto de destino. En algunos casos, puede haber un período de hasta dos meses para determinar el precio de venta final, cuando se trata de ventas al mercado europeo, Medio Oriente y Asia.
Venta de petrolíferos	En la venta de productos petrolíferos, solo existe una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.  El precio se determina con base en el precio en el punto de entrega, agregando el precio de los servicios prestados (flete, manejo de combustible de aviación, etc.) con las disposiciones y términos establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Existen sanciones por fallas en la entrega y / o obligaciones de pago, así como por reclamaciones de calidad y volumen, que se reconocen días después de la transacción.	Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables, tales como reclamos de calidad y volumen, que se reconocen en el embarque, etc.  Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control se transfiere al cliente, lo que ocurre ya sea en el punto de envío o cuando se entrega en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, las tarifas de transporte pueden incluirse en el precio de venta del producto y se consideran parte de una única obligación de desempeño dado que el transporte se realiza antes de que se transfiera el control.  Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, etc. Las facturas son generalmente pagaderas dentro de 30 días.



**Peddieco Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Producto / servicio	Naturaleza, obligaciones de desempeño	Reconocimiento de Ingresos
Ventas de gas natural	<p>Enle hay una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.</p> <p>El precio de la transacción se establece en el momento de la venta, incluida la estimación de consideraciones variables tales como capacidad, sanciones, ventas extraordinarias no incluidas en los contratos, ajustes por reclamos de calidad e incentivos para la compra de productos; crece se conocen días después de la transacción</p>	<p>Los ingresos se reconocen por un punto en el tiempo cuando el contrato se transfiere al cliente, lo que ocurre cuando se entrega en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, las tarifas de transporte pueden incluirse en el precio de venta del producto, y se consideran parte de una única obligación de desempeño dado que el transporte se realiza antes de que se transfiera el control.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando la compensación variable como reclamaciones de calidad y volumen, etc. Las facturas son generalmente pólizas dentro de 30 días.</p>
Servicios	<p>En los casos donde existe de una misma orden de servicio se tengan servicios de transportación y almacenamiento, pueden existir más de una obligación de desempeño, dependiendo del término del servicio. Cuando hay una obligación de desempeño no se atribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe tras de una obligación de desempeño, se asignará el precio de la transacción conforme al precio por servicio establecido en la orden de servicio.</p> <p>Los precios se fijan de establecidos en los contratos, los cuales también incluyen penalidades como reclamos por calidad o volumen.</p>	<p>El ingreso se reconoce a través del tiempo en cuanto se presta el servicio.</p> <p>Las facturas por servicios se emiten mensualmente y son paradas usualmente en un plazo de 22 días.</p>
Otros productos	<p>Existe solo una obligación de desempeño que incluye el transporte para la entrega a destino.</p> <p>La venta y entrega del producto se realiza al mismo tiempo y debido a que son FOB, el transporte para poner el producto en el destino es anterior a la entrega del producto, por consiguiente, se incluye dentro de la venta del producto. El precio de la transacción es el establecido al momento de la venta junto con la estimación de las correcciones variables, es decir, capacidad, penalizaciones o nominaciones por encima de la base fijo, también existen cláusulas de ajustes por reclamaciones de calidad o volumen; incentivos por la compra de productos, los cuales se conocen días después de la transacción</p>	<p>Se estima el precio del producto en la fecha de la venta y considerado compensaciones variables como reclamaciones por calidad y volumen, etc.</p> <p>Las facturas son pagadas en a más tardar en 30 días.</p>

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

## B. Saldos en el Estado de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se tienen saldos de cuentas por cobrar, derivadas de contratos con clientes, por \$107,117,145 y \$107,259,081, respectivamente (ver Nota 10). Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los anticipos de clientes por \$39,465,014 y \$7,495,198, respectivamente se encuentran reconocidos en el rubro cuentas y gastos acumulados por pagar. Los anticipos de clientes reconocidos en ingresos por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 fueron \$4,530,614 y \$7,623,880, respectivamente.

## C. Expedientes prácticos utilizados

i. Componente financiero significativo, menor o un año

PEMEX no necesita ajustar el importe comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación significativo, ya que la transacción y el momento de pago de un bien o servicio comprometido con el cliente es menor a un año.

ii. Expediente práctico

PEMEX aplicó el expediente práctico por lo que no revela información acerca de las obligaciones de desempeño remanentes que concluyen en menos de un año.

Cuando PEMEX tiene derecho a una contraprestación por un importe que se corresponde directamente con el valor de desempeño que PEMEX ha completado, puede reconocer un ingreso de actividades ordinarias por el importe a que tiene derecho a facturar.

## D. Eventos externos relevantes

i. Efectos de la pandemia por COVID-19

Durante 2020, los efectos del COVID-19 causaron una contracción económica mundial y como resultado una baja en la demanda del petróleo y sus derivados, así mismo, con fecha de marzo de 2020, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) liderada por Arabia Saudita, Rusia y otro grupo de socios petroleros, no llegaron un acuerdo para reducir la producción y apoyar los precios de petróleo, lo que resultó en una baja significativa del precio del crudo de mercado global. El 20 de abril de 2020, el petróleo crudo experimentó una caída de precios sin precedentes de U.S. \$2.37 negativos. Esta drástica caída en el precio se debió a la baja demanda del petróleo crudo como resultado de la pandemia por COVID-19 y la falta de abastecimiento de petróleo. Como resultado de estos factores, llevaron principalmente a PEMEX una disminución de 32% del total de sus ventas durante 2020, en comparación con 2019.

Durante 2021, 2022 y a la fecha de estos estados financieros consolidados, las operaciones de PEMEX se han desarrollado sin interrumpir las relaciones comerciales con el COVID-19.

Durante 2021 y 2022, los precios internacionales del petróleo crudo y el gas natural han permanecido volátiles pero han tenido una larga recuperación, en gran parte a eventos geopolíticos no relacionados con el COVID-19, reduciendo los posibles efectos adversos en los resultados de la operación y la situación financiera.

En la medida en que la pandemia de COVID-19 u otras pandemias o epidemias de salud puedan continuar impactando a México, la economía mexicana y la economía global y, a su vez, el negocio, los resultados de operación y la situación financiera de PEMEX son altamente inciertos y dependerán de numerosos factores en evaluación que PEMEX no puede predecir.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(cifras expresadas en miles de pesos)

ii. **Actividades de Rusia e Ucrania y la desestabilización relacionada de los mercados energéticos mundiales.**

Como resultado del conflicto militar en curso que involucra a Rusia y Ucrania, los precios del petróleo y el gas natural siguen siendo extremadamente volátiles. Los ingresos y la rentabilidad de PEMEX dependen en gran medida de los precios que se reciben de las ventas de petróleo y gas natural. Los precios de petróleo son particularmente sensibles a las amenazas reales y percibidas a la estabilidad política global y a los cambios en la producción de los países miembros de la OPEC, OIEP y otras naciones productoras de petróleo. La especulación en los precios mundiales del petróleo y el gas podría reducir el precio que se recibe de las ventas de petróleo y gas natural, y afectar negativamente la rentabilidad de PEMEX. Los aumentos en los precios del petróleo y el gas pueden no persistir y podrían verse seguidos por disminuciones de precios bruscas en factores fuera del control de PEMEX, incluidos los eventos geopolíticos.

Durante 2022 el precio de la mezcla de exportación del crudo mexicano se incrementó en 19.5% (22.56 o un 24.3%, de U.S.\$ 69.85 por barril en 2021 a U.S.\$ 83.41 por barril en 2022, lo cual se vio reflejado en el aumento en el valor de las ventas de PEMEX.

Las ventas de otros incrementaron 59.4% o \$887,759,589 en 2022, de \$1,135,029,020 en 2021 a \$2,385,388,309 en 2022, debido principalmente a un aumento en los precios de venta de gasolina, diésel, combustible y turbotina.

**E. Incentivo complementario de ventas nacionales**

El 4 de marzo de 2022, el Gobierno Mexicano publicó un decreto en el Diario Oficial de la Federación en el que se establece el incentivo complementario, mediante el cual PEMEX recuperará la diferencia entre el precio de referencia internacional de gasolina y el precio al que se comercializa en el mercado nacional con vigencia al 31 de diciembre 2024. Por el periodo de doce meses terminados el 31 de diciembre de 2022, el incentivo como elemento fue de \$711,863,356, el cual está incluido en un renglón por separado, como parte de total de ingresos en el estado consolidado del resultado integral. (Ver Nota 3. E).

**B. INSTRUMENTOS FINANCIEROS**

**a. Clasificación contable y de valor razonable**

Las tablas que se muestran en la Hoja siguiente, presentan el valor en libros y el valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros, incluyendo su clasificación en la jerarquía de valor razonable, al 31 de diciembre de 2022 y 2021. Las tablas no incluyen información para los activos y pasivos financieros no medidos a su valor razonable si el importe en libros es una aproximación razonable del valor razonable.







**Petróleo Mexicano,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(% mas expresadas en miles de pesos)

Activos y pasivos	31 de diciembre de 2022		31 de diciembre de 2021	
	Saldo	Cambio	Saldo	Cambio
<b>Activos</b>				
Activos no corrientes	12,352,568	12,352,568	12,352,568	12,352,568
Activos corrientes	2,912,217	2,912,217	2,912,217	2,912,217
<b>Pasivos</b>				
Pasivos no corrientes	12,352,568	12,352,568	12,352,568	12,352,568
Pasivos corrientes	2,912,217	2,912,217	2,912,217	2,912,217
<b>Total</b>	<b>15,264,785</b>	<b>15,264,785</b>	<b>15,264,785</b>	<b>15,264,785</b>

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

Se refiere a la participación en las Pipelines SUs de H.L. de CV.

Activos y pasivos	31 de diciembre de 2022		31 de diciembre de 2021	
	Saldo	Cambio	Saldo	Cambio
<b>Activos</b>				
Activos no corrientes	12,352,568	12,352,568	12,352,568	12,352,568
Activos corrientes	2,912,217	2,912,217	2,912,217	2,912,217
<b>Pasivos</b>				
Pasivos no corrientes	12,352,568	12,352,568	12,352,568	12,352,568
Pasivos corrientes	2,912,217	2,912,217	2,912,217	2,912,217
<b>Total</b>	<b>15,264,785</b>	<b>15,264,785</b>	<b>15,264,785</b>	<b>15,264,785</b>

Activos y pasivos no corrientes

Activos y pasivos corrientes

Total

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Se da el 31 de octubre de 2021	Valor en libros					Jerarquía de valor razonable				
	Valor razonable con cambios en resultado de P&A - Ingresos por venta de activos	Valor razonable con cambios en resultado de P&A - Ingresos por venta de activos	Activos financieros a corto plazo	Derivados	Total Valor en libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	
<b>Activos financieros medidos a valor razonable</b>										
Instrumentos financieros de deuda	\$ 12,472,961				12,472,961		12,472,961		12,472,961	
Inventarios de petróleo LI			408,949		408,949		408,949		408,949	
<b>Total</b>	<b>\$ 12,472,961</b>		<b>408,949</b>						<b>12,881,910</b>	
<b>Activos financieros no medidos a valor razonable</b>										
Préstamos y valores de acciones	\$ -			76,203,447	76,203,447					
Cartera				101,250,981	101,250,981					
Financiamientos y arrendamientos				5,757,695	5,757,695					
Tratados financieros				17,036,400	17,036,400					
Inventarios de petróleo LI y otros activos de P&A				2,254,962	2,254,962					
Derivados financieros				3,366,290	3,366,290					
Leases de "offshore" indirectos <sup>1)</sup>				110,857,325	110,857,325	109,124,516			109,124,516	
Derivados				4,527,481	4,527,481					
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>			<b>313,643,578</b>					<b>109,124,516</b>	
<b>Activos financieros medidos a valor razonable</b>										
Instrumentos financieros de deuda	\$ 122,626,086				122,626,086		122,626,086		122,626,086	
<b>Total</b>	<b>\$ 122,626,086</b>								<b>122,626,086</b>	
<b>Activos financieros medidos a costo</b>										
Préstamos	\$ -				(104,558,261)	(104,558,261)				
Cartera y valores de acciones					(10,333,606)	(10,333,606)				
Préstamos y arrendamientos					(10,333,606)	(10,333,606)				
Derivados					(2,281,944)	(2,281,944)	(2,281,944)		(2,281,944)	
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>				<b>(127,507,417)</b>				<b>(127,507,417)</b>	

<sup>1)</sup> Se refiere a la participación en TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX tiene activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera como se indica a continuación:

	31 de diciembre de 2022				
	Importe de moneda extranjera				
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	10,352,175	11,567,112	(101,204,937)	19.4143	\$ (1,564,823,028)
Euros	2,464	10,143,850	(10,141,386)	20.7083	(210,010,864)
Liras esterlinas	4,467	450,285	(445,818)	23.3496	(10,409,672)
Yenes japoneses	—	110,180,315	(110,180,315)	0.1470	(16,156,506)
Francos suizos	—	365,554	(365,554)	20.9791	(7,658,994)
					<b>\$ (2,209,109,044)</b>

	31 de diciembre de 2021				
	Importe de moneda extranjera				
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	14,258,352	97,614,622	(83,346,270)	20.5835	\$ (1,715,557,949)
Euros	741,038	11,735,899	(10,994,861)	23.4086	(257,372,899)
Liras esterlinas	2,085	469,032	(466,947)	27.8834	(13,020,079)
Yenes japoneses	—	110,178,061	(110,178,061)	0.1789	(19,710,855)
Francos suizos	—	365,348	(365,348)	22.5924	(8,254,098)
					<b>\$ (2,013,915,861)</b>

La deuda se valúa y registra a costo amortizado y el valor razonable de la deuda se estima utilizando cotizaciones provenientes de importantes fuentes comerciales de información. Estas cotizaciones son ajustadas internamente usando modelos de precio estándar. Como resultado de los supuestos utilizados, el valor razonable estimado no necesariamente representa los términos reales en los cuales las operaciones mixtas pueden ser liquidadas.

La información relativa a los rubros de efectivo y equivalentes de efectivo, clientes y cuentas por cobrar, inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras, pagarés, bonos del Gobierno Federal, documentos por cobrar a largo plazo, y otros activos, deuda, arrendamientos e instrumentos financieros derivados se detalla en las siguientes notas, respectivamente:

- Nota 9, Efectivo y equivalentes de efectivo
- Nota 10, Clientes y otras cuentas por cobrar financieras y financieras
- Nota 12, Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras.
- Nota 15, Pagarés, bonos del Gobierno Federal, documentos por cobrar a largo plazo, y otros activos
- Nota 16, Deuda
- Nota 17, Arrendamientos
- Nota 18, Instrumentos financieros derivados

b. Jerarquía de valor razonable

PEMEX valúa el valor razonable de sus instrumentos financieros bajo metodologías estándar comúnmente aplicadas en los mercados financieros. Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX se encuentran clasificados en los tres niveles de la jerarquía de valor razonable, tomando como base la descripción que a continuación se presenta.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en millones de pesos)

Los valores razonables determinados por insursumos del Nivel 1, utilizan precios cotizados en mercados financieros, para activos o pasivos idénticos. Los valores razonables determinados por los insursumos del Nivel 2, están basados en precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos y en otros insursumos, distintos a los precios cotizados, que se observen o aplican a esos activos o pasivos. Los insursumos del Nivel 3 son insursumos no observables para los activos o pasivos e incluyen situaciones en las que no existe o hay poca actividad en el mercado para éstos.

Para medir el valor razonable de los activos y pasivos financieros de PEMEX se utilizan técnicas de valuación apropiadas, basadas en los sumos disponibles.

Cuando está disponible, PEMEX calcula el valor razonable usando insursumos de Nivel 1, debido a que éstos generalmente proveen evidencia más confiable del valor razonable.

#### 4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se integran por:

	31 de diciembre	
	2022	2021
Efectivo y bancos (100)	\$ 41,316,304	41,520,854
Inversiones de inmediata realización <sup>1</sup>	23,098,207	34,985,583
<b>Total de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>\$ 64,414,511</b>	<b>76,506,437</b>

<sup>1</sup> El rubro de efectivo y bancos se integran principalmente por bancos.

<sup>2</sup> Al 31 de diciembre 2021, incluye efectivo destinado para el plan de retiro de beneficios e empleados por \$15,467,286, estos recursos son obtenidos del cobro de los Bonos Gubernamentales que será transferido exclusivamente al FONAFE (Fondo Laboral Pemex) para el pago de obligaciones relacionadas con pensiones y planes de retiro.

<sup>3</sup> El rubro de inversiones de inmediata realización está integrado principalmente por inversiones gubernamentales a corto plazo.

#### 10. CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR FINANCIERAS Y NO FINANCIERAS

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se integran como se muestran a continuación:

A. Clientes	31 de diciembre	
	2022	2021
Clientes en el país	\$ 69,979,723	54,031,415
Clientes en el extranjero	57,137,432	47,227,606
<b>Total de cuentas por cobrar, neto</b>	<b>\$ 127,117,155</b>	<b>101,259,021</b>

Para conformar un mejor presentación las cifras correspondientes al rubro de Clientes y otras cuentas por cobrar, neto fueron separadas, en el estado de situación financiera consolidada.

A continuación, se muestra la balance de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2022 y 2021, así como el saldo deteriorado:



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Clientes en el país	
	2022	2021
Saldo no vencido	\$ 68,957,994	53,653,649
1-30 días	1,386,538	876,782
31-60 días	876,495	384,335
61-90 días	527,907	65,324
más 90 días	3,868,537	2,578,848
Total	75,627,469	57,490,538
Saldo deteriorado	(5,637,756)	(3,459,053)
<b>Total clientes en el país, neto</b>	<b>\$ 69,979,713</b>	<b>54,031,475</b>

	Clientes en el extranjero	
	2022	2021
Saldo no vencido	\$ 34,887,822	41,545,073
1-30 días	1,186,553	4,066,175
31-60 días	15,010	-2,227
61-90 días	6,117	47,010
más 90 días	1,422,708	921,452
Total	37,378,211	47,510,573
Saldo deteriorado	(190,779)	(282,927)
<b>Total de clientes en el extranjero, neto</b>	<b>\$ 37,187,432</b>	<b>47,227,646</b>

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX tiene exposición al riesgo de crédito relacionado con las cuentas por cobrar por los términos de los pagos contractuales en la Nota 7.

A continuación, se muestra los movimientos de las cuentas de clientes deterioradas.

	Clientes en el país		
	2022	2021	2020
Saldo al inicio del año	\$ (3,459,063)	(1,182,779)	(1,100,186)
Deterioro en cuentas por cobrar	(2,178,563)	(2,276,334)	(82,543)
<b>Saldo al final</b>	<b>\$ (5,637,756)</b>	<b>(3,459,063)</b>	<b>(1,182,779)</b>
	Clientes en el extranjero		
	2022	2021	2020
Saldo al inicio del año	\$ (282,917)	(211,363)	(182,823)
(Incrementos) cancelaciones	163,689	(72,761)	(20,353)
Efectos por conversión	(51,551)	1,207	(8,187)
<b>Saldo al final</b>	<b>\$ (190,779)</b>	<b>(282,917)</b>	<b>(211,363)</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Figuras expresadas en miles de pesos)

*Metodología para el cobro de los cuentas por cobrar:*

PEMEX asigna una calificación a cada exposición a de riesgo crediticio con base a datos que son determinados para predecir el riesgo de pérdida (incluidos, entre otros, estados financieros auditados, la administración de las cuentas y proyecciones de flujo de efectivo), e información disponible sobre los clientes) y aplicando el juicio del crédito experimentado. Las calificaciones de riesgo crediticio se definen utilizando factores cualitativos y cuantitativos que indican el riesgo de recuperación. Las exposiciones dentro de cada grado de riesgo crediticio están segmentadas por Entidades Subordinadas y sus líneas de negocios comerciales, como resultado, la tasa de pérdida crediticia esperada se calcula para cada segmento y es añadida a la exposición real de pérdida crediticia de los últimos 2 años. Estas tasas se multiplican por factores ajustados para reflejar las diferencias entre las condiciones económicas durante el período, respecto a la recopilación de datos históricos, los estándares actuales y la opinión de PEMEX sobre las condiciones económicas durante los años esperados de las cuentas por cobrar.

a) 31 de diciembre de 2022, el porcentaje de pérdida de crédito esperada para las cuentas por cobrar obtenido para cada entidad S. Imbierria y compañía subsidaria fue Pemex Transporación Industrial 7.36%, Pemex Corporativo 3.87%, Pemex Logística 0.88%, PML CIM 0.16% y PML TRD 0.13%. Al 31 de diciembre de 2021, el porcentaje de pérdida de crédito esperada para las cuentas por cobrar obtenido para cada Entidad Subsidiaria y compañía subsidiaria fue Pemex Transformación Industrial 5.09%, Pemex Corporativo 2.99%, Pemex Logística 0.58%, PML CIM 0.01% y PML TRD 0.8%.

El monto de retención de clientes nacionales y extranjeros cargado al estado de resultados en 2022, 2021 y 2020 fue de \$(2,035,004), \$(2,349,095) y \$(102,896) respectivamente.

**B. Otras cuentas por cobrar financieras y no financieras**

	31 de diciembre 2022	2021
Otras cuentas por cobrar financieras:		
Deudoras diversas y:	\$ 40,074,759	37,094,460
Funcionarios y empleados	4,965,645	3,752,693
<b>Total de otras cuentas por cobrar financieras</b>	<b>\$ 45,040,403</b>	<b>40,847,153</b>
Otras cuentas por cobrar no financieras:		
Impuestos por recuperar y anticipo de impuestos	\$ 44,597,094	80,581,965
Impuesto Especial Sobre Producción e Ingresos (EPP)	75,222,154	74,176,860
Otros	2,911,797	2,591,360
<b>Total de activos otras cuentas por cobrar no financieras</b>	<b>\$ 122,772,019</b>	<b>136,350,115</b>

(i) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, incluye de cargo oro de \$(251,396) y \$(210,672), respectivamente.

**11. INVENTARIOS**

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la vida de inventarios se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2022	2021
Refinados y petroquímicos	\$ 60,838,241	40,359,715
Productos en tránsito	25,345,695	21,614,227
Petrolío crudo	32,971,477	18,560,376
Materias y accesorios en almacén	6,171,040	5,036,587
Materias en tránsito	393,964	313,899
Gas y condensados	299,029	248,338
<b>Total</b>	<b>\$ 126,018,397</b>	<b>86,113,142</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En el ejercicio 2022, 2021 y 2020, inventarios por \$1,115,363,647, \$500,000,961 y \$315,288,507, respectivamente, fueron reconocidos como parte del costo de ventas.

**12. INVERSIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS, ASOCIADAS Y OTRAS**

A. Las inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se integra como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación		31 de diciembre	
	participación		2022	2021
Deer Park Refining Limited Partnership (1)	49.995%	\$	-	6,703,324
Siermita Gas Pipeline LLC	35.00%		1,051,626	2,187,170
Frontera Brownsville, LLC	50.00%		410,097	456,503
Texas Frontera, LLC	50.00%		185,967	195,814
CH4 Energía, S. A. de C.V.	50.00%		170,189	174,321
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C.V.	40.00%		91,537	110,344
Otros, neto	Varios		134,551	130,800
Total			2,043,966	8,958,276
Desdoblamiento de negocio conjunto de DPRLP <sup>(2)</sup>				(6,703,324)
<b>Total</b>		\$	<b>2,043,966</b>	<b>2,254,952</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2021, PEMEX tenía el 49.995% de participación en DPRLP, se reconoció a través del método de participación. Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX tiene el 100.00% de la participación y el control de la compañía, por lo que DPRLP es consolidada en los estados financieros de PEMEX (ver Nota 12-B, apartado Adquisición del negocio conjunto).

(2) Al 31 de diciembre de 2021, la inversión fue deteriorada en su totalidad (ver Nota 12-B).

Participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras:

	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Deer Park Refining Limited Partnership (1)(2)	\$	(3,374,314)	(4,056,037)
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V.	116,807	(97,809)	42,762
Siermita Gas Pipeline, LLC	188,329	200,260	182,805
Frontera Brownsville, LLC	18,632	34,570	55,736
CH4 Energía, S. A. de C.V.	39,367	32,983	21,224
Texas Frontera, LLC	19,321	20,892	34,486
Otros, neto	102,559	95,211	178,469

**Rendimiento (pérdida) neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos y compañías asociadas** \$ **349,401** **(3,083,107)** **(3,540,533)**

(1) Al 31 de diciembre de 2021 se reconoció un deterioro en Deer Park por \$(6,703,324) (ver Nota 12-B). La actividad de DPRLP antes de la contribución de negocio, era reconocida solo un ingreso por comisión de las partes que integraban el negocio conjunto y ahora corresponde a la venta de productos refinados a terceros.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Las siguientes tablas muestran información financiera condensada de las principales inversiones reconocidas bajo el método de participación a 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los estados de resultados condensados por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

1. Negocio conjunto

Estados condensados de situación financiera	
Deer Park Refining Limited	
	31 de diciembre 2021 (1)
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 16,961
Cifras activos circulantes	2,747,717
Total de activos circulantes	2,764,678
Total de activos no circulantes	43,391,302
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 46,156,035</b>
Pasivo financiero circulante	\$ 20,056,315
Cifras pasivos circulantes	1,040,825
<b>Total de pasivo circulante</b>	<b>\$ 21,097,140</b>
Pasivos financieros no circulantes	\$ 11,000,707
Otros pasivos	1,750,099
<b>Total de pasivo no circulante</b>	<b>\$ 12,751,506</b>
Total de pasivo	\$ 33,848,646
Total de capital	13,407,989
<b>Total de pasivo y capital</b>	<b>\$ 46,156,035</b>

(1) Negocio conjunto hasta enero de 2022 (ver Nota 12-3).

Estados condensados de resultados		
Deer Park Refining Limited		
	31 de diciembre 2021 (1)	2020 (1)
Ingresos	\$ 10,706,417	8,114,474
Costos y gastos	12,539,324	10,770,248
Depreciación y amortización	4,773,056	4,776,575
Interés pagado	684,677	674,504
Impuestos	8,660	6,028
<b>Resultado neto</b>	<b>\$ (6,749,296)</b>	<b>(8,112,881)</b>

(1) Debido a reportaciones no esperadas en la unidad principal de destilación y cogeneradora de la Refinería y a los fuertes cambios en la zona de tazas se presentó una disminución en el procesamiento de crudo en productos refinados, situación que originó la pérdida del ejercicio.

(2) En 2020 como resultado de la devaluación económica y de la discontinuación en el consumo de productos refinados ocasionada por el Covid-19 se originó la pérdida del ejercicio.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los Estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

ii. Asociadas	Al 31 de diciembre	
	2022	2021
<b>Estados condensados de situación financiera</b>		
<b>Sierrita Gas Pipeline, LLC.</b>		
Total de activos circulantes	\$ 144,229	134,265
Total de activos no circulantes	4,982,861	3,354,987
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 5,127,090</b>	<b>3,489,253</b>
Total de pasivo circulante	132,444	57,336
Total de pasivo	132,444	57,336
Total de capital	3,004,646	3,391,914
<b>Total de pasivo y capital</b>	<b>\$ 3,137,090</b>	<b>3,449,253</b>

Estados condensados de resultados

**Sierrita Gas Pipeline, LLC.**

	31 de diciembre	
	2022	2021
Ingresos	\$ 949,075	957,545
Costos y gastos	410,993	385,376
<b>Resultado neto</b>	<b>\$ 538,082</b>	<b>572,173</b>
	<b>572,173</b>	<b>522,295</b>

B. A continuación, se presenta información sobre las Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras más significativas.

**Negocio conjunto**

- Deer Park Refining Limited Partnership P.L.P. ("Deer Park") (Negocio conjunto). El 31 de marzo de 1993, PML NASA adquirió el 49.995% de la refinería de Deer Park. En su calidad de socio general de JPARLP, Shell era responsable de la operación y administración de la refinería (capacidad instalada de aproximadamente 340,000 barriles diarios de crudo).

Como parte de la Administración conjuntamente se tomaban decisiones sobre inversión en activos o disposición de estos, reparos de viviendas, endeudamiento y movimientos en el capital. De conformidad con el contrato de inversión y el funcionamiento del acuerdo los participantes tenían derecho sobre los activos netos en la proporción de su participación. Este acuerdo calificaba como un negocio conjunto y se contabilizaba bajo el método de participación.

El monto de la inversión de Deer Park al 31 de diciembre de 2021 era de \$6,703,324 que representaba el 49.995% de participación de PMLNASA en el patrimonio de Deer Park. (ver inciso A.)

Los efectos del COVID-19 impactaron negativamente a la industria de energéticos dando lugar a las restricciones de movilidad y el paro de diversas industrias. En el caso de la refinería Deer Park se observó el impacto en la reducción de los márgenes de rentación debido a una menor demanda de combustibles. Por lo anterior, a inicios del ejercicio 2021 los socios de Deer Park decidieron apoyar financieramente a la refinería, considerando los problemas de liquidez que tenía el negocio al cierre de 2020.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El apoyo de los socios permitió sostener la operación de la refinería. Durante 2021, se presentaron tres efectos con impacto material sobre los resultados:

- a. Bajos márgenes de refinación como resultado de la baja demanda a nivel internacional por el impacto de la pandemia.
- b. Suspensión de operaciones derivada de la tormenta invernal. En febrero de 2021, las industrias situadas dentro de la zona de Texas fueron afectadas por fuertes nevadas. En la refinería Deer Park este escenario resultó en un paro total de emergencia, restándose las actividades hasta la última semana de marzo de 2021. Sin embargo, fue necesario efectuar actividades de reparación que finalizaron en noviembre de 2021.

- c. Incremento en el costo de las obligaciones de reemplazo de renovables del programa "Renewable Fuel Standard", establecido por la Environmental Protection Agency de los Estados Unidos de América, que exige el reemplazo de productos renovables en los combustibles de transporte, originando un mayor precio de "Renewable Identification Numbers".

**Adquisición del negocio conjunto**

Ver política contable en la Nota 3-A4) Combinaciones de negocios y (y) Inversiones contabilizadas bajo el método de participación, de los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Como resultado de la combinación anteriormente, se identificaron indicios de deterioro y al cierre del ejercicio 2021, se realizaron pruebas de deterioro sobre el monto de inversión reconocido en Deer Park, resultando en un deterioro por el monto total de la inversión al 31 de diciembre de 2021 por \$6,703,324 el cual se ordena en un rubro por separado dentro del Estado de Resultados Integrales.

En esta transacción observable, se pagó como valor justo de Deer Park el valor de la deuda, hasta por un monto de U.S. \$7,192,000, es decir, \$595,000, equivalente al 50.005%.

El 20 de enero de 2022, PEMEX adquirió el 50.005% restante de la participación en Deer Park a través del acuerdo de compra celebrado con Shell. Mediante esta operación, PEMEX adquirió de forma indirecta el control sobre Deer Park. Como resultado de esta adquisición, esta compañía es ahora consolidada en los estados financieros de PEMEX. A partir del 20 de enero de 2022, el modelo de negocio de DPRLP se modificó, de una compañía que obtiene ingresos por servicios de procesamiento de petróleo crudo a una compañía que compra y procesa petróleo crudo y vende gasolinas y derivados.

Deer Park es una sociedad limitada bajo la Ley de Delaware, con operaciones en Deer Park, Texas. El objetivo central de la adquisición es fortalecer e incrementar la capacidad de refinación bajo control de PEMEX. PEMEX ha iniciado el envío de productos a México desde la refinería para fortalecer el suministro de combustibles.

Previo a la adquisición, la participación en Deer Park era reconocida como un negocio conjunto. Por lo anterior, sus resultados en los estados financieros consolidados de PEMEX se reconocían aplicando el método de participación.

El 3 de noviembre de 2021, el Consejo de Administración de PEMEX autorizó la capitalización de Petróleos Mexicanos a HHS y HPE hasta por el monto recibido del Fondo Nacional de Reestructuración ("FOKADIN") como una aportación financiera no recuperable, a efecto de que HHS y HPE, a su vez, capitalicen a PAM NASSA y PAM SUS. Estas capitalizaciones se usaron para solventar los exiguos recursos financieros derivados de la adquisición de la participación de Shell en Deer Park. En enero de 2022, el monto recibido y registrado del FOKADIN fue de \$23,000,000 (U.S.\$1,127,385). Adicionalmente, PEMEX contrató un préstamo del cual se dispuso la cantidad de \$8,974,406 (U.S.\$456,000) con vencimiento en un año.

Para el reconocimiento de esta transacción, PEMEX está aplicando el método de compra de acuerdo con la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 3 "Combinaciones de Negocios", unabiliteando la transacción como una adquisición en etapas. La empresa adquirida incluyó en los activos identificables a la fecha de adquisición de DPRLP insumos (propiedades, plantas y equipo e inventarios, principalmente), patentes, prescripciones y mano de obra. PEMEX ha determinado que, por tanto, los rubros y procesos adquiridos contribuyen significativamente a la capacidad de generar ingresos. PEMEX ha concluido que el conjunto adquirido es un negocio.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en millones de pesos)

**Contraprestación transferida**

La compra del control de Deer Park por parte de PEMEX para la adquisición del 50.005% de Shell, consideró la siguiente, de acuerdo con el convenio de compra:

Efectivo pagado a Shell	\$	8,597,743	U.S.\$	421,396
Pago de deuda con terceros		18,289,066		826,391
Pago de deuda con socios		3,496,054		171,350
<b>Total de la contraprestación pagada en efectivo</b>		<b>30,382,863</b>		<b>1,489,137</b>
Liquidación de la relación preexistente		6,663,803		326,609
<b>Total de la contraprestación pagada en efectivo y liquidación de la relación preexistente</b>	<b>\$</b>	<b>37,046,666</b>	<b>U.S.\$</b>	<b>1,815,746</b>

La liquidación de la relación preexistente incluye el pago del 100% de la deuda que mantenía Deer Park con sus socios (\$1,227,385 o U.S.\$60,157 en efectivo, y \$5,436,420 o U.S.\$266,452 con contribuciones al patrimonio), de los cuales Deer Park usó para propósitos operativos, y los cuales consistían de principal por \$6,630,975 (U.S.\$325,000) e interés de \$ 32,828 (U.S.\$1,609). Con esta liquidación, la cuenta por cobrar registrada en los libros de PMI NASA, capitalizada, derivó a que el valor en libros de estas partidas fue igual a su valor razonable y no existieron cláusulas de cancelación, no se reconocieron efectos de ganancia o pérdida del período.

**Gastos de Adquisición.**

Los gastos incurridos para la adquisición del 50.005% de la participación de Deer Park ascendieron a \$145,937 (U.S.\$7,091), reconocidos en el rubro de gastos de administración, ganancias y pérdidas aplicables al período.

**Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos**

La siguiente tabla resume el valor razonable de los activos identificables adquiridos, incluyendo el valor reconocido de la participación de PEMEX, previo a la compra:

Efectivo y equivalentes de efectivo Inventarios	\$	1,597,759	U.S.\$	78,310
Otros activos circulantes		5,918,473		339,091
		191,661		6,453
<b>Total de activos circulantes</b>		<b>8,647,833</b>		<b>423,854</b>
Propiedades, planta y equipo		29,669,951		1,454,196
<b>Total de activos identificables adquiridos</b>	<b>\$</b>	<b>38,317,854</b>	<b>U.S.\$</b>	<b>1,878,050</b>

PEMEX llevó a cabo la valuación de los valores razonables del negocio adquirido, considerando el enfoque de mercado, con información de una transacción observable entre partes independientes, debidamente negociadas y en un mercado de libre competencia.

A la fecha de adquisición, considerando el monto del valor neto de los activos, la contraprestación transferida y el valor de la inversión previamente mantenida, se determinó una ganancia al precio de compra como sigue:

Contraprestación transferida	\$	37,046,666	U.S.\$	1,815,745
Valor razonable de los activos netos identificables adquiridos		(38,317,854)		(1,878,050)
<b>Ganancia al precio de compra</b>	<b>\$</b>	<b>(1,271,188)</b>	<b>U.S.\$</b>	<b>(62,304)</b>

No hubo ganancia o pérdida en la participación, previamente mantenida de la compañía porque el valor en libros de estos partidos fue igual a cero a la fecha de adquisición. La técnica usada para la determinación del valor razonable de la participación mantenida anteriormente fue el método del valor contable ajustado.



**Peñoles Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La ganancia a precio de ganza en la compra fue reconocida en el rubro de Otros ingresos en el Estado de Resultados Integral del periodo.

La ganancia a precio de ganza de U.S. \$62,304 (\$5,274,188) se originó como consecuencia de los ajustes de cierre relacionados con gastos diversos e impuestos locales y diferidos que fueron asumidos por Shell.

De la fecha de adquisición a 31 de diciembre 2022, DPRUP contribuyó con \$238,940,945 y \$20,005,292 a los ingresos totales y utilidad neta del periodo, respectivamente, de PEMEX.

Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX reconoció \$(10,389,296) de efectos de conversión de la inversión de DPRUP en otros idiomas, cuyo resultado del desarrollo económico del negocio de participación.

**Asociadas**

- **Siemta Gas Pipeline LLC:** Fue constituida el 24 de junio de 2013, su actividad principal es el desarrollo proyectos de infraestructura de transporte de gas en Estados Unidos de América. La inversión está valuada por método de participación.
- **Frerera Buwmsville, LLC:** A partir del 1 de abril de 2011, Pemex llevó a cabo un acuerdo conjunto, con TransMontaigne Operating Company LP para tomar Frerera Buwmsville (TransMontaigne). Dicha compañía fue constituida en Delaware, Estados Unidos de América, para operar y operar dichas instalaciones para el almacenamiento, esbarbo y limpieza de productos derivados del petróleo. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- **Texas Frontier, LLC:** Fue constituida el 27 de julio de 2010, su actividad principal es el arrendamiento de tanques para el almacenamiento de producto refinado. Pemex, dueña del 50% de las acciones de la compañía, llevó a cabo un acuerdo conjunto con Magellan O.G., L.P., mediante el cual participan en los beneficios y pérdidas de manera proporcional a su inversión. La Compañía tiene siete tanques con capacidad de 120,000 barriles cada uno. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- **CGI Energía, S. A. de CV:** Fue constituida el 21 de diciembre de 2000, su actividad principal es la compra – venta de gas natural, y todos las actividades relacionadas con la comercialización de dicho producto, así como su transporte y distribución en la zona del valle de Toluca. La inversión está valuada por método de participación.
- **Administración Portuaria Integral de Los Berros, S. A. de C. y** fue constituida el 12 de agosto de 1999, está a cargo del uso y aprovechamiento de las áreas de agua y terrenos del camino público de la Federación que se localizan en el recinto portuario respectivo, así como la prestación de los servicios portuarios conexos. La inversión está valuada via método de participación.

**13. POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO**

En la tabla siguiente, se presenta la integración de los componentes de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto, durante los ejercicios 2021 y 2022





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	edificios	Plataformas marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Otros en construcción*	Tenencias	Activos Improductivos	Total
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2022	268,998,854	2,247,028	258,088,548	305,691,542	24,255,535	158,830,657	8,889,346	11,474,475	198,817,033	44,766,893	—	1,234,572,607
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2021	264,993,026	8,247,351	229,247,317	126,401,431	26,068,216	126,171,120	4,877,256	13,639,305	316,640,441	53,125,293	—	1,368,750,850
Tasa de depreciación	3 a 15%	5%	2 a 7%	—	3 a 7%	4%	3 a 30%	1 a 20%	-	—	—	—
Metodo de medida en años	20 a 45	20	15 a 45	—	30 a 75	25	3 a 10	3 a 25	—	-	—	—

\* Principalmente se integra por los conceptos de Pozos, Ductos y Plantas.

Para presentar el efecto acumulado del deterioro como parte de la depreciación y amortización acumulada. Esta presentación no afecta el valor neto de Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

El 20 de enero de 2022, PEMEX adquirió activos fijos con un costo de \$29,669,961, principalmente plantas. Este monto incluye activos adquiridos a través de la combinación de negocio (ver Nota 17).

A. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, el costo financiero identificado con activos fijos que se encontraban en etapa de construcción o instalación y que fue capitalizado como parte del valor de los activos fijos fue de \$4,580,836, \$9,106,007 y \$3,893,248, respectivamente. Los rangos de tasas del costo de financiamiento durante 2022, 2021 y 2020 fueron de 5.40% a 7.80%, 6.10% a 7.05% y 5.75% a 7.08%, respectivamente.

B. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, registradas en los estados de resultados ascendieron a \$139,771,915, \$133,481,365 y \$129,631,820, respectivamente, las cuales incluyen las de activos productores de petróleo y gas por \$113,656,994, \$108,509,633 y \$101,339,417, así como costos de abandono y taponamiento por \$24,114,921, \$24,971,729 y \$2,292,403, respectivamente.

C. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taponamiento) por los años terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, asciende a \$66,690,388 y \$70,144,756 y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 20).

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- D. Las adquisiciones de activos fijos incluyen traspasos en 2022, 2021 y 2020 de la cuenta de prazos no asignados a una reserva por \$10,630,314, \$15,608,296 y \$6,779,356, respectivamente (ver Nota 14).
- E. Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, PEMEX reconoció un efecto por conversión de moneda funcional a moneda de presentación relativo a Propiedades, planta y equipo, por \$(14,982,766), \$2,477,528 y \$490,203, respectivamente. Principalmente en plantas.
- F. Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, PEMEX reconoció un (deterioro) neto por \$(83,538,021), \$(1,210,595), \$(36,353,700), respectivamente. El (deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, se presenta en un rubro por separado en el estado consolidado del resultado integral, como sigue:

	2022	2021	2020
		(Deterioro) reversa Neto	
Pemex Exploración y Producción	\$ (60,438,070)	34,562,831	35,081,541
Pemex Transformación Industrial	(25,615,351)	(82,155,024)	(71,761,571)
Pemex Logística	2,121,045	(8,162,108)	426,560
PMI Azúcar Industrial			42,214
Gas Biocstar		(282,452)	
Pemex Fertilizantes			(94,444)
MIGAS	394,355	(176,674)	
<b>Total</b>	<b>\$ (83,538,021)</b>	<b>(11,210,595)</b>	<b>(36,353,700)</b>

**Unidad generadora de efectivo de Pemex Exploración y Producción**

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, Pemex Exploración y Producción reconoció (deterioro) y reversas de deterioros, netos por \$(60,438,070), \$34,562,831 y \$35,081,541, respectivamente, los cuales se produjeron en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

	2022	2021	2020
Cuernavaca	\$ (48,371,891)	(5,782,224)	3,477,189
Churubusco	(6,517,953)	26,962,488	8,348,556
Ixtal - Manik	(6,042,806)	481,673	(481,672)
Antonio I. Berrubé	(5,510,782)	(1,815,596)	(9,705,730)
Acorte Tercario del Gnl'm	(2,870,820)	13,493,508	29,954,157
Tamaulipas Constituciones	(2,339,354)	684,766	(2,819,337)
Santuario E. Golpe	(1,454,789)		
Cardenas-Mora	(1,150,448)		
La Ocotilla	(648,846)	(705,781)	
Cuencas de Macuspana	(281,770)	88,930	(1,269,083)
Burgos	10,447,135	(12,517,396)	735,920
Tsimin-Kus	2,268,459	(4,500,480)	9,655,028
Edana (CE)	2,298,911	(1,781,396)	3,970,744
Cigarrío Magallanes	530,062	(530,061)	
Misión (CEE)	200,830	(908,013)	(574,047)
Cruce Ligero Marino		20,238,977	(2,142,285)
Arenque		803,257	(803,256)
Ayotlán			(3,219,173)
<b>Total</b>	<b>\$ (60,438,070)</b>	<b>34,562,831</b>	<b>35,081,541</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2022 se reconoció un deterioro neto por \$160,439,370) debido principalmente a: (i) una disminución en los volúmenes de Barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) por \$258,263,064 destacando las UGE's Cantarell por \$160,892,540, Acelta Terciaria del Golfo ("ATTS"), Injal Marik, Antonio J. Bermúdez y Chuc, así como en (ii) la variación cambiaria por \$17,508,491 pasando el tipo de cambio de \$20.5835 a \$19.4143 por dólar americano de diciembre 2021 a diciembre 2022, respectivamente. Fijos e ínteros se contrarrestaron por (i) aumentos en precios de los cruados, y que por \$157,856,123 destacando las UGE's Burgos, Cigarita Magallanes y Crudo Ujero Marino; (ii) incremento en la tasa de descuento por \$52,553,703 pasando de 6.89% a 9.32% derivado del aumento en el componente de deuda dentro de la WACC, el cual obedece al alza de tasas de interés a nivel global, lo que impactó en el benchmark de las tasas de PEMEX y a industria del petróleo y gas que utilizan para la determinación de dichas tasas de descuento, destacando la UGE Cantarell cerivado principalmente a la reducción de un 30.5% en su reserva probada LP certificada al 1 de enero de 2023 pasando de 683.83 MMBPCE a 474.96 MMBPCE de diciembre 2021 a diciembre 2022, respectivamente; y (iii) un beneficio en impuestos por \$4,943,645 proveniente básicamente por menores ingresos en las reservas probadas al 1 de enero de 2023 de las UGE's Cantarell, Acelta Terciario del Golfo e Injal Marik.

Al 31 de diciembre de 2021, se reconoció una reverso de deterioro neto por \$34,552,831 debido principalmente: (i) al incremento positivo en los precios de los cruados por \$143,823,384 destacando las UGE's Acelta Terciario del Golfo, Chuc, Crudo Ujero Marino, e Injal Marik; (ii) mayor variación cambiaria por \$13,361,080 pasando el tipo de cambio de \$19.9478 pesos a \$20.5835 pesos por dólar americano de diciembre 2020 a diciembre 2021, respectivamente; y (iii) un ligero efecto positivo en la tasa de descuento por \$024,875 pasando de 6.23% en 2020 a 6.89% en 2021. Este efecto fue contrarrestado por (i) una disminución en los volúmenes de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) por \$34,944,968 y mayores costos de transporte y distribución generando un efecto negativo por \$67,962,525, principalmente en las UGE's Cantarell, Burgos, Antonio J. Bermúdez y Magallanes; (ii) a los incrementos de reservas probadas en los nuevos descubrimientos destacando Injal, Quezcu, Xikín, Jaatsul, Cheek, Uchbal, Teq, Teekil, Suuk, Pochko y Mulach; (iii) un incremento en impuestos por \$18,119,284 motivado por mayores ingresos en los precios de hidrocarburos, variación cambiaria y un incremento en la tasa de descuento con respecto al 31 de diciembre de 2020 destacando las UGE's ATTS, Chuc, Crudo Ujero Marino y Injal Marik; (iv) principalmente, y (v) un deterioro en los Contratos de Exploración y Extracción de las UGE's Misión y Ebanu por \$2,189,440.

Al 31 de diciembre de 2020 se reconoció una reversa neta de deterioro por \$35,031,541 debido principalmente a (i) efecto positivo por incremento en los precios de los cruados por \$50,768,557 destacando las UGE's Cantarell y Acelta Terciario del Golfo; (ii) aumento en los volúmenes de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) generando un efecto por \$33,784,306 focalizados principalmente en las UGE's ATTS, Burgos y Crudo Ujero Marino; Cabe señalar que se presentaron incrementos de reservas probadas en los nuevos campos destacando Xadín, Xikín, Jaatsul, Cheek, Uchbal, Teq, Teekil, Suuk, Pochko y Mulach; (iii) efecto positivo por mayor planilla operativa por \$21,067,337 destacando las UGE's Cantarell, ATTS y Burgos pasando el tipo de cambio de \$18.8452 pesos a \$19.9478 pesos por dólar americano de diciembre 2019 a diciembre 2020, respectivamente; (iv) se incrementaron ligeros incrementos en impuestos por \$3,844,410 motivado por menores ingresos en los perfiles de producción y precio con respecto al 31 de diciembre de 2019 destacando las UGE's Antonio J. Bermúdez, Chuc y Misión Xuk; (v) ínteros contrarrestados por mayor costo en la tasa de descuento por \$74,429,059 pasando de 6.18% a 6.23%, esto motivó que las UGE's con mayores ingresos en volúmen, precio y cantidad cambiaria reconocen estos efectos en mayor proporción.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Exploración y Producción son proyectos de inversión que agrupan campos productivos que tienen asociadas reservas de hidrocarburos con categoría LP - reservas probadas. Estos campos productivos de hidrocarburos contienen diversos grados de poder calorífico (API) integrados por un conjunto de pozos, y se encuentran equipados por activos fijos asociados directamente a la producción, como son ductos, instalaciones de producción, plataformas marinas, equipo especializado y maquinaria.

Cada proyecto representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos, para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

En Exploración y Producción para la determinación del importe recuperable de los activos fijos se utilizan las reservas probadas (LP) con precios estimados a largo plazo. El monto recuperable de cada activo es el valor en uso.

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a la explotación de hidrocarburos, se determina el valor presente neto de las reservas utilizando las siguientes premisas:





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

	2022	2021	2020
Precio promedio de petróleo	59.37 U.S.\$/bl	55.60 U.S.\$/bl	52.96 U.S.\$/bl
Precio promedio de gas	4.98 U.S.\$/mpc	4.56 U.S.\$/mpc	5.21 U.S.\$/mpc
Precio promedio de condensados	64.93 U.S.\$/bl	55.50 U.S.\$/bl	61.00 U.S.\$/bl
Tasa de descuento después de impuestos	9.31% anual	6.85% anual	6.23% anual
Tasa de descuento antes de impuestos	14.27% anual	10.68% anual	9.72% anual

La producción total pronosticada durante los periodos 2022, 2021 y 2020 es de 7,078 mmbpcp (miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente), 7,341 mmbpcp y 6,731 mmbpcp respectivamente calculada a un horizonte de 25 años.

Pemex exploración y producción, en apego a las prácticas observadas en la industria, estima el valor de recuperación de los activos determinando su valor de uso. Como tal, cuando flujos de efectivo asociados a reservas IP después de impuestos y utilizando una tasa de descuento igualmente después de impuestos, la provisión de deterioramiento de pozos no se incluye en el cálculo de flujos descontados.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 el valor de uso por cada uno de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro y/o reversa de deterioro son los siguientes:

	2022	2021	2020
Chuc	\$ 58,826,388	86,227,289	35,097,408
Acete Terciario de Gnl'n	44,910,967	75,544,451	98,617,385
Tsimín Xux	42,487,962	29,336,404	21,703,642
Ogarric Magallanes	29,222,531	25,089,823	—
Crucho Ligero Marino	27,993,723	24,424,670	11,455,311
Burgos	13,254,788	4,403,791	16,003,831
Intal - Minnik	10,377,668	23,071,621	10,361,747
Antonio J. Bermúdez	10,090,351	18,666,302	23,717,425
Arenque	5,307,805	5,920,659	5,296,420
Ébano (CEE)	4,857,880	(7,573,109)	—
Tamaulipas Consultaciones	3,000,177	5,878,885	4,971,235
Cuenca de Macuspana	82,269	722,874	899,838
Misér (CEE)	(493,897)	(101,442)	852,234
Lakach	(2,246,174)	(1,820,553)	(571,834)
Cárdenas Mpra	(3,979,463)	4,893,697	—
Santuario El Golpe	(4,082,727)	17,225,366	—
Centarell	(13,106,589)	54,669,897	121,968,126
Poza Rica	—	—	6,276,904
Coscuero	—	—	5,335,394
<b>Total</b>	<b>\$ 226,574,049</b>	<b>376,570,683</b>	<b>301,905,067</b>

Unidades generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, Pemex Transformación Industrial reconocía deterioros, neto por \$(25,615,351), \$(32,153,192) y \$(1,613,771), respectivamente, los cuales se recuperaron en las siguientes unidades generadoras de efectivo:



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2022	2021	2020
Refinería Minatitlán	\$ (17,502,044)	(4,678,358)	(37,432,704)
Complejo Petrolero Uruapan, Morelos	(7,512,584)	365,572	(2,350,704)
Complejo Petroquímico Cangrejera	(6,419,084)	(1,115)	—
Refinería Salamanca	(5,819,023)	(2,187,791)	(5,386,525)
Complejo Procesador de Gas Pura Rica	(3,655,338)	—	—
Complejo Procesador de Gas Aranda	(139,943)	—	—
Refinería Salina Cruz	(101,943)	(3,263,118)	—
Refinería Cacereya	(65,460)	(2,195,115)	(2,083,755)
Refinería Tula	9,757,724	(6,446,357)	(2,820,770)
Refinería Madero	5,244,202	(13,216,075)	(28,412,688)
Complejo Petroquímico Cosoleacaque	630,486	(726,631)	—
Complejo Petroquímico Pejalillo	31,566	195,834	(1,484,489)
Centro Procesador de Gas Nuevo Temex	—	—	(1,080,831)
Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex	—	—	(709,125)
<b>Total</b>	<b>\$ (15,615,351)</b>	<b>(32,153,192)</b>	<b>(71,761,571)</b>

Al 31 de diciembre de 2022 Pemex Transiluminación Industrial reconoció un deterioro neto por \$125,615,351 debido a: (i) la baja en el tipo de cambio, el cual pasó de \$20,5835 en diciembre de 2021 a \$19,4143 en diciembre de 2022; (ii) al alza del valor de descuento el cual fue de 9.45% en diciembre de 2021 a 11.16% en diciembre de 2022; y (iii) para las UGETs de Petroquímica secundaria se proyecta una disminución en el margen bruto, lo que deriva en el deterioro de estas instalaciones.

Al 31 de diciembre de 2021, se reconoció un deterioro neto por \$132,153,192 debido a: (i) incapacidad de alcanzar los niveles de producción proyectados por problemas de la operación; (ii) los proyectos Gasolinas Ultra Bajo en Arribe (GUBAS) y Diesel Ultra Bajo en Aculre (DUBAS), no han recibido recursos para su continuación y dentro del presupuesto autorizado para 2022 no se contempla alguna partida destinada para la continuación de dichas obras; y (iii) el resultado obtenido para la Refinería Madero, la cual, debido a sus altos costos y gastos, proyecta un resultado negativo, por lo que debe mejorarse de manera total. Estos efectos se contrarrestaron con (i) un incremento de ingresos derivados del aumento de precios de venta para las UGETs de Petroquímica secundaria; (ii) el aumento en el tipo de cambio al pasar de \$19,9487 en diciembre de 2020 a 20,5835 en diciembre de 2021; y (iii) la disminución de la tasa de descuento al pasar de 10.83% en 2020 a 9.95% en 2021.

Al 31 de diciembre de 2020, se reconoció un deterioro por \$(71,761,571) debido principalmente a (i) la disminución en los niveles de producción en las Refinerías de Madero, Minatitlán y Tula, por un menor proceso de crudo en el primer año de operación; (ii) decremento en los precios de los principales productos; (iii) una disminución en las tasas de descuento en las unidades generadoras de efectivo de refinerías de 6.4%, pas de 0.46% a incremento en Petroquímicos de 1.15% y Etileno de 0.26%; (iv) el efecto de la depreciación del peso respecto al dólar, en los flujos de efectivo que utilizan al dólar como referencia, que pasó de \$18,8452 al 31 de diciembre de 2019 a \$19,9487 al 31 de diciembre de 2020.



**Petróleos Mexicanos,**  
**Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Para determinar el valor de uso de los activos de larga duración asociados a las Unidades Generadoras de Efectivo de Pemex Transformación Industrial se determinó el valor neto de los flujos de efectivo con base en los siguientes supuestos:

		AL 31 de diciembre de														
		Operativas										Eliminac.				
		2022										2021		2020		
		Oper.										Eliminac.		Operativas		
		2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
<b>ALTA PRODUCTIVIDAD OPERATIVA</b>		57.4	41.80	41.80	1.4	11.4	11.4	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
CÓMERCIO		2183	2147	2135	1104	1078	1078	1078	1078	1078	1078	1078	1078	1078	1078	
OPERATIVAS		651.164	621.090	621.090	4842	4840	4840	4840	4840	4840	4840	4840	4840	4840	4840	
UNIDADES		523.143	515.543	515.543	1966	1966	1966	1966	1966	1966	1966	1966	1966	1966	1966	
UNIDADES DE		12	12	12	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
UNIDADES DE		16.384	15.418	15.418	10.306	10.306	10.306	10.306	10.306	10.306	10.306	10.306	10.306	10.306	10.306	
UNIDADES DE		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	
UNIDADES DE		2730	3055	3235	2276	2629	2677	2677	2677	2677	2677	2677	2677	2677	2677	

El promedio de los primeros 3 a 4 años.

Los primeros cinco años son proyectados y a partir del sexto año se estabiliza.

N.A. No Aplica.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial fueron definidas como los centros productivos que se agrupan de acuerdo a sus tipos de procesos ejecutados en: refinerías, centros procesadores de gases y complejos petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos terminados para venta directa al cliente o productos intermedios que podrían ser procesados por el mismo negocio en otra de sus unidades generadoras de efectivo por un tercero. Cada centro de proceso de Transformación Industrial representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posición idónea de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

La determinación del valor en uso consideró los planes de negocio de Pemex Transformación Industrial, sus programas operativos financieros, los pronósticos de precios futuros de los productos relacionados al proceso de las unidades generadoras de efectivo, sus programas presupuestales y a demás modelos estadísticos que consideraran información histórica de los procesos y las capacidades de los distintos centros de proceso.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro y/o reversa de deterioro son los que se muestran en la hoja siguiente.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Otras expresadas en miles de pesos)

	2022		2021		2020	
Refinería Salina Cruz	\$	49,777,097	31,909,375	30,477,588		
Refinería Tula		49,695,358	39,815,742	34,829,922		
Refinería Cárdenas		49,191,707	79,432,148	40,793,541		
Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex		31,708,026	—	—		
Refinería Salamanca		17,799,705	51,998,863	44,777,784		
Refinería Madero		10,279,749	—	6,799,072		
Refinería Minahuil		4,061,210	20,545,810	18,819,247		
Complejo Petroquímico Cosoleacaque		1,974,484	625,255	—		
Complejo Procesador de Gas Arrigar		105,610	—	—		
Complejo Petroquímico Cárdenas		—	—	11,499,567		
Complejo Petroquímico Morelos		—	7,908,064	9,396,765		
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>212,541,057</b>	<b>192,230,147</b>	<b>197,332,486</b>		

**Unidad generadora de efectos Primex Logística**

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, Primex Logística reconoció una reversa de deterioro, un deterioro por \$2,121,045, \$(3,161,108) y una reversa de deterioro de \$426,560, respectivamente.

El deterioro y las reversas de deterioro netas, se produjeron en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

	2022		2021		2020	
Obras en proceso	\$	2,121,045	(2,327,035)	—		
Buque Tanque		—	—	303,516		
Transporque terrestre (tipos blancos)		—	(234,073)	123,044		
<b>Reversa (deterioro), neto</b>	<b>\$</b>	<b>2,121,045</b>	<b>(3,161,108)</b>	<b>426,560</b>		

**Al 31 diciembre de**

	2022		2021		2020	
	Ductos		Transporte terrestre		Buque Tanque	
Tasa de deterioro	12.73%	12.57%	11.97%	12.73%	12.57%	11.97%
Vida útil	15	23	23	2	5	17

Al 31 de diciembre de 2022, se reconoció una reversa de deterioro neto por \$2,121,045 debido a: (i) la capitalización de algunas obras en proceso y (ii) el incremento de la tasa de deterioro que incluyó de manera negativa en la proyección de flujos al pasar de 12.57% en diciembre 2021 a 12.73% para diciembre 2022.

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2021, se reconoció un deterioro neto por \$(3,151,103) debido a: (i) el deterioro de algunos activos en proceso, a las cuales se les estimo una reserva debido a los ajustes económicos que para estos proyectos presenta la compañía y (ii) el incremento de la tasa de descuento, inició de manera negativa en la proyección de flujos al pasar de 11.97% en diciembre 2020 a 12.57% para diciembre 2021.

Al 31 de diciembre de 2020, Pemex Logistics reconoció una reversa de deterioro por \$426,560, en la UGE de equipo de transporte terrestre y buque tanque, debido al incremento en los flujos de efectivo proyectado.

Pemex Logistics para la determinación del importe recuperable, utiliza el cálculo del valor de uso.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Logistics son ductos y equipo de transporte.

El importe recuperable de los activos al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, corresponde a los flujos descontados a una tasa de descuento de 12.73%, 12.57% y 11.97%, respectivamente, siendo los valores de recuperación los siguientes:

	2022	2021	2020
<b>TA 3, TDG y TOMS (Terminales de Almacenamiento)</b>	\$ 66,431,256	76,522,522	95,166,597
Ductos	43,707,101	113,847,249	88,740,662
Logística Primaria	74,294,282	72,281,553	168,046,375
<b>Total</b>	<b>\$ 184,432,639</b>	<b>262,651,324</b>	<b>291,946,584</b>

**Unidad generadora de efectivo Pemex Fertilizantes**

La unidad generadora de efectivo es la planta que es utilizada para la producción de amoníaco.

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar.

**Tasa de descuento**

La tasa de descuento utilizada para 2020 fue 9.51%, como consecuencia de la actualización de la muestra de empresas utilizadas como referencia en el cálculo de la tasa.

Al 31 de diciembre de 2020 se incluye \$192,444 por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las unidades generadoras de efectivo mencionadas anteriormente. El deterioro se debe principalmente (i) a la disminución de producción proyectada debido a la falta de materia prima, (ii) el incremento en los precios de materia prima y (iii) la disminución de los precios de amoníaco.

	2020
Tipo de cambio	10.9427
Tasa de descuento	9.51%
Vida útil	22

f. PEMEX realiza actividades de exploración y extracción a través de Contratos de Exploración y Extracción (CEE) los CEE son adjudicados de manera individual, en consorcio o asociación en participación con base en lineamientos aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y se clasifican en:

- a. Contratos de Producción Compartida;
- b. Contratos de Utilidad Compartida;
- c. Contratos de Licencia; y
- d. Contratos de Servicios.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Algunos CEE son operados a través de acuerdos de operación conjunta, los que es PEMEX reconozca en sus estados financieros, los derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, así como los ingresos y gastos relacionados con estos acuerdos.

Los CEE al 31 de diciembre de 2022 son:

**a. Contratos de producción compartida:**

El objeto de los contratos de producción compartida es la ejecución de actividades petroleras, entre México, a través de Ejecutivo Federal por cuenta de la CUII y por otra parte el contratista, como contratista del área contractual, a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la industria y los términos y condiciones del contrato, a cambio de recibir las compensaciones en favor del contratista,

1. **Contratos de Producción compartida sin socio**
  - Área Contractual 29 de Cuencas del Sureste, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
  - Área contractual El-Balam, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
  1. **Contratos de Producción en Consorcio**
    - Contrato para la Explotación y Extracción, correspondiente al Área 2 Tampico Misantha, al consorcio conformado por Pemex Explotación y Producción y DCA Deutchne Endcoel México, S. de R. L. de C. V. (operador) y Compañía Española de Petróleos, S. A. U. (abligado solidario). El objetivo de este contrato es la ejecución de actividades petroleras bajo el esquema de contratos de producción compartida, por el contratista como contratista del área contractual a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas, la industria y las mejores y condiciones de contrato, a cambio de recibir las compensaciones en favor del contratista. Pemex Explotación y Producción y DCA tienen una participación de 50% para cada uno. La condición de operador estará a cargo de Pemex Explotación y Producción.
    - Contrato para la Explotación y Extracción, correspondiente al Área 8 Cuencas del Sureste, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (operador), EPC Hidrocarburos México, S. A de C. V. (EPC) y Ecopetrol Global Energy, S. L. U. (abligado solidario). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para Pemex Explotación y Producción y 50% para EPC.
    - Área Contractual 16 de Tampico Misantha, otorgado al consorcio, DELTSCHE Endcoel México S. de R.L. de C.V. como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40% para DELTSCHE Endcoel México S. de R.L. de C.V., 40% para Pemex Exploración y Producción, y 20% CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V.
    - Área Contractual 17 de Tampico Misantha, otorgado al consorcio, DELTSCHE Endcoel México S. de R.L. de C.V., como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40% para DELTSCHE Endcoel México S. de R.L. de C.V., 40% para Pemex Exploración y Producción, y 20% CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V.
    - Área Contractual 18 de Tampico Misantha, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador) y Compañía CTPSA E.P. México S de R.L. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 80% Pemex Exploración y Producción y 20% CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V.
    - Área Contractual 32 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para cada uno.
    - Área Contractual 33 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para cada uno.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Área Contractual 35 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La proporción de participación en la propiedad es de 50% para cada uno.
- Área Contractual Santuario y El Golpe, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Petrofac México, S.A. de C.V. (operador), la proporción de participación en la propiedad es del 64% para Pemex Exploración y Producción y 36% para Petrofac.
- Área Contractual Misión, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Servios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 51% para Pemex Exploración y Producción y 49% para Servios Múltiples de Burgos.
- Contrato correspondiente al área contractual: Éxamo, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), D&S Servicios Petroleros, S.A. de C.V. (operador) y D&S Petroleum S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 54.99% para D&S Servicios Petroleros, S.A. de C.V., 45% para Pemex Exploración y Producción, y 0.01% D&S Petroleum S.A. de C.V.

**b. Contratos de licencia-**

La naturaleza de la relación del contrato es la ejecución de actividades petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia, en virtud del cual se otorga al contratista el derecho de explorar y extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad de la Nación, quien se obliga a cumplir con las obligaciones derivadas del contrato en nombre y representación de cada una de las empresas firmantes en el área contractual de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la industria y los términos y condiciones del contrato. El Contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos, siempre que, conforme a los términos del Contrato, se encuentre a corriente en el pago de las Contraprestaciones al Estacó.

- 1. Contratos de licencia S.C. Asociación
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Plegado Perdido Bloque 5, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 1B, Cordilleras Mexicanas, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- 1. Contratos de Licencia en Asociación
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas conformado por Inpex E&P México, S.A. de C.V. (operador), Chevron Energía de México, S. de R. L. de C. V. y Pemex Exploración y Producción (socios), en el área contractual 3 "Centurón Plegado Perdido", Chevron, Pemex Exploración y Producción e Inpex tienen una participación de 37.5%, 27.5% y 35%, respectivamente en este proyecto y cada una de las empresas será solidariamente responsable de cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones del contratista conforme a este contrato independientemente de su interés de participación.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Plegado Perdido Bloque 2, otorgado a consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. es del 50% cada uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 22, Cuenca Salina celebrado entre las empresas Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (operador) e Inpex E&P México, S.A. de C.V. y Pemex Exploración y Producción (socios). La participación por parte de Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (37.5%), Inpex E&P México, S.A. de C.V. (35%) y Pemex Exploración y Producción (27.5%).
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos correspondiente al área contractual Trilon conformado por BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R. L. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción, BHP obtuvo el 60% del área contractual, mientras que Pemex Exploración y Producción obtuvo el 40%, y cada una de las empresas firmantes será solidariamente responsable del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones del contratista.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Montos a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Cárdenas, Mora, conformado por Pemex Exploración y Producción (soc), Petrolera Cárdenas Mora, S. A. P. I. de C. V. (operador) y Chevron Lubrings Ltd. (obligado solidario); La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y Petrolera Cárdenas Mora es de 50% cada uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Oparrio, conformado por Pemex Exploración y Producción (soc), Deutsche Erdöl, S. de R. L. de C. V. (operador) y DEA Deutsche Erdöl, A. S. (obligado solidario); La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y DEA Erdöl es de 50% cada uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Jalisco, conformado por Operadora de Campos DWF, S. A. de C. V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (soc); La participación por parte de Operadora de Campos DWF, S. A. de C. V. es de 51% y Pemex Exploración y Producción 49%.

A continuación, se presentan los estados financieros condensados asociados a los contratos de exploración y extracción antes mencionados (presentación no auditada):





Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Producción comparada

Al 30 de Septiembre de 2022	Producción comparada										
	4 <sup>to</sup> Trimestre	3 <sup>er</sup> Trimestre	2 <sup>do</sup> Trimestre	1 <sup>er</sup> Trimestre	4 <sup>to</sup> Trimestre	3 <sup>er</sup> Trimestre	2 <sup>do</sup> Trimestre	1 <sup>er</sup> Trimestre	4 <sup>to</sup> Trimestre	3 <sup>er</sup> Trimestre	2 <sup>do</sup> Trimestre
Impuestos sobre ganancias	5 17,256,552	5 4,407,159	5 1,004,001	5 1,004,001	5 1,004,001	5 1,004,001	5 1,004,001	5 1,004,001	5 1,004,001	5 1,004,001	5 1,004,001
Impuestos sobre producción	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000	109,000,000
Impuestos sobre ventas	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493	13,451,493
Impuestos sobre el patrimonio	28,255	28,255	28,255	28,255	28,255	28,255	28,255	28,255	28,255	28,255	28,255
Impuestos sobre el consumo	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474	13,482,474
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el transporte	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el consumo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el consumo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el consumo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el consumo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el consumo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el consumo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el consumo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el comercio exterior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impuestos sobre el patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2022	Tríon	Contratos de licencia					Cadenas			
		Bloque 3	Bloque 2	Bloque 5	Bloque 18	Bloque 22	Morfo	Coahuila	Miquetip	
Ingresos										
Ventas netas	\$	—	—	—	—	—	2,002,236	2,094,907	\$ 422,796	
Costo de la vendida		42,947	127,366	66,975	71,444	83,617	2,325,582	959,465	1,157,840	
Rendimiento (pérdida) bruto		(42,947)	(127,366)	(66,975)	(71,444)	(83,617)	(232,346)	1,125,442	(735,044)	
Otros ingresos (gastos) neto		—	—	—	—	—	(459)	(26)	(8,374)	
Gastos de administración		—	—	—	—	—	61	36,162	247,862	
Rendimiento (pérdida) de operación		(42,947)	(127,366)	(66,975)	(71,444)	(83,617)	(232,356)	1,039,254	(895,810)	
Impuestos, derechos y otros		—	—	—	—	—	263,585	306,956	—	
<b>Rendimiento (pérdida) neto</b>	\$	—	(42,947)	(127,366)	(66,975)	(71,444)	(497,451)	732,298	\$ (895,810)	
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$	—	—	108,577	114,901	—	40	—	\$ —	
Cuentas por cobrar		—	31,769	157,640	44,581	36,291	341,860	8,648,219	1,359,559	1,576,331
Total activo circulante		—	31,769	157,640	153,103	151,192	341,860	8,648,259	1,359,559	1,576,331
Foros, rúntos, propiedades, planta y equipo, neto		—	—	—	—	—	295,654	1,336,020	222,840	
<b>Total del activo</b>	\$	—	31,769	157,640	153,103	151,192	341,860	8,648,259	1,359,559	\$ 1,799,171
Proveedores		—	181,591	330,009	69,438	89,996	575,243	2,474,062	2,344,715	2,085,393
Impuestos y derechos por pagar		—	—	—	5,521	5,865	7,506	12,752	1,779	
Otros pasivos circulantes		—	59,447	701,421	459,119	477,335	115,107	1,390,814	4,071,185	267,675
<b>Total del pasivo</b>	\$	—	241,038	531,330	534,072	503,224	691,400	5,372,402	6,378,652	\$ 2,349,797
<b>Patrimonio (déficit), neto</b>	\$	—	(109,269)	(106,124)	(133,991)	(130,588)	(285,923)	1,068,952	(4,415,371)	\$ (145,184)



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**14. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO**

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el saldo de los activos intangibles equivale a \$30,024,934 y \$20,016,146, se integran principalmente por pozos no asignados a una reserva y otros activos intangibles como se muestra a continuación:

**A. Pozos no asignados a una reserva**

	31 de diciembre de	
	2022	2021
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del periodo	\$ 18,639,236	21,435,160
Incrementos en obras en construcción	34,291,324	25,377,983
Reducciones contra gastos	(13,911,491)	(12,565,711)
Deducciones contra activo fijo	(10,630,314)	(15,608,296)
<b>Saldo al final del año</b>	<b>\$ 28,388,655</b>	<b>28,639,136</b>

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 se reconocieron gastos referentes a pozos no exitosos directamente en el estado del resultado integral por \$21,021,660, \$22,256,103 y \$15,351,986, respectivamente.

**B. Otros activos intangibles**

	Licencias	Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones	Total
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2022	\$ 5,258,823	1,845,848	\$ 7,104,671
Adiciones	1,016,263	73,951	1,090,234
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(33,617)	(105,591)	(139,208)
	\$ 6,241,469	1,754,308	\$ 8,005,697

Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2022	\$ (4,950,315)	(777,346)	(5,727,661)
Adiciones	(195,948)	—	(195,948)
Gasto por amortización	(492,311)	(24,031)	(516,342)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	25,486	45,647	70,533
	(5,623,088)	(756,330)	(6,369,418)

<b>Saldo al 31 de diciembre de 2022</b>	<b>\$ 628,401</b>	<b>1,007,978</b>	<b>\$ 1,636,279</b>
---	-------------------	------------------	---------------------

Vidas útiles

1 a 3 años

Hasta 30 años



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cuenta	Licencias		Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones		Total
	Saldo al 1 de enero de 2021	Adiciones (Bajas)	1 a 3 años	Hasta 36 meses	
Saldo al 1 de enero de 2021	\$ 4,885,305		1,759,100	\$ 6,654,405	
Adiciones	416,070		20,185	436,255	
(Bajas)	(35,885)		—	(35,885)	
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(6,467)		56,583	49,916	
	5,258,823		1,835,868	7,104,671	
Amortización acumulada					
Saldo al 1 de enero de 2021	\$ 14,592,114		(721,667)	\$ (5,313,781)	
Bajas	32,561		—	32,561	
Gasto por amortización	(371,115)		(32,180)	(403,295)	
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(19,641)		(23,499)	(43,140)	
	(4,950,315)		(777,346)	(5,727,661)	
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2021</b>	<b>\$ 308,508</b>		<b>1,068,502</b>	<b>\$ 1,377,010</b>	

Véase ítem

1 a 3 años

Hasta 36 meses

**15. BONOS DEL GOBIERNO FEDERAL, DOCUMENTOS POR COBRAR A LARGO PLAZO Y OTROS ACTIVOS**

**A. Pagars**

El 5 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos recibió pagars emitidos por el Gobierno Federal como parte de la asunción de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias.

El 19 de noviembre de 2020, Petróleos Mexicanos y la SHCP acordaron el intercambio de 16 pagars a favor de Petróleos Mexicanos. El destino de los recursos obtenidos de los Bonos Gubernamentales será transferido exclusivamente al FOAYPE para el pago de obligaciones relacionados con pensiones y planes de retiro.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los movimientos relativos a los Pagars hasta el 31 de diciembre de 2020 se muestran continuación:

	<u>31 de diciembre de</u>	
	<u>2020 <sup>(1)</sup></u>	
Movimientos de los pagarés:		
Saldo al inicio del año	\$	126,534,872
Cubros de pagaré		(4,102,622)
Rendimientos devengados		7,997,940
Intereses cobrados		(881,948)
Reversa (retención) de pagaré		8,000
Intercambio		(128,656,192)
<b>Saldo al final del año</b>	<b>\$</b>	<b>—</b>

<sup>(1)</sup> Hasta el 15 de noviembre de 2020.

**B. Bonos del Gobierno Federal**

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los Bonos Gubernamentales es están valuados a costo amortizado, como sigue:

	2022	2021
Total de los Bonos del Gobierno Federal <sup>(1)</sup>	\$ 110,179,517	110,853,356
Menos: porción circulante de los Bonos del Gobierno Federal, neto de pérdidas crediticias esperadas	46,626,257	1,253,451
<b>Porción no circulante de los Bonos del Gobierno Federal</b>	<b>\$ 63,553,260</b>	<b>109,601,905</b>

<sup>(1)</sup> Al 31 diciembre de 2022 y 2021, el monto de pérdida crediticia esperada reconocida corresponde a \$9,717 y \$13,038, respectivamente.

Al 15 de noviembre de 2020, el valor de los Bonos Gubernamentales fue de \$128,785,611, y el pasivo reconocido fue de \$55,597,610.

En el noviembre de 2020, Petróleos Mexicanos monetizó la totalidad de los Bonos Gubernamentales al entrar en un acuerdo financiero de tres años para obtener una parcialidad de su valor equivalente a \$55,597,610 a una tasa del 5.5275% anual, con vencimiento el 24 de noviembre de 2023. Petróleos Mexicanos conservó en todo momento sustancialmente todos los riesgos, beneficios y derechos económicos de los Bonos Gubernamentales entregados a la institución financiera, de tal forma que Petróleos Mexicanos continuará cobrando en cada fecha de vencimiento los cupones y capital asociado a los títulos, a lo largo de la vigencia de la operación, por lo que esta operación se presenta restringida dentro de los activos. Derivado de las características contractuales de esta operación, el pasivo se presenta dentro de la porción circulante de la deuda a largo plazo. El destino de los recursos obtenidos de los Bonos Gubernamentales será transferido al FOLAPE para el pago de obligaciones relacionadas con pensiones y planes de retiro.

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, los intereses generados por los Bonos Gubernamentales ascendieron a \$7,344,938 de los cuales Petróleos Mexicanos recibió pago por \$7,453,715. Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021, los intereses generados por los Bonos Gubernamentales ascendieron a \$7,094,180 de los cuales Petróleos Mexicanos recibió pago por \$7,126,559.

A 31 de diciembre de 2022 y 2021, los Bonos Gubernamentales constaban de 17 series de Bonos de Desarrollo (Bonos D, Bonos M y UD - Bonos) emitidos por la SHCP con vencimientos entre 2023 y 2026, con un valor nominal de \$102,492,022 y \$913,482 en UDIS.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el valor razonable de los activos transferidos es de \$108,062,414 y \$100,124,514 que, con respecto al valor razonable de los pasivos asociados es \$82,372,990 y \$83,829,441, presentando una posición neta de \$25,689,424 y \$25,255,073, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el pasivo reconocido es de \$90,577,596 (\$90,739,938 de principal y \$837,658 de intereses) y \$84,189,449 (\$83,401,120 de principal y \$78,829 de intereses), respectivamente. (ver Nota 16).

A continuación, se muestran los movimientos de los bonos de Gobierno Federal:

	2022	2021
Saldo al inicio del año	\$ 110,855,356	\$ 179,549,519
Bonos del Gobierno Federal cobrados/1	—	(15,788,606)
Rendimientos devengados	7,534,638	7,094,180
Intereses cobrados	(7,455,715)	(7,126,659)
Impugnación de valuación de valores denominados en UDIS	491,675	479,149
Costo amortizado	(1,250,358)	(3,336,787)
() Detenciones de bonos	3,321	4,544
<b>Saldo al final del año</b>	<b>\$ 110,179,517</b>	<b>\$ 110,855,356</b>

2. El 30 de noviembre de 2021 de diciembre de 2021

C. Documentos por cobrar a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los documentos por cobrar ascienden a \$7,394,126 y \$1,646,200, respectivamente, que incluyen \$783,999 y \$835,475 de derechos de cobro de IVA derivado del contrato de fomento financiero sin recurso entre Proveedores Logística y Fianco Mercanti del Norte, S.A.

D. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	31 de diciembre de	
	2022	2021
Pagos anticipados/1	\$ 26,515,825	\$ 35,931,167
Otros	2,565,824	2,327,872
Seguros y fianzas	1,621,076	853,291
<b>Total</b>	<b>\$ 30,702,725</b>	<b>\$ 39,112,330</b>

1. Principalmente pagos anticipados e contratistas para la construcción de la Refinería Dos Bocas, a través de PTI ID.

16. DEUDA

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2022 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 12 de noviembre de 2021, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$37,242,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S. \$1,800,000. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los términos y condiciones para la contratación de obligaciones consultivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos y Entidades Subsidiarias para el año fiscal 2022 de acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento. Estos términos y condiciones son promulgados de conformidad con los lineamientos aprobados por la SHCP para el ejercicio fiscal 2022.

Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- El 25 de febrero de 2022, Petróleos Mexicanos realizó a contratación de un pagaré por \$750,000 a una tasa Tasa de interés Interbancaria de Equilibrio (TIE) a 28 días más 233 puntos base, con vencimiento en febrero de 2023.
- El 28 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito por U.S.\$75,000, con vencimiento en enero de 2023 a tasa de interés flotante SOFR más 245 puntos base.
- El 30 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos concluyó el intercambio de nota emitidos previamente bajo la Regla 144-A y bajo la Regla S por notas registradas ante la SEC. En la siguiente tabla se muestra el monto del principal, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos.

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	(U.S. \$)
------------------	--------	-----------------------	-----------

6.875% Notes con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$ 901,836
--------------------------------------	---------------------	---	------------

6.705% Notas con vencimiento en 2032	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$ 6,179,812
--------------------------------------	---------------------	---	--------------

- El 18 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos renovó un pagaré por \$4,000,000, emitido originalmente en octubre de 2021, a una tasa de interés flotante TIE a 28 días más 313 puntos base con vencimiento en 2023.
- El 26 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos obtuvo \$10,000,000 relacionada con la bursatilización de Bonos del Gobierno Federal, con vencimiento en febrero de 2024.
- El 29 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos incrementó una línea de crédito por un monto de U.S.\$ 450,000, a una tasa de interés flotante SOFR a 90 días más 345 puntos base con vencimiento en octubre de 2023.
- El 18 de mayo de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$500,000 a una tasa de interés flotante TIE a 28 días más 250 puntos base, con vencimiento en mayo 2023.
- El 31 de mayo de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de un pagaré, emitido originalmente en diciembre de 2021, por \$3,000,000 con vencimiento en febrero de 2023, con tasa TIE a 28 días más un margen de 330 puntos base.
- El 31 de mayo de 2022, se fijó el cupón y se emitió el bono a proveedores con fecha de inicio el día 2 de junio, por un total de U.S.\$ 5,984,689 con vencimiento en junio de 2023 y cupón de 8.750%, con motivo del intercambio de deuda con proveedores.
- El 15 de junio de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de dos pagares, emitidos originalmente en diciembre de 2021 y enero de 2022, respectivamente, cada uno por un monto de \$2,000,000 con vencimientos en marzo de 2023, con tasa TIE a 28 días más un margen de 320 puntos base.
- El 17 de junio de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de un crédito de corto plazo, emitido originalmente en septiembre de 2021, por U.S. \$500,000 con vencimiento en enero de 2023, con tasa SOFR a 227 días más un margen de 200 puntos base.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 19 de agosto de 2022, Petróleos Mexicanos, suscribió un pagaré por \$5,000,000, con vencimiento de agosto de 2023 a tasa de interés flotante TIE a 28 días más 365 puntos base.
- El 23 de agosto de 2022, Petróleos Mexicanos renovó un pagaré por U.S. \$11,362, con vencimiento en febrero de 2023, a una tasa de interés flotante SOFR a 30 días más 175 puntos base.
- El 13 de septiembre de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de un pagaré, emitido originalmente en enero de 2021 por \$4,000,000, con tasa TIE a 28 días más 365 puntos base, con vencimiento en septiembre de 2023.
- El 7 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$1,500,000, con vencimiento en abril de 2023 a tasa de interés flotante TIE a 28 días más 195 puntos base.
- El 17 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$1,000,000, con vencimiento en abril de 2023 a tasa de interés flotante TIE a 28 días más 195 puntos base.

- El 26 de octubre de 2022, el día deca Mexicano Petróleos Mexicanos concluyó el intercambio de notas emitidas originalmente bajo la Regla 144-A y bajo la Regla S por notas registradas ante la SEC, en la siguiente tabla se muestra el monto del principal emitido y registrado por Petróleos Mexicanos.

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	(U.S. \$)
8.750% Notas con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logistics	\$ 1,984,088

- El 28 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$500,000 a una tasa de intereses flotante TIE a 28 días más 225 puntos base, con vencimiento en abril 2023.
- El 5 de noviembre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito renovante por \$15,500,000 a una tasa de intereses flotante TIE 28 días más 350 puntos base, con vencimiento en noviembre de 2025. El 28 de noviembre de 2022, se incrementó esta línea de crédito a \$20,500,000.
- El 14 de noviembre de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$1,300,000, a una tasa de interés flotante TIE a 91 días más 280 puntos base con vencimiento en febrero 2023.
- El 21 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por una línea de crédito no convertible por U.S. \$5,500,000, a una tasa de interés SOFR a 90 días más 295 puntos base con vencimiento en junio 2023.
- El 29 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$2,000,000, a una tasa de interés TIE a 28 días más 230 puntos base con vencimiento en marzo 2023.

Todas las líneas de bonos bajo este programa fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística y U.S. respectivos sucesores.

El monto de Jauca al 31 de diciembre de 2022 por el esquema establecido de fideicomiso financiero para apoyar a proveedores es por un monto de \$ 18,447,086 (que incluye U.S.\$ 134,598) a un plazo de hasta 180 días a tasa TIE y CETES más sobre tasas de 160 a 280 puntos base.

Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por U.S. \$7,664,000 y \$29,500,000, las cuales se encuentran utilizadas en su totalidad.

Todas las operaciones de financiamiento fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2021, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI Trading era por U.S. \$202,547. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022, PMI Trading obtuvo U.S. \$1,736,218 y pagó U.S. \$1,775,855. Al 31 de diciembre de 2022, el monto pendiente de pago era por U.S. \$152,866. El monto disponible de estas líneas de crédito revolventes fue de U.S. \$62,134.

La Ley e Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2021 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 25 de noviembre de 2020, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$22,000,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S. \$1,000,000. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación.

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos y Unidades Subsidiarias para el año fiscal 2021 de acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento. Estos términos y condiciones son promulgados de conformidad con los incumplimientos aprobados por la SHCP para el ejercicio fiscal 2021.

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento (las tasas flotantes se presentan después del horizonte de vencimientos):

- El 22 de enero de 2021, Petróleos Mexicanos, suscribió un contrato de crédito garantizado por una agencia de crédito a la exportación, por un monto de U.S.\$15,237, con vencimiento en enero de 2031 a tasa de interés LIBOR a 1 año + 1.28% anual.
- El 10 de mayo de 2021, Petróleos Mexicanos, suscribió dos contratos de crédito por U.S.\$400,000, divididos en dos tramos el primero por U.S.\$65,000, y el segundo por U.S.\$335,000, con vencimientos en marzo 2030 y marzo 2031, a una tasa variable en dólares LIBOR a 6 meses, más 48 puntos base, amortizables semestralmente.
- El 21 de mayo de 2021, Petróleos Mexicanos, renovó e incrementó su contrato de crédito por U.S.\$300,000, a una tasa de interés LIBOR a 3 meses, más un margen variable entre 170 y 345 puntos base ajustable de acuerdo con su calificación de deuda a largo plazo.
- El 8 de julio de 2021, Petróleos Mexicanos, realizó el refinanciamiento de un crédito de U.S.\$150,000. El monto del nuevo crédito por U.S.\$300,000 con vencimiento en julio 2024, a una tasa flotante vinculada a LIBOR a 3 meses, más 320 puntos base.
- El 16 de julio de 2021, Petróleos Mexicanos, suscribió un contrato por U.S.\$750,000 con vencimiento en enero 2023, a una tasa flotante vinculada a LIBOR a 3 meses más un margen variable entre 170 y 345 puntos base ajustable de acuerdo con su calificación de deuda a largo plazo.
- El 19 de octubre de 2021, Petróleos Mexicanos, renovó un pagaré suscrito en abril por \$4,000,000 y plazo original de 180 días. Esta renovación se realizó a un plazo de 180 días, vinculada a una TIE a 182 días más 248 puntos base.
- El 18 de noviembre de 2021, Petróleos Mexicanos, renovó e incrementó un pagaré suscrito en junio por \$3,000,000 y plazo original de 120 días. Esta renovación se realizó por \$4,000,000 con un vencimiento en marzo 2022, a una tasa TIE a 91 días más 257.5 puntos base.
- El 16 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos, emitió un bono por un monto de U.S.\$1,000,000 con vencimiento en 2032 y cupón de 6.700% bajo el Programa de Pagos a Mediano Plazo Serie C.
- El 16 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos, suscribió un pagaré por \$1,000,000 con vencimiento en mayo 2022, a una tasa TIE a 182 días más 260 puntos base.
- El 17 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos, renovó un pagaré suscrito en junio por \$2,000,000 y un plazo original de 180 días. Esta renovación se realizó a un plazo de 180 días a una tasa TIE más 250 puntos base. Adicionalmente, Petróleos Mexicanos, suscribió un contrato por \$2,000,000 con vencimiento en junio 2022, a una tasa TIE a 182 días más 260 puntos base.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

( cifras expresadas en miles de pesos )

- El 20 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos, renovó un contrato de crédito por U.S.\$500,000 con plazo original de 180 días. Esta renovación se realizó a un plazo de 180 días, a una tasa de interés LIBOR a 3 meses, más un margen de 200 puntos base.
- El 21 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos, suscribió un pagaré por \$500,000 y un plazo de 90 días, con una tasa TIIE a 28 días, más un margen de 190 puntos base.
- El 23 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos completó una operación de manejo de pasivos consolidante en el intercambio de oferta privada por ofertas de compra, de las cuales Petróleos Mexicanos emitió un contrato adicional de capital agregado de U.S. \$5,813,567 de sus pagarés del 6.700% que vencen en 2037 y pagó una cantidad de efectivo igual a U.S. \$4,484,800 por los valores aceptados en las ofertas, intereses devengados y no pagados y otros campos por transacción, costos y gastos relacionados con las ofertas.

Todas las emisiones de bonos bajo este programa fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística y sus respectivos sucesores.

Al 31 de diciembre de 2021, PEMEX cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por U.S. \$7,664,000 y \$37,000,000, de las cuales se encuentran disponibles U.S. \$50,000, millones que las de pesos están totalmente utilizadas.

Las operaciones de financiamiento fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística y sus respectivos sucesores.

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2021, Pemex Trading obtuvo U.S. \$43,292,749 y pagó U.S. \$43,369,772 de líneas de crédito renovables. Al 31 de diciembre de 2021, el monto pendiente de pago era por U.S. \$2,310,042.

Algunos contratos de fha requieren establecer ciertas obligaciones de hacer y no hacer, se tienen restricciones a algunos tipos de operación, entre las que destacan:

- No vender, gravar o disponer de ciertos activos especiales para las operaciones de negocio.
- No contratar pasivos financieros u contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujetos a ciertas excepciones.
- Transferir, vender o asignar derechos de voto aun no devengados bajo contratos de venta de petróleo o gas natural, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, PEMEX no ha incurrido en incumplimientos relacionados con los contratos de financiamiento vigentes.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la deuda documentada se integra se muestra en la hoja siguiente.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(cifras expresadas en miles de pesos)

	2012	2011
	Moneda nacional	Moneda extranjera
<b>Préstamos hipotecarios</b>	<b>Tasa de interés</b>	<b>Vencimiento</b>
Emisión de bonos	Tasa fija de 2.25% a 9.75%, TFR más 2.25% a 3.00% + liber más 0.55% a 0.45%	Varios hasta 2050
Financiamiento de proveedores	14 días a 2.00% y 1 día más 0.25% a 1.30%	Varios hasta 2031
Credito directo	Tasa fija de 3.25%, 1.50% más 1.75% a 3.20%	Varios hasta 2031
Credito subsidiado	liber más 2.15%	Varios hasta 2031
Financiamiento por otros	Tasa fija 3.50% y 1.50% + de 1.00% a 1.25%	En 2021
Credito recargable	5.75% más 1.00%, 1.00% más 3.50% a 3.75% y 0.2% efectivo 0.81 a 1.35%	En 2023
Intercambio de acciones de infraestructura	Tasa fija de 3.40% a 8.40%	Varios hasta 2016
Financiamiento	5.05% más 1.15%	En 2023
<b>Total en dólares estadounidenses</b>		\$ 1,470,057,040
En pesos		\$ 1,470,057,040
Emisión de bonos	Tasa fija de 2.35% a 5.50% plus 0.20% más 2.50%	Varios hasta 2020
Credito directo	Tasa fija de 3.15%	Varios hasta 2022
Total en euros		\$ 250,486,128
En pesos		\$ 250,486,128
Emisión de acciones	Tasa fija de 0.10% a 4.10%	Varios hasta 2021
En pesos		\$ 26,157,618
Emisión de acciones subsidiadas	Tasa fija 1.00% y tasa fija de 1.9% a 3.6%	Varios hasta 2012
Emisión de acciones subsidiadas	Tasa fija de 0.15% y TFR más 0.25% a 1.05%	Varios hasta 2015
Emisión de acciones subsidiadas	Tasa fija 2.25% a 2.80% y 2.75% más 1.50% a 2.40%	En 2023
Emisión de acciones subsidiadas	Tasa fija 0.95%	Varios hasta 2021
Emisión de acciones subsidiadas	Tasa fija 1.50% a 3.10%	En 2013
Emisión de acciones subsidiadas	Tasa fija de 0.90% a 0.82 a 0.2%	Varios hasta 2024
Total en pesos		\$ 276,495,542
Emisión de acciones subsidiadas	Tasa fija de 1.00% a 1.10%	Varios hasta 2021
Otros préstamos		\$ 48,100,401
Emisión de bonos	Tasa fija 1.75% a 3.75%	Varios hasta 2025
Total del financiamiento en moneda nacional		\$ 16,135,980
Var		\$ 2,052,100,059
Financiamiento por pagar a corto plazo		\$ 45,265,197
Total del financiamiento por pagar a corto plazo		\$ 2,097,365,256
Operación		—
Verificación de corto plazo de la deuda		\$ 20,265,297
Garantías por pagar a corto plazo, a corto plazo		—
Financiamiento de largo plazo		\$ 461,447,147
Total de la deuda a largo plazo de la deuda a largo plazo		\$ 1,635,916,343



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2021	
	Monto en miles de pesos	Monto en millones de dólares
<b>En dólares estadounidenses</b>		
	<b>Tasa de cambio:</b>	<b>Incremento</b>
<b>En dólares estadounidenses</b>		
En el 29 de Enero	Tasa fija de 2.7% a 3.5% y Liba más USD\$ a 2.65%	valor hasta 2060 \$ 2,342,925,306 U.S.
Prerrogativa de prelación	Liba más 0.25% a 1.7%	valor hasta 2031 33,504,592
Grupos de acciones	Tasa fija 3.35% y Liba más 2.07% a 2.55%	valor hasta 2022 62,802,505
Prerrogativas bancarias	Liba más 2.35%	valor hasta 2024 31,461,156
	Tasa fija 3.50% y Liba más 2.35% y 1.7%	valor hasta 2027 407,322
	Liba más 2.0% a 2.35% y Liba efectiva más 1.35%	En 2022 360,573,535
	Tasa fija de 3.05% a 3.25%	27,203,262
	Tasa fija de 3.05% a 3.25%	valor hasta 2026 2,370,842,220 U.S.
<b>Toda en dólares estadounidenses</b>		<b>1,937,072</b>
<b>En euros</b>		
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.975% a 5.5% 2007/2026 más 2.4%	valor hasta 2021 \$ 254,577,744 €
Cédulo Short	Tasa fija de 5.2%	valor hasta 2023 21,204,300
Todal en euros		<b>\$ 256,231,644 €</b>
		<b>23,474,417</b>
<b>En yenes</b>		
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.24% a 3.4%	valor hasta 2026 28,035,227 ¥
		<b>109,513,316</b>
<b>En pesos</b>		
Contratación Variable	TIF más 2.25% y Tasa fija de 7.35% a 7.45%	valor hasta 2006 \$ 43,426,071
Cédulo directo	Tasa fija de 4.25% y TIF más 1.45% a 1.54%	valor hasta 2015 54,020,625
Participación	TIF más 4.27% a 4.32%	En 2021 20,100,268
Cédulo variable	TIF más 0.5%	valor hasta 2022 3,420,000
Cédulo respaldado	LIB más 1.50% a 1.55%	En 2021 57,000,000
Mutualización de fondos de inversión		83,400,000
Prerrogativa	Tasa fija de 3.50275%	valor hasta 2024 281,253,054
<b>Todal en pesos</b>		<b>50,255,420</b>
<b>En USD</b>		
Prerrogativas bancarias	Tasa fija de 3.40% a 3.25%	valor hasta 2025 50,255,420
Otros incrementos		
Producción de bonos	Tasa fija 1.25% a 2.25%	valor hasta 2016 \$ 30,139,010
Todal del prestatario "moneda nacional"		<b>\$ 2,214,424,524</b>
<b>Méj</b>		
Prerrogativas bancarias		177,340,477
Documentos por pagar a corto plazo y		424,732
Todal principal e intereses de la deuda		<b>\$ 2,392,689,733</b>
<b>Méj</b>		
Vencimiento a corto plazo en el divido		454,576,324
Prerrogativas por pagar a corto plazo y		494,795
como otros		37,333,473
Prerrogativas bancarias		452,281,611
Todal de la posición circulante de la deuda		<b>\$ 2,357,442,383</b>
<b>a largo plazo</b>		
		<b>\$ 2,357,442,383</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La siguiente tabla se muestran los movimientos de la deuda de los años terminados a 31 de diciembre de 2022 y 2021, incluye deuda a corto y largo plazo:

	<b>31 de diciembre de</b>	
	<b>2022 (1)</b>	<b>2021 (1)</b>
<b>Movimientos de la deuda:</b>		
Saldo al inicio del año	\$ 2,249,695,894	2,258,727,317
Captaciones - Instituciones financieras (2)	1,064,179,416	1,653,151,747
Amortizaciones	(1,167,159,286)	(1,707,581,590)
Intereses devengados (3)	160,020,297	162,909,771
Intereses (pagados)	(154,077,189)	(157,256,075)
Variación cambiaria	(121,295,172)	(10,751,264)
<b>Saldo al final del año</b>	<b>\$ 2,091,463,996</b>	<b>2,249,695,894</b>

(1) Estos saldos incluyen documentos a pagar de Contratos de Obra Pública Fianciada ("COFPF") en su totalidad.

(2) Petróleos Mexicanos implementó un esquema de factoraje financiero para apoyar a sus proveedores. El importe al 31 de diciembre 2021 fue de \$15,934,904, el cual no representó flujo de efectivo.

(3) Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 incluye \$379,045 de amortizaciones de premios y prima; \$(355,978) de comisiones y gastos de colocación de deuda y costo amortizado de \$3,877,732.

(4) Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021, incluye \$3,230,673 de amortizaciones de premios y prima; \$(7,825,355) en comisiones y gastos de colocación de deuda y costo amortizado de \$6,226,927.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 en adelante	Total
Vencimientos de los principales intereses de la deuda (4)	\$ 685,967,583	750,076,583	827,886,510	865,272,031	146,106,908	571,292,895	\$ 3,491,455,366

A. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, las tasas de interés eran las que siguen: SOFR una semana 4.3%, SOFR tres meses 4.58745%, EURIBOR tres meses 2.132%, LIBOR tres meses 4.76720% y 2.09130%, respectivamente; LIBOR seis meses 5.13886% y 3.38750%, respectivamente; LIBOR doce meses 5.4814% y 5.83130%, respectivamente; TIE a 28 días 10.7605% y 5.715%, respectivamente; TIE a 90 días 10.975% y 5.855%, respectivamente y TIE a 182 días 11.080% y 6.020%, respectivamente.

B. Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, de bancos extranjeros fue de \$1,763,576,383 y \$1,346,136,632.

C. Los documentos por pagar a contratistas se incluyen en el rubro de deuda a corto y largo plazo y se detallan como se muestra a continuación:

	2021
Total documentos por pagar a contratistas (1)	\$ 428,799
Menos: acumulación de documentos por pagar a contratistas	428,799
<b>Documentos por pagar a contratistas a largo plazo</b>	<b>\$ -</b>

(1) PFMEX tenía celebrados COFP (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hicieron dueños y las obras ejecutadas son propiedad de Pemex Exploración y Producción. En los COFP el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, los cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2021 no se tiene saldo pendiente de pago.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(cifras expresadas en miles de pesos)

20 Durante el ejercicio 2007, se adquirió un buque tanque denominado FPSO (Floating Process Storage and Offloading). La inversión en dicho buque tanque fue de U.S.\$725,575. Al 31 de diciembre de 2007 se ha financiado y el 31 de diciembre de 2007, el saldo era de \$645,299 (U.S.\$71,437).

B. A 31 de diciembre de 2002 y 2001, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	2002	2001
Dólar estadounidense	10.4243	20.5835
Yen japonés	0.1470	0.1789
Lira esterlina	23.3496	37.8834
Euro	70.7083	13.4066
Francos suizos	20.9791	22.5920

### 17. ARRENDAMIENTOS

PEMEX arrienda plantas, equipo de transporte y almacenamiento, instalaciones portuarias, inmuebles y terrenos. Los arrendamientos generalmente se efectúan por un periodo de uno a veinte años, en algunos casos con una opción para renovar el contrato de arrendamiento después de esa fecha. Algunos pagos de arrendamiento se renegocian cada cinco años para reflejar que los fletes de freta están uniformes al mercado. Parte de los contratos de arrendamiento prevén pagos de alquiler adicionales que son basado en cambios en los índices de precios locales. Para ciertos arrendamientos, PEMEX tiene restricciones para imprimir en cualquier acuerdo de subarrendamiento.

Los arrendamientos de plantas, equipo de transporte y almacenamiento, instalaciones portuarias, inmuebles y terrenos fueron clasificados en ejercicios anteriores como arrendamientos de servicios, vehículos, edificios.

PEMEX tiene activos por derechos de uso por equipos cuyos términos contractuales son de uno a tres años. Estos arrendamientos son a corto plazo y / u arrendamientos de artículos de bajo valor. PEMEX ha decidido no reconocer los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento por estos arrendamientos.

A continuación, se presenta información sobre arrendamientos en donde PEMEX es un arrendatario:

i. Los activos por derecho de uso se integran como sigue:

	Activos por derecho de uso						Total		
	Equipos de transporte y almacenamiento	Inmuebles	Plantas	Instalaciones portuarias	Inmuebles	Terrenos			
<b>Saldo al 31 de diciembre 2002</b>	5	26,254,332	28,333,664	4,940,206	1,184,559	2,412,509	46,375	83,814	\$ 89,283,434
Depreciación acumulada	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	\$ (6,000,000)
Provisiones	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	\$ (6,000,000)
Saldo al 31 de diciembre 2007	\$ 3,000,000	\$ 25,254,332	\$ 26,333,664	\$ 2,940,206	\$ 884,559	\$ 1,412,509	\$ 2,000,000	\$ 85,814	\$ 83,283,434
Traslados del 2007	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	\$ (6,000,000)
Amortización	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	(1,000,000)	\$ (6,000,000)
Saldo al 31 de diciembre 2007	\$ 1,000,000	\$ 23,254,332	\$ 24,333,664	\$ 940,206	\$ (115,441)	\$ 412,509	\$ 1,000,000	\$ (1,000,000)	\$ 70,283,434
Saldo al 31 de diciembre 2001	\$ 20,583,434	\$ 26,254,332	\$ 28,333,664	\$ 4,940,206	\$ 1,184,559	\$ 2,412,509	\$ 46,375	\$ 83,814	\$ 89,283,434
Saldo al 31 de diciembre 2002	\$ 20,583,434	\$ 26,254,332	\$ 28,333,664	\$ 4,940,206	\$ 1,184,559	\$ 2,412,509	\$ 46,375	\$ 83,814	\$ 89,283,434

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

i. Movimiento de pasivos por arrendamiento se presente y continuación:

	2022	2021
Pasivo por arrendamiento al inicio del año	5	63,184,128
Años de arrendamientos	5,318,533	4,557,950
CANCELACIONES	(4,392,850)	(3,734,303)
Pago de principal	(1,362,586)	(7,622,403)
Intereses devengados	4,304,318	4,173,883
Pago de intereses	(3,276,137)	(3,646,028)
Variación cambiaria	(2,813,852)	1,788,472
<b>Pasivo por arrendamiento al final del año</b>	<b>\$ 51,131,575</b>	<b>\$9,351,649</b>

La obligación reconocida al 31 de diciembre de 2022 y 2021, ascendió a \$51,131,575 y \$9,351,649, de los cuales se reconocieron \$6,680,488 y \$7,902,874 en el pasivo circulante; y \$44,451,087 y \$1,448,775 en pasivo no circulante, respectivamente.

iii. Importes reconocidos en pérdidas y ganancias:

	2022	2021
Depreciación de los derechos de uso	\$ 5,963,778	\$ 6,407,871
Intereses generados de pasivos por arrendamiento	4,445,315	4,985,566
Gastos relacionados con arrendamientos a corto plazo	106,695	105,789

iv. Importes reconocidos en el estado de flujo de efectivo

	2022	2021
Salidas de efectivo por arrendamientos (principal e intereses)	\$ (1,636,825)	\$ (11,268,431)

## 16. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

PEMEX enfrenta riesgos de mercado originados por la volatilidad de los precios de hidrocarburos, tipos de cambio y tasas de interés, riesgo de crédito por la exposición al incumplimiento en sus inversiones y derivados financieros, así como riesgo de liquidez. Con el objetivo de supervisar y controlar estos riesgos, PEMEX ha desarrollado un marco normativo en materia de administración de riesgos financieros compuesto de políticas y lineamientos a través de los cuales se promueve un esquema integral de administración de estos riesgos, de acuerdo al uso de Instrumentos Financieros Derivados (IFD) y se forma a las directrices para el desarrollo de estrategias de mitigación de riesgo.

La normatividad en materia de administración de riesgos financieros de PEMEX señala que los IFD deben ser utilizados con fines de mitigación de riesgos. El uso de los IFD para cualquier otro propósito debe ser aprobado conforme a las normas internas vigentes. PEMEX cuenta con un Grupo de Trabajo de Riesgos Financieros (GTRF), el cual es un grupo de trabajo especializado con capacidad de decisión en materia de exposición a riesgos financieros, esquemas de mitigación de riesgos financieros y coordinación de IFD de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productoras Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales.

Los IFD aprobados son negociados principalmente en el mercado OTC (Over The Counter); sin embargo, pueden utilizarse instrumentos de mercados organizados. Para el caso de FWT Trading, los IFD son negociados en CME-Financial.

Los tipos de IFD que PEMEX negocia se encuentran descritos dentro de las subsecciones posteriores, correspondientes a cada tipo de riesgo y relacionadas con los métodos aplicables.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

PEMEX tiene como política replicar la restructuración del mercado negativo en sus resultados financieros proveniente de cambios desfavorables en los factores de riesgo, promoviendo que la estructura de sus pasivos sea consistente con la de sus activos.

Como parte del marco normativo en materia de administración de riesgos financieros, PEMEX cuenta con normatividad donde se definen las contrapartes elegibles para la negociación de CFD y otros instrumentos financieros.

Asimismo, algunas de las empresas PMI han implementado un marco normativo en materia de administración de riesgos de mercado sobre productos (commodities) que incluye químicas, lineamientos y procedimientos para la administración del riesgo asociado a sus actividades comerciales de hidrocarburos, esto de acuerdo con las mejores prácticas de la industria, como son: 1) el uso de CFD con límites de cobertura económica, 2) segregación de funciones, 3) mecanismos de medición y monitoreo como la generación diaria de reportes de riesgo, el cálculo del valor en riesgo (VaR) y el límite de VaR por unidad de negocio y global, y límites de pérdidas (stop-loss).

Dado que los CFD vigentes de PEMEX han sido controlados con fines de mitigación de riesgos, es decir, tienen el propósito económico de cobertura, no existe la necesidad de establecer límites de riesgo de mercado.

Para los portafolios en los que se pueda presentar una exposición al riesgo de mercado, le normatividad en materia de administración de riesgos financieros determina el establecimiento y monitoreo de métricas y límites de riesgo (como el VaR, entre otros).

PEMEX cuenta con Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura que operan como herramienta instrumental ofrece a sus clientes nacionales, en los que se establece la aplicación de garantías, así como la determinación de líneas de crédito. Para los CFD en mercados organizados, se opera bajo los requerimientos de margen del propio mercado, por lo que no se cuenta con una política interna.

Los CFD que PEMEX contrata con las contrapartes financieras no está sujeto a un contrato que considere intercambio de colaterales. Sin embargo, el marco regulatorio establece que se promuevan estrategias de mitigación de riesgo de crédito, como el intercambio de colaterales.

PEMEX no cuenta con un proceso independiente que verifique el cumplimiento de la actividad operativa, sin embargo, se cuenta con procesos de control interno que validan el cumplimiento de las políticas y directrices vigentes.

**A. Administración de Riesgos**

- i. Riesgo de Mercado
- ii. Riesgo de tasa de interés

PEMEX está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés de las posiciones en pasivo a tasa variable de algunos de sus instrumentos financieros. Las tasas a las que se tiene exposición son la London Interbank Offered Rate (LIBOR) y la Secured Overnight Financing Rate (SOFR) en dólares y la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIE) en pesos. Al 31 de diciembre de 2023, 18.7% del total de la deuda, incluyendo los CFD, consistió en tasa variable.

En ocasiones, por motivos estratégicos y con el objetivo de compensar los flujos esperados de entrada y salida, PEMEX ha contratado swaps y opciones de tasa de interés. A través de los swaps con fijas, PEMEX ha adquirido la obligación de realizar pagos a una tasa de interés fija a cambio de recibir pagos referenciados a una tasa de interés flotante. Por otro lado, a través de las opciones contratadas, PEMEX ha adquirido protección ante posibles alza en las tasas de interés flotantes de algunos de sus instrumentos.

Al 31 de diciembre de 2023, Petróleos Mexicanos tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal agregado de U.S.\$511,250, a una tasa de interés fija prorrateo ponderada de 2.34% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 2.5 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de sus finanzas, PEMEX, PMI y NSA también tiene contratados dos swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal equivalente de U.S.\$1,378 a una tasa fija promedio ponderada de 3.80% y plazo a vencimiento promedio de 0.17 años.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por otro lado, PEMEX invierte en pesos y dólares, de acuerdo con la normativa interna aplicable, a través de portafolios constituidos con diferentes objetivos, buscando reducir la pérdida sujeta a pérdidas de riesgo que arrojan la probabilidad de pérdida de capital. Los recursos de estos portafolios tienen por objeto cumplir con las obligaciones de PEMEX en pesos y en dólares.

Las inversiones de los portafolios de PEMEX se encuentran expuestas a riesgos de tasas de interés nacionales e internacionales, a la sobrecarga de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad LDI/MXP. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

Transición de tasas de referencia IBOR

Como consecuencia de las decisiones del Consejo de Estabilidad Financiera (FSB, por sus siglas en inglés), las tasas internacionales de referencia (Interbank Offered Rates -IBORs), como es el caso de la LIBOR en dólares overnight (O/NM), una semana (1W), dos meses (2M) y doce meses (12M)) e la EURIBOR en euros, a partir de 2022 dejarán de publicarse y deben ser reemplazadas por otras referencias, las cuales deben estar basadas en tasas libres de riesgo obtenidas de operaciones de mercado.

En caso de la publicación de dichas tasas estaba previsto para diciembre de 2021, sin embargo, en noviembre de 2020, ICE Benchmark Administration Limited (anunciado como "ICE") anunció una extensión en el plazo de publicación de las tasas LIBOR más comunes en dólares (1M, tres meses (3M), seis meses (6M) y doce meses (12M)), hasta junio de 2023.

Por lo anterior, Petróleos Mexicanos ha identificado y se encuentra revisando los contratos, con vencimiento posterior a las fechas del cese de publicación aplicables, que pudieran tener un impacto derivado del cambio de dichas tasas.

Al 31 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos cuenta con un número reducido de instrumentos financieros referenciados a tasas variables en dólares con vencimiento y fijación de tasas posterior a junio de 2023. Dicho portafolio se encuentra conformado por instrumentos de deuda e IFD como se muestra a continuación.

	Tasa de referencia	Nacionales Al 31 de diciembre de 2022 (cifras en Miles de las Dólares)
Deuda	LIBOR 1M U.S.\$	471,780
	LIBOR 3M U.S.\$	343,710
	LIBOR 6M U.S.\$	787,058
	LIBOR 12M U.S.\$	2,500,000
IFD	LIBOR 3M U.S.\$	156,250
	LIBOR 6M U.S.\$	243,750

Nota: Montos nacionales vigentes posteriores al 30 de junio de 2023

Cabe señalar que Petróleos Mexicanos cuenta con un instrumento financiero denominado en euros con la tasa EURIBOR 3M como referencia. Dicha referencia continúa publicándose, por acuerdo de las autoridades financieras europeas, por lo que su contrato actual no requiere modificación.

Por otra parte, en caso de que la TIE deje de publicarse, el portafolio de instrumentos financieros referenciados a estas tasas flozantes está compuesto por instrumentos de deuda e IFD, como se muestra en la hoja siguiente.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Otras expresadas en miles de pesos)

	<i>Tasa de referencia</i>	<i>Monederos Al 31 de diciembre de 2022 (cifras en Miles de las Divisas)</i>
<i>Deuda</i>	TME 28D MXN	66,950,939
	TME 51D MXN	20,302,684
<i>IFD</i>	TME 28D MXN	31,733,673

Nota: Monederos nacionales vigentes de los días del 31 de diciembre de 2022

Es importante mencionar que Petróleos Mexicanos cuenta con otros instrumentos de deuda e IFD adicionales referenciados a tasa fija, los cuales no se encuentran listados en los estados anteriores, ya que estos no están expuestos al cambio en las tasas.

A la fecha, Petróleos Mexicanos mantiene constante comunicación con los counterparties, con el objetivo de realizar una transición de la manera más eficiente posible. Además, como consecuencia de la transición, PEMEX se encuentra trabajando para realizar las adecuaciones a los contratos, que en su caso se requieran y continúa monitoreando la evolución de la transición de las IBORs en el mercado, para prever cualquier impacto negativo que pudiera tener estos cambios.

Derivado de la transición a tasas de referencia basadas en tipos de interés libres de riesgo (LIBR), por sus siglas en inglés, se ha adoptado la indicación de no contratar nuevos IFD referenciados a tasas IBOR, además de que algunas de las cuotas de descuento que PEMEX utiliza para obtener el valor razonable de los IFD ya incluyen, para su construcción, instrumentos referenciados a las nuevas tasas libres de riesgo de la divisa que corresponde.

Adicionalmente, como resultado de la política de no contratar nuevas operaciones de financiamiento a tasa variable referenciadas a tasas IBOR, durante 2021 y al cierre de 2022, las nuevas operaciones en USD mantenidas a tasa variable fueron contratadas con la referencia basada en tipos de interés Rf4.

En la que se refiere a PMI Trading, sus contratos de crédito cuentan con una redacción flexible que ayudaría a realizar una transición ordenada en el caso de un cese prematuro de la publicación de las tasas LIBOR. Actualmente, la negociación por parte de PMI Trading para incorporar la adopción de la nueva referencia contable y sus contratos de crédito cuentan con la posibilidad de utilizar la referencia LIBOR hasta su conclusión definitiva y continuar con la nueva referencia cuando como Structure Overnight Funding Rate (SOFR) a partir de julio de 2023 o en una fecha previa en caso de que sea necesario.

ii. Riesgo de tipo de cambio

Los ingresos de PEMEX están denominados, prácticamente en su totalidad, en dólares. Una cantidad significativa de estos se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagados en dólares. Adicionalmente, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del JEPS, cuotas, estímulos y otros conceptos, así como las ventas de gas natural y sus derivados, del gas licuado del petróleo y de los petroquímicos, están indexados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos.

Por otro lado, en lo que respecta a los ingresos de PEMEX, los derechos sobre hidrocarburos son calculados con base en precios internacionales denominados en dólares al igual que el costo de imputación de los hidrocarburos que PEMEX adquiere para reventa en México o uso en sus instalaciones, mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de PEMEX se establece en pesos.

Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de PEMEX, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. PEMEX administra este riesgo sin necesidad de contratar instrumentos de cobertura, debido a que el impacto de la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre sus ingresos se compensa, en gran parte, por el impacto en sus obligaciones.

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

PEMEX prioriza las emisiones de deuda en dólares, sin embargo, esto no siempre es posible por lo que, la deuda emitida en divisas internacionales es cubierta a través de IFD, ya sea con swaps para convertir dicha deuda a dólares, o mediante el uso de un collar de opciones de tipo de cambio. El resto de la deuda se encuentra denominada en pesos o en dólares, y en el caso de la deuda denominada en dólares, ésta se ha convertido a pesos a través de IFD con el fin de eliminar la exposición al riesgo cambiario.

Como consecuencia de lo anterior, toda la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar cuenta con estrategias de mitigación de riesgo cambiario. PEMEX ha seccionado estrategias que permitan adicionalmente reducir el costo de fondeo manteniendo, en algunos casos, parte de este riesgo descubierta cuando así se evalúa conveniente.

Las divisas subyacentes de los IFD son el euro, el franco suizo, el yen y la libra esterlina contra el dólar americano, y la USD contra el peso.

El 31 de diciembre de 2022, PEMEX no contrató nuevos IFD para mitigar el riesgo de tipo de cambio, ya que no se emitió deuda en divisas distintas al peso o al dólar.

Sin embargo, durante 2021 se realizó la reestructura de cinco swaps de moneda, dos de ellos con cláusula de recoupling. Estos swaps tenían el objetivo de cubrir el riesgo cambiario de una emisión de deuda en euros por \$1,000,000 con vencimiento en 2026, una emisión de euros por \$100,000 con vencimiento en 2030 y del 10% de una emisión de deuda en euros por \$1,250,000 con vencimiento en 2027. En su lugar se contrataron, sin costo, estructuras conformadas por un swap de moneda y la venta de un call, garantizando una protección completa hasta un tipo de cambio determinado y protección parcial por encima de dicho nivel. Los IFD que se contrataron como reestructura conservaron las cláusulas contractuales originales. Dicha reestructura, al 75% de la emisión con vencimiento en 2026 permanece cubierta con dos swaps plain vanilla.

Adicionalmente, durante 2020 se realizó la reestructura de tres swaps de moneda, uno de ellos con cláusula de recoupling, los cuales tenían el objetivo de cubrir el riesgo cambiario de una emisión de deuda en euros por \$1,250,000 con vencimiento en 2027. En su lugar se contrataron, sin costo, estructuras conformadas por un swap de moneda y la venta de un call, garantizando una protección completa hasta un tipo de cambio determinado y protección parcial por encima de dicho nivel. Lo anterior permitió eliminar la cláusula de recoupling sin costo.

PEMEX registró por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 una utilidad (pérdida) en ganancias, netas por \$129,690,090, \$145,675,050 y \$178,949,304, respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$121,255,142, \$140,751,264 y \$122,099,058, respectivamente; la mayor parte de la variación cambiaria de la deuda no impactó los flujos de efectivo, lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 85.38% (principal soamente), a 31 de diciembre de 2022, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la apreciación del peso dio como resultado la utilidad cambiaria. Las ganancias o pérdidas cambiarias no realizadas no impactan los flujos de efectivo de PEMEX. Derivado de la estructura de flujo de efectivo descrita anteriormente, la depreciación del peso frente al dólar no afecta la habilidad de PEMEX para honrar sus obligaciones en dólares y genera un beneficio en lo relativo al pago de obligaciones contractuales en pesos. Por otro lado, la apreciación del peso ante el dólar puede incrementar el costo del servicio de la deuda en términos de dólares.

Por otro lado, algunas de las Empresas PMI enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por los Consejos de Administración de varias de sus compañías, que estipulan que los activos financieros estarán denominados en la moneda funcional, excepto en los casos en que se tenga una obligación de pago en una moneda distinta a la funcional.

En lo que respecta a PMI trading, la mayor parte de los flujos de efectivo se generan por el comercio de productos refinados, petroquímicos y gases líquidos tanto con PEMEX como con terceros en el mercado internacional, cuyos precios son determinados y pagaderos en dólares. La mayor exposición cambiaria de PMI Trading se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos, así como por costos denominados en moneda local.

PMI Trading considera que puede administrar el riesgo generado por el pago de impuestos en moneda local sin la necesidad de contratar instrumentos de cobertura, dado que la exposición a este riesgo es margine comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones contractuales, PMI Trading puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iii Riesgo de precio de hidrocarburos

PEMEX realiza periódicamente el análisis de su estructura de ingresos y egresos, con el fin de identificar los principales factores de riesgo de mercado a los que se encuentran expuestos los flujos del Grupo en lo relativo a precios de los hidrocarburos. Con base en dicho análisis, PEMEX monitorea las posiciones de riesgo más importantes y cuantifica el riesgo de mercado que dichas posiciones generan en su balance financiero.

Las operaciones y las ventas domésticas de PEMEX están directa o indirectamente relacionadas con los precios internacionales de los hidrocarburos, por lo que PEMEX está expuesta a las fluctuaciones de estos precios. En términos de petróleo y gas natural, de acuerdo con el régimen fiscal actual, parte de este riesgo se transfiere al Gobierno de México.

La exposición de PEMEX ante los precios de los hidrocarburos es parcialmente mitigada mediante coberturas financieras entre los flujos de entrada y los de salida.

Adicionalmente, PEMEX evalúa constantemente la implementación de estrategias de mitigación de riesgos, incluyendo aquellas que involucran el uso de CFDI, considerando la factibilidad operativa y presupuestar a de las mismas.

En 2017, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el establecimiento de un Programa Anual de Coberturas Petroleras. A partir de ese momento, PEMEX ha implementado estrategias de cobertura para proteger sus flujos de efectivo ante caídas del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación por debajo del nivel establecido en la Ley de Ingresos de la Federación.

Durante 2015 se implementó a cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2020, en la cual se cubrieron 243 mil barriles día para el periodo comprendido entre diciembre de 2020, con un costo de U.S.\$178,268.

Posteriormente, durante 2020 se implementó la cobertura petrolera para el primer semestre del ejercicio fiscal 2021, en la cual se cubrieron 112.5 mil barriles día para el periodo comprendido entre diciembre 2020 y junio de 2021, con un costo de U.S.\$119,920.

Durante el primer semestre de 2021 se implementó la cobertura petrolera para el segundo semestre del ejercicio fiscal 2021, en la cual se cubrieron 218 mil barriles día en promedio, para el periodo comprendido entre julio 2021 y diciembre de 2021, con un costo de U.S.\$39,401.

Además, durante el segundo semestre de 2021 y el primer semestre de 2022 se implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2022, en la cual se cubrieron aproximadamente 309 mil barriles día para el periodo comprendido entre enero 2022 y diciembre de 2022, con un costo de U.S.\$159,988.

Por último, durante el segundo semestre de 2022, se comenzó la implementación de la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2023, en la cual se cubrieron aproximadamente 100 mil barriles día para el periodo comprendido entre enero 2023 y diciembre de 2023, con un costo de U.S.\$ 69,652.

Asimismo, los flujos de efectivo de PEMEX están expuestos ante movimientos de diferenciales entre precios de refinados y del crudo, ya que estos diferenciales definen el margen de ganancia en el proceso de refinación.

Durante el cuarto trimestre de 2022, PEMEX comenzó la implementación de la estrategia de cobertura para proteger sus flujos de efectivo ante caídas del diferencial del diesel por debajo del nivel establecido en la Ley de Ingresos de la Federación, para el ejercicio fiscal 2023. Esta es una estrategia de cobertura con costo cero.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta de suministro de gas natural, Pemex Transformación Industrial puede ofrecer a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de CFDI sobre gas natural, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del gas natural.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A partir de 2017, para llevar a cabo este servicio, Pemex Transformación Industrial debe contratar con Petróleos Mexicanos IFD con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFD ofrecidos a sus clientes. Petróleos Industrial, en contrapartidas financieras para transferir el riesgo del precio. Al 31 de diciembre de 2022 no se contaba con IFD vigentes, ya que los IFD de sus portafolios expiraron en 2019. En caso de contratar nuevas operaciones, los portafolios de IFD de Pemex Transformación Industrial cuentan con límites de VaR y Capital en Riesgo a fin de acotar la exposición a riesgo de mercado.

PMI Trading enfrenta riesgo de mercado generado por las condiciones de compra y venta de productos derivados y líquidos del gas natural y por la volatilidad de sus precios, por lo cual frecuentemente lleva a cabo operaciones con IFD para mitigar dicho riesgo, reduciendo así la volatilidad de sus resultados.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y comparados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

**iv Cuantificación de riesgo de mercado**

Con el fin de presentar la exposición al riesgo de mercado prevaliente en los instrumentos financieros de PEMEX, a continuación se presentan los resultados de la cuantificación de riesgos que PEMEX realiza en apego a las prácticas internacionales de administración de riesgos.

**Cuantificación de riesgo de tasa de interés**

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza de 95%, para un período de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícito en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.

El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2022 es de \$1 (5.15) para el portafolio de Tesorería MXF, de \$0.00 para el portafolio de FOEAPE y de U.S. 50.00 para el portafolio de Tesorería USD.

Adicionalmente, PEMEX cuenta con un portafolio de bonos del Gobierno Federal. Se considera que dichos títulos no están expuestos a riesgo de mercado, a diferencia de los títulos correspondientes a los portafolios de inversión, por lo que no se realiza el cálculo de VaR.

Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFD en los que está obligado a realizar pagos referenciados a una tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a una volatilidad en el Mark-to-Market (MTM) por la variación en las curvas de tasas de interés utilizadas en su valoración.

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación, se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre curvas cupón zero. El incremento de 10 pb permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcional a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieras.

Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFD (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se valió el valor justo de la deuda (Curvas PEMEX). Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo, no son utilizadas en la gestión. Dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.



**Petróleo Mexicano,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en millones de pesos)

**Derivados de tasa y moneda  
Sensibilidad a Tasa de Interés – 10 pts**

Divisa	Curvas Interbancarias		Sensibilidad		Curva PEMEX			
	Sensibilidad Financiamientos	Sensibilidad Derivados	Neto			Sensibilidad Financiamientos		
Francos suizo	U.S. \$	366	U.S. \$	(368)	U.S. \$	121	U.S. \$	357
Euro		30,739		(27,583)		3,156		23,409
Libra esterlina		1,468		(1,459)		10		1,312
Yen		2,418		(1,237)		1,181		2,054
Peso		12,349		454		12,803		11,534
UDI		10,510		(10,143)		367		8,770
U.S.\$		786,744		170,362		963,105		254,268

En miles de dólares  
Cifras no auditadas

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 25 pts las tasas de interés variables de los financiamientos, así como de sus contrapartes correspondientes:

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, si las tasas de interés del ejercicio hubieran sido superiores en 25 pts y el nivel de las variables hubiera permanecido constantes, la utilidad neta a 31 de diciembre de 2022 hubiera sido menor en \$796,763. La pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 y 2020 hubiera sido mayor en \$895,382 y en \$606,839, respectivamente, esto como consecuencia de un incremento en el costo por intereses. Análogamente, si los niveles de las tasas hubiesen sido inferiores en 25 pts, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido mayor en \$796,763, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 y 2022 hubiera sido menor en \$895,382 y en \$606,839, como consecuencia de un menor costo por intereses.

**Cua clasificación de riesgo de tipo de cambio**

Las inversiones de los participativos de PEMEX no generan un riesgo cambiario dado a que los recursos de estos fondos sirven para cubrir con las obligaciones de PEMEX tanto en moneda nacional como en dólares.

Los USD de moneda se contrata; con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar; así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del INTM, principalmente por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los USD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación, se muestra la sensibilidad de los USD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. El incremento de 1% permite estimar de manera sencilla el impacto para variables financieras a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

De manera análoga a la cuantificación de riesgo de tasa de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaria a considerar tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VAR histórico de la posición anterior remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un periodo de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos; sin embargo, para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgo del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisores de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los USD que se muestran en la siguiente tabla, en conjunto con los financiamientos, a los que cubren:



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Derivados de tasa y moneda  
Sensibilidad a Tipos de Cambio +1% y VaR 95%**

Divisa	Curvas Interbancarias			Curva PEMEX	
	Sensibilidad Financiamientos	Sensibilidad Derivados	Sensibilidad Neto	VAR 95% Neto	Sensibilidad Financiamientos
Franco suizo	U.S. \$ (3,913)	U.S. \$ 3,964	U.S. \$ 51	U.S. \$ (47)	U.S. \$ (3,830)
Euro	(111,148)	76,215	(34,933)	(36,092)	(96,480)
Libra esterlina	(5,330)	5,334	(2)	(3)	(4,863)
Yen	(9,463)	2,045	(6,418)	(7,542)	(7,567)
Peso	(164,652)	(17,471)	(182,123)	(165,737)	(163,607)
UDI	(71,259)	20,739	(465)	(435)	(1,9,120)

En miles de dólares  
Cifras no auditadas

Como se puede observar en el cuadro anterior, el riesgo cambiario de la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar se encuentra cubierto prácticamente en su totalidad por los IFD contratados. La exposición cambiaria al franco, al euro, al libra y al yen es resultado de la delta de las estructuras de opciones antes descritas (Seagull Option y Collar), y a los niveles actuales de los tipos de cambio, representa un menor nivel de fondo que el de estrategias de cobertura realizadas a través de swaps.

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 10% el tipo de cambio observado entre el peso y el dólar americano. Esto con el propósito de determinar el impacto en resultados y patrimonio por las variaciones que se den como resultado de aplicar estos nuevos tipos a los saldos mensuales en los rubros de los activos y pasivos que estén denominados en dólares.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, si el tipo de cambio del peso contra el dólar se hubiera depreciado en un 10% y el resto de las variables hubiera permanecido constantes, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido menor en \$129,697,226, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 hubiera sido mayor en \$172,056,924 y la pérdida neta al 31 de diciembre de 2020 hubiera sido mayor en \$168,394,391, esto como consecuencia de una pérdida en la valoración cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares que presenta PEMEX en a balanza de divisas. Si el tipo de cambio de una apreciación del peso respecto al dólar del 10%, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido mayor en \$188,697,226, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 hubiera sido menor en \$172,056,924 y la pérdida neta al 31 de diciembre de 2020 hubiera sido menor en \$168,394,391, esto como consecuencia de una ganancia en la valoración cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

**Cualificación de Riesgo por Gestión de Hicrtaza Burgo**

En ocasiones Pemex Transformación Industrial enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2022, la exposición al riesgo de mercado del portafolio de IFD de Pemex Transformación Industrial era nula derivado de que todos los IFD de sus portafolios vencían en 2019.

En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se medía a través del VaR calculado a través de la metodología Delta-Gamma con un nivel de confianza del 95%, horizonte de 20 días y muestra de 500 observaciones, misma que se contrasta con el nivel teórico del VaR y CaR calculados por límites establecidos.

Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos no encuentran referencias al precio de los hidrocarburos.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
Notas a los estados financieros consolidados  
(Cifras expresadas en miles de pesos)

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contratados con los límites máximos aplicables a efectos de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

El VaR global asociado al riesgo de mercado sobre commodities de PMI Trading al 31 de diciembre de 2022, calculado a través del VaR histórico a 95% de confianza, con dos años de historia, con un horizonte de un día, se situó en U.S.\$14,064J, con un nivel mínimo de U.S.\$12,504J (regulación) el 17 de diciembre de 2022 y un máximo de U.S.\$121,652J registrado el 8 de marzo de 2022. Al 31 de diciembre de 2021, el VaR histórico al 95% de la cartera Global se ubicó en U.S.\$14,614J.

La cuantificación del riesgo de precio del crudo se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95% para un periodo de un año, al 31 de diciembre de 2022, éste se situó en U.S.\$18,191J.

#### II. Riesgo de contraparte y de crédito

Cuando el valor razonable, o Mark-to-Market (MTM), de los IFD a cierta fecha es favorable para PEMEX, la Compañía se encuentra expuesta a perder dicho monto ante un evento de incumplimiento de las contrapartes. PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD. Como estrategia de mitigación de riesgo, PEMEX realiza operaciones con Instituciones Financieras con una calificación crediticia mínima de BBB-, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y, adicionalmente, procura mantener un perfil alto diversificado de contrapartes.

Con el fin de estimar la exposición por riesgo de crédito de cada uno de sus contrapartes financieras, PEMEX realiza el cálculo de la exposición potencial mediante la proyección de los distintos factores de riesgo utilizados en la valuación de cada IFD para la estimación de MTM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.

Por otro lado, PEMEX tiene contractualmente diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como contrapartes de riesgo, cláusulas de recouping (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MTM excede el umbral especificado en la contractualidad del swap), que limitan tanto la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a nivel agregado, así como la exposición de estas hacia PEMEX. Estas cláusulas de recouping se activaron, durante 2022, en cuatro swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y, durante 2021, en un swap contratado para cubrir exposición al riesgo cambiario en libras esterlinas.

Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el vencido de los términos de cada swap para que su valor razonable sea cero. Durante 2022, no se contrataron nuevos IFD con esta característica.

Adicionalmente, durante 2022 se realizó el recouping voluntario de un swap de divisa MXN/USD, el cual tiene el objetivo de cubrir un financiamiento en USD, con un monto nominal de USD 721,561 y con vencimiento en 2028.

De acuerdo con la norma NIIF 13 – "Medición del Valor Razonable", el MTM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se hizo por primera vez el valor del instrumento las exactas actualizaciones de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un Adjuste por Riesgo de Crédito (CVA, por sus siglas en inglés, en el valor razonable de los IFD.

Para cada IFD, el CVA se obtiene a través del diferencial entre el cálculo de MTM y la estimación del MTM ajustado por riesgo de crédito. Para la determinación del riesgo de crédito, el método de CVA toma en cuenta la percepción actual en el mercado sobre el riesgo crediticio de ambos contrapartes, utilizando los siguientes inputs: (i) la proyección del MTM para cada fecha de pago, a partir de las curvas forward; (ii) la probabilidad de incumplimiento indicada en los Credit Default Swaps (CDS); (iii) de PEMEX como de la contraparte, en cada fecha de pago; y (iv) las tasas de recuperación ante default correspondientes a cada contraparte.

En la hoja siguiente, se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Máxima exposición crediticia por plazo de Petróleos Mexicanos**

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A+	U.S.\$ (176,154)	U.S.\$ 166,520	U.S.\$ 191,753	U.S.\$ 111,377	U.S.\$ 123,806	U.S.\$ —	U.S.\$ —
A	(52,792)	224,207	253,413	163,192	100,000	—	—
A-	(216,848)	378,051	218,832	253,977	124,570	—	—
BBB+	55,020	234,233	401,638	410,710	97,429	120,463	157,057
BBB	(52,181)	361,070	587,566	525,802	343,821	266,512	288,813
BBB-	(137,955)	29,822	90,515	123,290	148,267	—	—

En miles de dólares  
Cifras no auditadas

**Máxima exposición crediticia por plazo de Petróleos Mexicanos incorporando la deuda:**

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A+	U.S.\$ —	U.S.\$ —	U.S.\$ 111,377	U.S.\$ 123,806	U.S.\$ —	U.S.\$ —	U.S.\$ —
A	—	—	3,413	163,152	100,000	—	—
A-	—	96,559	147,895	253,977	124,570	—	—
BBB+	—	—	—	416,710	97,429	120,463	157,057
BBB	—	—	—	519,802	343,821	266,512	288,813
BBB-	—	29,622	90,515	123,290	148,267	—	—

En miles de dólares  
Cifras no auditadas

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2022, la totalidad de la posición en moneda nacional de PEMEX se encuentra en manos del Gobierno Federal Mexicano en pesos. Dada la calificación crediticia actual, la probabilidad de incumplimiento en dicha divisa es cero conforme a las matrices de frecuencia de incumplimiento de las calificadoras, por lo que no se realiza una cuantificación o revelación de dicha exposición.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD, Pemex Transformación Industrial, disminuye significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

Como primera restricción, los clientes de Pemex Transformación Industrial a los que se les ofrece el servicio de coberturas deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato marco de coberturas, para contratar IFD con la Empresa Productiva Subsidiaria.

Adicionalmente, los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura, señala que todas las operaciones con IFD deben ser respaldadas mediante la presentación de garantías iniciales (deósito en efectivo o carta de crédito) y en su caso, depósito de garantías colaterales. Dichos Lineamientos señalan que Pemex Transformación Industrial podrá ofrecer IFD exentos de garantía hasta cierto monto, haciendo uso de una línea de crédito autorizada por el Comité de Crédito correspondiente, con base en una evaluación financiera y crediticia interna. En este caso, si la línea de crédito mencionada es insuficiente para cubrir el riesgo de las operaciones, además, los clientes están obligados a presentar depósito de garantías.

De acuerdo con estos lineamientos, en caso de presentarse algún evento de incumplimiento de pago en las operaciones de IFD por parte de algún cliente, éstas se liquidarán inmediatamente, ejerciendo las garantías disponibles. En caso de que la garantía fuese insuficiente para hacer frente al adeudo o de no existir garantía, se suspendería el suministro de gas natural hasta que el adeudo restante sea pagado.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Como se mencionó anteriormente, a 31 de diciembre de 2022 Pemex Transilmaración Industrial no contaba con IFD vigentes, ya que los IFD de sus portafolios expiraron en 2019 por lo que, una vez que se realizó la liquidación por las operaciones, las áreas de crédito eventos asegurados y las garantías depositadas por los clientes fueron devueltas totalmente.

En PMI Trading, el riesgo de crédito asociado a los IFD se minimiza a través del uso de futuros e instrumentos estandarizados registrados en CME Clearport

### III. Riesgo de liquidez

La principal fuente de liquidez de PEMEX proviene de la operación. Actualmente, a través de la operación de financiamientos y la compra-venta de dólares para el balanceo de las cajas, PEMEX mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente a todo a sus pasivos de operación e inversión, así como a otras obligaciones de pago, como es el caso de los requerimientos relacionados con IFD.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito comerciales revolvientes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez. En pesos cuenta con dos líneas, una por \$20,500,000 con vencimiento en noviembre de 2025 y una por \$9,000,000 con vencimiento en noviembre de 2025. En dólares se cuenta con una opción de financiamiento por U.S. \$5,500,000 con vencimiento en junio de 2024. Al 31 de diciembre de 2022, las líneas de pesos y dólares se encuentran totalmente utilizadas. (ver Nota 16)

En 2022, Petróleos Mexicanos contrató forwards de moneda MXN/USD con el objetivo de hacer frente a las necesidades de liquidez de su caja en dólares. Al 31 de diciembre de 2022, no se tenían instrumentos de este tipo vigentes.

En 2022, Petróleos Mexicanos contrató forwards de moneda MXN/USD con el objetivo de hacer frente a las necesidades de liquidez de su caja en dólares. Al 31 de diciembre de 2022, el notional acumulado de estos instrumentos era de U.S.\$600,000.

Finalmente, para el diseño de estrategias de inversión de sus portafolios, PEMEX selecciona los horizontes considerando los requerimientos de flujo en cada divisa a fin de mantener la disponibilidad de los recursos

Por otro lado, algunas de las empresas PMI minimizan su riesgo de liquidez a través de diversos mecanismos: el más importante es la Tesorería Centralizada o “Centralized Treasury”, a través de la cual se tiene acceso a dos líneas sindicadas: la primera por un monto de hasta U.S.\$661,000 y la segunda por un monto máximo de U.S.\$1,500,000, esta última fue transferida de Petróleos Mexicanos a PMI durante el trimestre de mayo de 2020, adicionalmente cuenta con excedente de capital en custodia y con acceso a préstamos bancarios hasta por un monto de U.S.\$130,000.

Algunas de las empresas PMI monitorizan sus flujos de efectivo en forma diaria y cuidan su calidad crediticia en los mercados financieros. El riesgo de liquidez se mitiga a través de la observancia de diversos ratios financieros conertados en las políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, del portafolio de deuda de PEMEX y los IFD al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

- Para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo del capital y los de interés nominal o ponderados para la deuda a tasa fija.
- Para swaps de tasa de interés, opciones de tasa de interés, swaps de moneda y opciones de moneda estas tablas presentan el monto contractual y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo con lo contratado) a la fecha de vencer, etc.
- Las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas forward implícitas en la curva de rendimiento del mercado interbancario en la fecha de reporte.
- Para crudo y crack spread, el valor en se presenta en millones de barriles, y el promedio fijado y precios de ejecución son presentados en dólares por barril.
- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen a partir de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional tales como Bloomberg, IFCoveredor Integral de Precios, S.A. de C.V., entre otros.











**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Flujos de Principales Intereses de los Pasivos Financieros por año de vencimiento  
al 31 de diciembre de 2022 (1)**

Pasivos Financieros	Miles de la moneda subsidiaria apropiada					
	2022	2024	2025	2026	2027	2028 en adelante
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 242,295,226	\$ 85,059,021	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Cambios y gastos por ajuste	11,363,436	41,838,926	-	-	-	-
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 253,658,662	\$ 126,897,947	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 253,658,662	\$ 126,897,947	\$ 7,597,680	\$ 5,872,315	\$ 4,216,005	\$ 19,776,046
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 253,658,662	\$ 126,897,947	\$ 7,597,680	\$ 5,872,315	\$ 4,216,005	\$ 19,776,046
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 253,658,662	\$ 126,897,947	\$ 7,597,680	\$ 5,872,315	\$ 4,216,005	\$ 19,776,046
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 253,658,662	\$ 126,897,947	\$ 7,597,680	\$ 5,872,315	\$ 4,216,005	\$ 19,776,046

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022 de \$19.4143 = 1.00 Yen japonés, \$23.3496 = 1.00 Libra esterlina, \$7.645804 = 1.00 UDI, \$20.7083 = 1.00 Euro y \$20.9791 = 1.00 Franco suizo.

**Flujos de Principales Intereses de los Pasivos Financieros por año de vencimiento  
al 31 de diciembre de 2022 (2)**

Pasivos Financieros	Miles de la moneda subsidiaria apropiada					
	2022	2023	2024	2025	2026	2028 en adelante
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 26,794,159	\$ 16,056,010	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Cambios y gastos por ajuste	11,755,438	33,045,268	-	-	-	-
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 38,549,597	\$ 49,101,278	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 38,549,597	\$ 49,101,278	\$ 1,022,004	\$ 7,202,774	\$ 6,022,003	\$ 20,222,004
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 38,549,597	\$ 49,101,278	\$ 1,022,004	\$ 7,202,774	\$ 6,022,003	\$ 20,222,004
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 38,549,597	\$ 49,101,278	\$ 1,022,004	\$ 7,202,774	\$ 6,022,003	\$ 20,222,004
<b>Flujos de Intereses</b>	\$ 38,549,597	\$ 49,101,278	\$ 1,022,004	\$ 7,202,774	\$ 6,022,003	\$ 20,222,004

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(2) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2021 de \$20.5835 = US\$ 1.00; \$0.1789 = 1.00 Yen japonés; \$27.8534 = 1.00 Libra esterlina; \$7,108,233 = 1.00 JDI; \$23,4086 = 1.00 Euro y \$22,5924 = 1.00 Franco suizo.

**B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados**

PF MEX evalúa periódicamente la exposición a los precios internacionales de hidrocarburos, tasas de interés y tipos de cambio del Grupo, y utiliza FD como mecanismo para mitigar fuentes potenciales de riesgo.

PF MEX monitorea periódicamente el valor razonable de los FD contratados. El valor razonable es un indicativo o estimación del precio a que una parte asumiría los derechos y las obligaciones de la otra, y se calcula para cada IFD a través de modelos utilizados por el mercado financiero internacional con insumos observados de las entidades, sistemas de información y proveedores de precios, por lo que no requiere de un tercero dependiente que lleve a cabo la valuación.

PF MEX calcula el valor razonable de los IFD mediante herramientas desarrolladas por proveedores de información de mercado y mediante diversos modelos de valoración implementados en los sistemas que se utilizan para integrar las diferentes áreas de negocio y contabilidad de PF MEX, como por ejemplo SAP (System Applications and Products). El portafolio de IFD de PF MEX está compuesto principalmente de swaps cuyo MTM es estimado proyectando los flujos futuros y descontando por el factor de descuento correspondiente; en el caso de las opciones de moneda y tasa de interés, se utiliza el Modelo Black and Scholes y en el caso de las opciones de crudo se utiliza el Modelo de Levy para opciones asiáticas.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

De acuerdo con la norma NIIF 13 – “Medición del Valor Razonable”, el VMI de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor de instrumento las expectativas actuales de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un ajuste por riesgo de crédito (CVA por sus siglas en inglés) en el valor razonable de los IFD.

Debido a que las retirativas de PEMEX son de flujo de efectivo, la efectividad de las mismas se mantiene independientemente de las variaciones en los activos subyacentes o variables de referencia, ya que los flujos del activo se compensan con los del pasivo. Por lo anterior, no se considera necesario un cálculo de medidas de efectividad o el monitoreo de las mismas.

Los supuestos e insunjos utilizados por PEMEX para el cálculo del valor razonable de sus IFD se encuentran clasificados en el Nivel 2 de la jerarquía del valor razonable.

**Derivados implícitos**

PEMEX, de conformidad a la política esta escrita, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo con las cláusulas de los mismos, estos no pertenecen todos los términos que requieren segregarse al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior al 31 de diciembre de 2022 y 2021, no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda e por índice).

**Tratamiento contable**

PEMEX contrata los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compramos con firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en el estado de situación financiera. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos de la norma contable para ser designados formalmente como instrumentos con fines de cobertura, por lo cual se contabilizan como operaciones con fines de nueva adquisición, aunque ocasionalmente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se cumplirán, empueradamente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se vincularán asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el rubro (costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, esto, en el estado consolidado del resultado integral.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el valor razonable de los F2, vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones vencidas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ (5,495,489) y \$ (1,162,119), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nominal de los IFD del tipo OTC, con posiciones vigentes o abiertas y vencidas no realizadas, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, considerados por los riesgos antes expuestos, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- Las valores razonables incluyen CVA y se obtienen a partir de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional tales como Bloomberg, PIP (Proveedor Integral de Precios, S.A. de C.V.), entre otros.
- El valor razonable se calcula de manera trimestral, ya sea descontando los flujos de efectivo con la correspondiente curva de rendimiento cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre de 2022		31 de diciembre de 2021	
	Valor Nominal	Valor Razonable	Valor Nominal	Valor Razonable
Swap de tasa de interés				
PEMEX paga fijo en JSD y recibe flotante en USD - Libor 3M - spread	\$ 4,746,878	\$ (22,921)	\$ 7,075,578	\$ (5,97,382)
Swap de tasa de interés				
PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD - Libor 6M - spread	5,878,863	286,469	8,027,355	(1,23,206)
Swaps de divisas				
PEMEX paga flotante en MXP 11E 28d + spread y recibe fijo en USD	31,733,673	6,477,469	30,513,214	5,744,782
Swaps de divisas				
PEMEX paga fijo en JSD y recibe fijo en JPY	4,035,672	(331,656)	4,967,860	76,551
PEMEX paga flotante en USD Libor 3M - spread y recibe flotante en EUR Libor 3M + spread	14,888,234	11,361,313	15,763,653	(471,040)
Swaps de divisas				
PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR	19,454,768	(1,394,481)	248,018,758	13,246,760
Swaps de divisas				
PEMEX paga flotante en USD Libor 6M - spread y recibe fijo en GBP	—	—	10,327,298	114,455
Swaps de divisas				
PEMEX paga fijo en JSD y recibe fijo en CHF	11,406,665	11,173,000	12,178,434	(86,503)
Swaps de divisas				
PEMEX paga fijo en JSD y recibe fijo en CHF	7,096,220	622,455	7,572,978	524,471
Opciones de tasa de interés				
PEMEX Compra Cap, Vence Floor sobre USD - Libor 3M	48,535,750	2,262,382	51,458,753	(22,852)
Opciones de moneda				
PEMEX Compra Put, Vende Put y Vence Call sobre JPY	11,895,770	(461,142)	14,308,679	(706,576)
Opciones de moneda				
PEMEX Compra Call, Vende Call y Vende Put sobre EUR	6,717,570	(5,753,448)	25,474,701	(1,298,542)
Opciones de moneda				
PEMEX Venta Call sobre GBP	30,556,234	(2,835)	12,524,024	(27,836)
Opciones de moneda				
PEMEX Venta Call sobre CHF	7,654,921	(1,617)	8,229,792	112,221
Opciones de moneda				
PEMEX Venta Call sobre EUR	96,640,988	(375,031)	122,864,815	(917,025)
Forward de tipo de Cambio				
PEMEX Paga MXP y Recibe USD	—	—	12,340,413	3,575
Swaps de tasa de interés				
PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD - Libor 3M	26,746	59	202,632	(2,752)
Opciones de Crudo				
PEMEX compra Put y vende Put	31,900	(207,494)	54,710	(346,068)
Swaps de Crack Spread				
PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD - Crack Spread Diesel	1,149	(27,919)	—	—
Subtotal		\$ (735,452)	\$ (494,168)	\$ (494,168)
<b>Total</b>		\$ (9,285,429)	\$ (3,162,220)	\$ (3,162,220)



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

IFR	Moneda	31 de diciembre de 2022		31 de diciembre de 2021	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Unidad	7,482	\$ 1,801,000	10,681	\$ 14,677
Swaps de Petróleos	Bursátil	12,227	206,825	12,311	178,289

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

El importe de los Futuros y de los Swaps de petróleo se presentan de otro del activo circulante como parte del rubro de Efectivo y equivalentes de efectivo por considerarlos totalmente líquidos.

Tipos de cambio \$19,1143 y \$20,5835 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$20,9791 pesos por euro al 31 de diciembre de 2022 y de \$77,5924 pesos por euro al 31 de diciembre de 2021.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, PEMEX reconoció una (pérdida) utilidad neta de \$(122,862,951), \$725,224,243 y \$17,096,141 respectivamente, respectada en el rubro (Costo) reconocimiento por instrumentos financieros derivados, neto, correspondiente a los FCD contabilizados como operaciones de firma de negocio activo.

Las siguientes tablas muestran el valor razonable de los FCD, que se muestra en el rubro Instrumentos financieros derivados del estado consolidado de situación financiera, en dicho rubro se registran tanto las posiciones vigentes o abiertas como las posiciones vendidas no realizadas, de PEMEX al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

	Derivados del activo Valor razonable	
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
<b>Derivados no designados como instrumentos de cobertura</b>		
Forwards	\$ —	22,890
Opciones de divisas	—	164,218
Opciones de tasa de interés	2,264,382	—
Swaps de divisas	30,082,786	12,286,853
Swaps de tasa de interés	409,409	—
<b>Tota derivados no designados como instrumentos de cobertura</b>	<b>\$ 12,755,568</b>	<b>12,473,967</b>
<b>Total activo</b>	<b>\$ 12,755,568</b>	<b>12,473,967</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Derivados en el pasivo Valor razonable	
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
<b>Derivados no designados como instrumentos de cobertura</b>		
Forwards	\$ —	(10,321)
Opciones de crudo	(207,494)	(458,068)
Opciones de divisas	(5,711,025)	(1,769,276)
Opciones de tasa de interés	—	(323,852)
Crack spread swaps	(77,959)	—
Swaps de divisas	(15,795,037)	(10,802,229)
Swaps de tasa de interés	59	(263,340)
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	\$ (22,242,056)	\$ (13,635,086)
Total pasivo	\$ (22,242,056)	\$ (13,636,086)
Total IFR neto	\$ (9,486,469)	\$ (1,621,119)

La siguiente tabla presenta el rendimiento (costo) neto por IFR reconocido en el estado consolidado del resultado integral de PEMEX por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, el cual se presenta en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, nota

	Derivados no designados como instrumentos de cobertura	
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Forwards	\$ (57,874)	255,045
Futuros	(2,871,162)	(1,478,145)
Opciones de crudo	(5,038,638)	(2,373,131)
Opciones de divisas	(3,592,193)	(4,791,503)
Opciones de tasa de interés	2,564,631	522,241
Crack spread swaps	(27,823)	—
Swaps de divisas	(17,511,767)	(17,344,621)
Swaps de futuros de crudo	—	(146,350)
Swaps de tasa de interés	572,135	137,219
Total	\$ (22,862,951)	\$ (25,229,243)

	Importe del (costo) rendimiento reconocido en el estado consolidado del resultado integral por instrumentos financieros derivados	
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2020
Forwards	\$ (57,874)	—
Futuros	(2,871,162)	(1,612,650)
Opciones de crudo	(5,038,638)	4,996,014
Opciones de divisas	(3,592,193)	2,698,748
Opciones de tasa de interés	2,564,631	(2,802,514)
Crack spread swaps	(27,823)	—
Swaps de divisas	(17,511,767)	(13,770,849)
Swaps de futuros de crudo	—	(176,341)
Swaps de tasa de interés	572,135	(777,365)
Total	\$ (22,862,951)	\$ (17,696,141)

#### 19. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Hasta el 31 de diciembre de 2021, PEMEX tenía únicamente un plan de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuían. A partir de 2016, PEMEX cuenta además con un plan de contribución definida, en el que tanto PEMEX como el trabajador realizan aportaciones a la cuenta individual del trabajador.

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido se basan originalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, de cuales se basan en estudios actuariales elaborados por expertos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem de la muerte de pensionados, así como el servicio médico a los jubilados y sus beneficiarios.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Para el plan de beneficio definido, PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondo de las beneficias a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto de operación) de renegón de las acciones o cuéculier otro que sustituye este concepto o que se encuentre vinculado a éste y las intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del fondo Fideicomiso.

En 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó modificaciones a la Estructura Orgánica de la Empresa, cernecio de ello, las Entidades Subsidiarias y el Corporativo, redieron y/o recibieron personal activo a través de la figura de Sustitución Parcial, con lo cual las entidades Subsidiarias y el Corporativo recibieron las Coligaciones de Retiro del Personal transferido, cuyo impacto fue calculado en el estudio actuarial realizado por los expertos independientes.

Los montos totales reconocidos por esas obligaciones se muestran a continuación:

	<b>31 de diciembre</b>	
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Pasivo por beneficias definidas a retiro y post empleo a final del año	\$ 1,295,765,636	1,371,307,692
Pasivo por Otros Beneficios a Largo Plazo	1,171,039	12,763,556
<b>Pasivo por beneficias definidas al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera</b>	<b>\$ 1,306,936,675</b>	<b>1,384,071,248</b>

<sup>4</sup> El monto reflejado en Beneficios a los Empleados al final del año, incluye tanto el Plan de Beneficio Definido (DB) como el plan de Contribución Definida (CD). En cuartos al esquema de Contribución Definida, los Activos (pesivos) reconocidos en el balance (CD-garantía) pasaron de \$2,417,049 en 2021 a \$2,348,557 en 2022. El gasto en el estado consolidado los meses de periodo, CD-garantía fue de \$452,913 y \$467,765, para 2022 y 2021, respectivamente.

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

Cambios en el Pasivo Puro Proyectado de Beneficios Definidos retiro y post empleo:

	<b>31 diciembre</b>	
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Pasivo Neto Proyectado</b>		
Pasivo por Beneficios Definidos al inicio del periodo	\$ 1,377,307,692	\$ 1,516,677,029
Coste de Servicio <sup>(1)</sup>	16,446,170	4,135,899
Costo por servicios pasados	524	34,573
Interés neto	112,552,382	104,524,360
Pérdidas por monto de liquidación	1,971	49,032
Pago de beneficias definidas	(6,673,574)	(6,608,749)
Monta de pérdidas y ganancias actualizadas reconocidas a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos financieros <sup>(2)</sup>	(150,264,079)	(266,983,561)
Cambios en supuestos Demográficos <sup>(3)</sup>	2,403,864	44,085,779
Por experiencia durante el ejercicio <sup>(4)</sup>	16,188,726	2,581,184
Por activos durante el ejercicio <sup>(4)</sup>	277,256	(52,166)
Contribuciones al fondo	(68,475,296)	(64,127,697)
<b>Pasivo por Beneficios Definidos al final del año</b>	<b>\$ 1,295,765,636</b>	<b>\$ 1,371,307,692</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

2. La variación entre 2022 y 2021 se debe principalmente al resultado de la revisión contable al realizado en 2021, en la que se modificaron los requisitos de jubilación para el personal sindicalizado.
3. El monto de las pérdidas actuariales correspondientes a los beneficios de retiro y pensiones reconocidas en otros reportes integrales de información financiera diferenc por \$123,385,417 generados al 31 de enero de enero a diciembre 2022 corresponden principalmente al incremento en la tasa de descuento al 4.44% a 4.05% en 2022 a 5.23% en 2021. Otras figuras que influyen fueron el cambio que sufrieron las obligaciones por concepto de movimientos en la población edad, retiro, edad, pensiones y prestaciones.

	<b>31 diciembre</b>	
<b>Cambios en los Activos del Plan</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Activos de Plan al inicio del año	\$ 2,289,697	2,438,724
Rendimiento esperado de los activos	253,721	234,713
Pagos con cargo al fondo de pensiones	(68,534,502)	(61,623,601)
Contribuciones de la empresa al fondo	68,410,238	64,127,697
Sanación / (pérdida) actual de activos	(121,876)	52,164
Ajustes al plan de contribuciones definidas (3)	(64,388)	—
<b>Activos del Plan al final del año</b>	<b>\$ 2,233,490</b>	<b>2,289,697</b>

4. Conceptos provenientes de la valuación de pasivos de PMI

La reducción en las aportaciones a Fondo Laboral obedece a requerimientos en materia presupuestal derivados de la necesidad de cumplir con una meta de balance financiero en flujo de efectivo. En este sentido, durante 2020 la División Corporativa de Finanzas implementó una estrategia para que las aportaciones al fondo se programen y ejecuten tomando en consideración el saldo inicial más el costo de las nóminas y jubilaciones del ejercicio, manteniendo un saldo mínimo operativo sin poner en riesgo la continuidad operativa ni el pago al personal beneficiario.

La contribución de PEMEX al FOLAPE, incluye a relaciónada con el Intercomercio de Bienes de Gobierno Federal cobrado en diciembre 2021 por \$15,277,401 de principal, a portado durante los meses de enero a marzo 2022. Derivado de la Aportación del Gobierno Federal con motivo de la Medición del Plan de Pensiones de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias de abril a diciembre 2022 se aportaron \$7,544,895 de intereses. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, los intereses generados por la totalidad de los Bonos Gubernamentales ascendieron a \$7,534,938 de los cuales Petróleos Mexicanos recibió pago por \$7,455,715. (ver Nota 15).

Los pagos esperados para el ejercicio 2023 ascendieron a \$85,750,934.

La distribución de los activos del plan a la fecha de presentación de información es la siguiente:

	<b>31 de diciembre</b>	
<b>Activos del Plan</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 168,367	\$2,199
Instrumentos de deuda	2,065,125	2,257,498
<b>Suma los Activos del Plan</b>	<b>\$ 2,233,490</b>	<b>2,289,697</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre	
	2022	2021
<b>Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)</b>		
Obligaciones por Beneficios Definidos al inicio del año	\$ 1,373,548,493	1,510,081,202
Costo del servicio	17,582,708	21,152,945
Costo financiero	112,807,977	104,844,611
Costo por servicios pasados	524	34,573
Pago de beneficios definidos	(75,208,077)	(71,232,340)
Pérdidas y (ganancias) actuariales reconocidas en otros resultados integrales debido a:		
Cambios en supuestos financieros <sup>1)</sup>	(150,264,079)	(266,885,551)
Cambios en supuestos Demográficos <sup>2)</sup>	7,403,864	44,083,779
Cambios por experiencia durante el ejercicio <sup>3)</sup>	16,188,726	2,581,184
Reducciones	1,971	-
Modificaciones al plan <sup>4)</sup>	864,011	19,344,109
<b>Obligaciones por Beneficios Definidos al final del año</b>	<b>\$ 1,297,920,118</b>	<b>1,373,548,493</b>

<sup>1)</sup> Las variaciones en supuestos financieros se deben al incremento en la tasa de descuento al pasar de 8.66% en 2021 a 9.33% en 2022.

<sup>2)</sup> El primer factor que influyó en la pérdida seccar al por cambios en supuestos demográficos del ejercicio 2022, se debe a los cambios observados a 71a 70ta Ides.

<sup>3)</sup> Los cambios en los supuestos por experiencia de pasar de 16 años que se acordaron tener el mismo comportamiento que con anterioridad a 15 años, así como el cambio en la tabla de mortalidad para el personal que se aplicó en el ejercicio 2022 fueron el resultado de los cambios en los supuestos de pensiones y de pasivos por experiencia de personal que se aplicó en el ejercicio 2022.

<sup>4)</sup> La variación entre 2022 y 2021 se debe por el cambio en el resultado de la revisión conceptual realizada en 2021, en la que se modificaron los requisitos de jubilación para el personal de jubilación.

Los efectos de: el pasivo laboral por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del periodo son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de 110.39% y 12.39% respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 2.08% y (2.20)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 8.04% y (7.18)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 0.88% y 1.05)%, respectivamente en las obligaciones.

Los efectos mencionados anteriormente fueron determinados considerando el método de crédito unitario proyectado, que es el método que se utilizó en la valuación anterior.

La tabla base de mortalidad para el personal activo es la EMSS/2009 de la Circular Única de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas con mejoras. Para la valuación y determinar se actualizó la tabla de mortalidad para el personal jubilado a una proporción de acuerdo con base en la experiencia de PEMEX. Por otro lado, la tabla de mortalidad para el personal incapacitado es la EMSS/INC/MS/2012 y para el personal inactivo es la EMSS/INC/MS/2012.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los activos del plan están en el FOJAPC administrado por BBVA BANCOMER, S. A. y tiene un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria. Al 31 de diciembre de 2022 el FOJAPC cuenta con un saldo de \$167,023, mientras que el resto \$2,066,457 pertenecen a las empresas filiales que se encargan de administrar sus propios fondos.

Las siguientes tablas presentan información de los activos del plan medidos a valor razonable e indicar su jerarquía, conforme a lo establecido en la NIIF 13, al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

\* Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2022

Activos de Plan	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 168,367	\$ —	\$ —	\$ 168,367
Instrumentos de deuda	2,066,123	—	—	2,066,123
<b>Total</b>	<b>\$ 2,233,490</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 2,233,490</b>

\* Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2021

Activos de Plan	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 32,199	\$ —	\$ —	\$ 32,199
Instrumentos de deuda	2,257,498	—	—	2,257,498
<b>Total</b>	<b>\$ 2,289,697</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 2,289,697</b>

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan se muestran en la siguiente tabla:

	31 de diciembre	
	2022	2021
Tasa de incremento de los salarios	4.47%	4.47%
Tasa de incremento de las pensiones	4.00%	4.00%
Tasa de incremento de las pensiones por incógnita	0.00%	0.00%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de incremento de la tarifa básica para personal activo	5.00%	5.00%
Tasa de incremento de la tarifa básica para personal jubilado	4.00%	4.00%
Tasa de incremento de gas y gasolina	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los Activos del Plan <sup>1)</sup>	9.39%	9.46%
Duración promedio de la obligación (años)	13.45	14.38

<sup>1)</sup> Conforme a la NIC 13, la tasa de descuento se determinó considerando la curva de bonos cero gubernamentales, generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal (TGF) y de los Certos, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes. Como consecuencia de los incrementos en los precios de los instrumentos financieros antes mencionados al cierre del ejercicio, la tasa de descuento presentó un aumento respecto al cierre del ejercicio 2021.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Otros beneficios o largo plazo**

Petróleos Mexicanos tiene establecido otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen y que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post mortem pagadera a la viuda del trabajador, servicio médico, gas y canasta básica por la muerte de trabajadores activos. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio acumulados por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen en su base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

Los montos reconocidos por las otras obligaciones a largo plazo son los siguientes:

	<b>31 de diciembre</b>	
	2022	2021
<b>Cambios en el pasivo de Otros Beneficios a Largo Plazo</b>		
Pasivo por beneficios definidos a inicio del período	\$ 12,763,956	\$ 18,457,257
Cargos a resultados del período	2,030,051	2,354,238
Monto de ganancias y (pérdidas) actuariales reconocido en resultados del ejercicio de dicho período	(1,899,096)	(4,211,075)
Cambios en supuestos financieros	(166,459)	(2,027,902)
Por experiencia durante el ejercicio	(1,585,760)	(1,937,645)
Pago de Beneficios	(1,653)	(717)
<b>Pasivo por beneficios definidos al final del año</b>	<b>\$ 11,121,039</b>	<b>\$ 12,763,956</b>

Los pagos esperados de los beneficios a largo plazo para el ejercicio 2023 ascienden a \$326,674.

Los efectos en el pasivo por beneficios a largo plazo al final del período son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de (14.22)% y 18.64%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 6.73% y (1.55)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de 1 - 1 punto porcentual es de 0.50% y (0.08)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 1.00% y (3.25)%, respectivamente en las obligaciones.

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan son los que se muestran a continuación:

	<b>31 de diciembre</b>	
	2022	2021
Tasa de incremento de los salarios	4.47 %	4.47 %
Supuesto de inflación	4.00 %	4.00 %
Tasa de incremento canasta básica para personal activo	5.00 %	5.00 %
Tasa de incremento canasta básica para personal jubilado	4.00 %	4.00 %
Tasa de incremento gas y gasolina	4.00 %	4.00 %
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan (%)	9.38 %	8.46 %
Duración promedio de la obligación (años)	13.15	14.38





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(1) Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal ("Bonos MF"), y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes. Como consecuencia de los movimientos en los rendimientos de los instrumentos financieros antes mencionados al cierre del ejercicio, la tasa de descuento presentó un aumento respecto al cierre del ejercicio 2021.

**20. PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DIVERSOS**

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Provisión Restos de taponamiento de pozos (ver Nota 13)	\$ 66,059,388	70,144,756	77,125,513
Provisión juicios en proceso (ver Note 27)	10,533,137	11,114,006	8,371,810
Provisión gastos de protección ambiental	11,914,160	11,138,504	9,178,555
	<b>\$ 89,146,685</b>	<b>92,397,666</b>	<b>94,675,864</b>

A continuación, se muestra el análisis de la cuenta de provisión para taponamiento de pozos, juicios en proceso y gastos ambientales:

	Taponamiento de pozos		
	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Saldo al inicio del año (Disminución) Incremento de la provisión contra el activo fijo	\$ 70,144,756 (1,571,843)	77,125,513 (13,834,388)	80,849,900 (12,616,336)
Efecto de tasa de descuento	4,647,200	4,454,106	4,555,692
Utilidad (pérdida) cambiaria no realizada	(3,984,400)	2,454,810	4,766,971
Aplicación de la provisión	(534,215)	(55,285)	(230,654)
Saldo al final del año	<b>\$ 66,699,388</b>	<b>70,144,756</b>	<b>77,125,513</b>

	Juicios en proceso		
	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Saldo al inicio del año	\$ 11,114,006	8,321,916	8,075,031
Incremento de la provisión contra gastos	3,137,470	4,818,298	972,692
CANCELACIÓN de la provisión contra gastos	(5,704,499)	(2,025,221)	(724,026)
Aplicación de la provisión	(13,840)	(887)	(1,881)
Saldo al final del año	<b>\$ 10,533,137</b>	<b>11,114,006</b>	<b>8,371,810</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Pozos a los estados financieros consolidados

(cifras expresadas en miles de pesos)

	Gastos de protección ambiental		
	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
<b>Saldo al inicio del año</b>	<b>\$ 11,138,904</b>	<b>9,178,555</b>	<b>9,086,977</b>
Incremento de la provisión contra gastos	1,711,108	2,424,057	1,569,063
CANCELACIÓN de la provisión -	(856,047)	(407,671)	(1,574,810)
Aplicación de la provisión	(79,805)	(56,017)	(2,675)
<b>Saldo al final del año</b>	<b>\$ 11,914,160</b>	<b>11,238,904</b>	<b>9,178,555</b>

**Provisiones para taponamiento**

PEMEX crea una provisión para los costos futuros de taponamiento de las instalaciones de producción de petróleo y los oleoductos en forma descentralada al momento de realizar dichas instalaciones.

La provisión para taponamiento representa el valor presente de los costos de taponamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas. Estas provisiones se han creado con base en las estimaciones internas de PEMEX. Con base en el retorno económico actual, se han realizado supuestos que, de acuerdo con la administración, constituyen una base razonable sobre lo cual se estima el pasivo futuro. Estas estimaciones son revisadas con regularidad para tomar en cuenta cualquier cambio material en los supuestos. Sin embargo, los costos de taponamiento reales dependerán a lo largo de los precios de mercado futuros para los trabajos de taponamiento necesarios, los cuales reflejarán las condiciones de mercado en el momento que se realicen los trabajos.

Se considera para su integración el tipo de cambio de Cere de peso, la tasa de inflación proyectada de los Estados Unidos de América, según de descuento interpolados con base a la fecha de vencimiento de los incrementos de deuda a largo plazo cotizados en los mercados de dólares, con los unitarios tipo obtenidos de los contratos vigentes a la fecha de valuación, así como de pozos generado del catálogo único institucional y finalmente el límite de reservas probables de septiembre al 1 de enero de 2023.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, la provisión disminuye debido a la baja de los límites de reservas, el efecto de la actualización de la tasa de crecimiento y a las aplicaciones de a reserva, incluye los efectos de la tasa de descuento por el paso del tiempo por \$4,847,203, \$4,454,106 y \$4,555,697 para el periodo 2022, 2021 y 2020, respectivamente. Los rangos de tasas de descuento utilizados durante 2022, 2021 y 2020 fueron de 9.3805% a 10.5209%, 9.114% a 8.0407% y 9.2688% a 7.7959% para conceptos en dólares americanos, respectivamente.

Además, el momento de taponamiento seguramente dependerá del momento en que los yacimientos dejan de tener producción, tasas económicamente viables, lo que a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y gas, los cuales son inherentemente inciertos. Los trabajos de taponamiento de pozos se ejecutarán de la siguiente manera:

Año	Monto
2023	76,691
2024	1,064,340
2025	955,654
2026	4,350,081
2027	5,640,335
Més de 5 años	54,012,297
<b>Total</b>	<b>\$ 66,699,398</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Provisión gastos de protección ambiental:**

PEMEX está sujeta al cumplimiento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, por lo que se realizarán auditorías ambientales a algunas de sus instalaciones. Derivado de los resultados obtenidos en las auditorías se firmarán planes de acción que atenderán las irregularidades detectadas y se ingresarán a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA). No se tiene definido el periodo de ejecución de estos trabajos, ya que están sujetos a los presupuestos que se puedan otorgar a PEMEX.

**7.1. IMPUESTOS Y DERECHOS**

A. 31 de diciembre de 2022 y 2021, los impuestos y derechos por pagar se integran como sigue:

	2022	2021
Impuestos y derechos a la utilidad:		
Derecho a la utilidad compartida	\$ 20,134,059	63,233,153
Impuesto sobre la renta	4,268,496	3,743,571
<b>Total de impuestos a la utilidad</b>	<b>33,403,455</b>	<b>66,976,724</b>
Otros impuestos y derechos:		
Impuesto Especial Sobre Producción y Consumo	23,217,262	17,813,077
Derecho de extracción de hidrocarburos	6,895,491	17,723,815
Derecho de extracción de hidrocarburos	136,588	176,932
Impuestos por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos	413,371	375,903
Impuestos retenidos por pagar	5,800,188	9,165,475
Impuestos y derechos de importación	13,028	13,028
Otros contribuciones por pagar	933,972	589,342
<b>Total de otros impuestos y derechos</b>	<b>37,409,900</b>	<b>48,776,867</b>
<b>Total de impuestos y derechos por pagar</b>	<b>\$ 70,813,355</b>	<b>112,753,591</b>

El 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, misma que entró en vigor el 1º de enero de 2015. Este ordenamiento establece a partir de esta última fecha el régimen fiscal para Petróleos Mexicanos aplicable a las asignaciones y a los contratos. Asimismo cada año se publica la Ley de Ingresos de la Federación que contiene disposiciones específicas para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

**Régimen fiscal aplicable a asignaciones**

El régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos consiste en los siguientes Derechos:

**A. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)**

A partir de 1 de enero de 2015, Pemex Exploración y Producción está obligada a pagar el DUC.

A partir del 1 de enero 2022 y 2021, la tasa aplicable fue de 40% y 54% respectivamente, este derecho se aplica a la diferencia que resultó de disminuir el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio incluyendo el autoconsumo, mermas o quemas), las deducciones permitidas por la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, entre las que se consideran parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos. Conforme a la Ley de ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2022 en el artículo 22, a partir del 1 de enero de 2023, se aplicará una tasa de 40%.

Durante 2022 se causó DUC por un total de \$398,123,710 cifras de la declaración anual normal del ejercicio 2022, misma que se previó el 31 de abril de 2023, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$357,567,223, quedando un saldo a cargo por \$556,481 al cierre del ejercicio de 2022.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Durante 2021 se causó DUC por un total de \$374,433,879 e tras de la declaración anual normal del ejercicio 2021, misma que se presentó el 31 de marzo de 2022, el cual se ajustó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$300,374,423, un estímulos fiscal otorgado por el Gobierno Federal por \$73,280,000 quedando un saldo a cargo por \$779,456 al cierre de diciembre de 2021.

Los derechos e impuestos a la utilidad pagados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, ascendieron a \$431,444,589, \$285,883,549 y \$172,369,522, respectivamente.

El resultado contable difiere del resultado fiscal para efectos del DUC, principalmente por diferencias en depreciación, gastos no deducibles y otros. Tales diferencias usualmente y el DUC diferido.

El cargo a resultados por derechos y otros al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, se integra como sigue:

	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Derecho a la Utilidad Compartida (DUC)	\$ 398,123,710	374,433,879	218,912,687
Estímulo fiscal para DUC <sup>(1)</sup>	—	(73,280,000)	(65,000,000)
Gasto por DUC diferido	(6,702,627)	5,073,403	636,449
<b>Total de DUC</b>	<b>\$ 391,420,083</b>	<b>306,227,282</b>	<b>154,609,136</b>

(1) Para 2022 se otorgó estímulo fiscal para DUC

Los principios es conceptos que originan el saldo del activo por DUC diferido son:

	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
DUC diferido activo:			
Créditos fiscales	\$ —	454,631,317	571,306,014
DUC diferido pasivo:			
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(171,170,789)	(241,237,295)
DUC diferido neto activo		283,460,528	330,068,719
(DUC diferido no reconocido)		(274,008,700)	(327,321,418)
<b>Activo a largo plazo, neto</b>	<b>\$ —</b>	<b>9,451,828</b>	<b>2,748,201</b>

El beneficio esperado por DUC en 2022 y 2021 es diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 40% y 54%, respectivamente, a la pérdida antes de impuestos, derechos y aprovechamientos como resultado de las pérdidas que se reconocen en el cuatró.

	2022		
	Beneficio (pérdida) esperada: Incremento (reducción) resultante de: Beneficio esperado de contratos Gastos no acumulables <sup>(1)</sup> Gastos no deducibles <sup>(2)</sup> Valor de la producción Derechos deducibles Estímulo fiscal DUC <sup>(1)</sup> (Beneficio) gasto por DUC diferido Unidad de deducciones	2021	2020
Gasto (beneficio) esperado:	\$ 236,421,472	147,520,595	(20,837,708)
Incremento (reducción) resultante de:			
Beneficio esperado de contratos	(4,987,552)	(5,333,004)	(496,643)
Gastos no acumulables <sup>(1)</sup>	(778,566,830)	(1,252,057,757)	(2,291,937,559)
Gastos no deducibles <sup>(2)</sup>	547,132,916	1,110,770,200	2,313,271,950
Valor de la producción	526,040,742	507,007,938	321,353,133
Derechos deducibles	(51,920,424)	(44,270,598)	(21,850,672)
Estímulo fiscal DUC <sup>(1)</sup>		(71,780,000)	(65,000,000)
(Beneficio) gasto por DUC diferido	(6,703,627)	5,073,403	606,449
Unidad de deducciones	(75,996,608)	(83,293,461)	(82,589,774)
<b>Gasto por derecho a la utilidad compartida</b>	<b>\$ 391,420,083</b>	<b>306,227,282</b>	<b>154,609,136</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- (i) Incluye la totalidad de la utilidad y pérdida por fluctuación en cambios la cual no tiene un efecto en la determinación de DUC.
- (ii) Corresponde al estimate fiscal otorgado por el Gobierno Federal el 19 de febrero de 2021 y el 21 de abril de 2020.

Asimismo, el 19 de febrero de 2021, el Gobierno Federal publicó un decreto en el Diario Oficial de la Federación, otorgando un beneficio fiscal para PEMEX consistente en un crédito fiscal equivalente a \$73,280,000 para el año 2021. El beneficio fiscal se otorgó como medida de liberación de recursos para que PEMEX incremente la inversión en actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Este decreto es adicional a la reducción de la tasa del DUC de 58.0% a 54.0% aplicable para el ejercicio 2021 de conformidad con las modificaciones en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

#### B. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)

Para la determinación de las tasas para el cálculo de este derecho, la SIIICP considera los efectos de las variaciones en el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América o el que lo sustituya, los cuales deberán ser publicados en el Diario Oficial de la Federación. Este derecho resulta de aplicar al valor del hidrocarburo extraído (petróleo, gas natural asociado, gas natural no asociado, condensados), la tasa que corresponda según la fórmula establecida por cada tipo de hidrocarburo y empleando los precios de hidrocarburos en dólares por unidad, según corresponda.

Durante 2022 y 2021 Pemex Exploración y Producción causó este derecho por un total de \$129,801,061 y \$81,987,589 respectivamente los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

#### C. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Pemex Exploración y Producción como asignataria tiene la obligación de hacer pagos mensuales de este derecho. En 2022 las cuotas fueron de 1,548.88 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 3,700.86 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

Durante 2022 y 2021 Pemex Exploración y Producción causó este derecho por un total de \$1,638,913 y \$1,443,457 respectivamente, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

#### D. Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Las asignaciones otorgadas por el Gobierno Federal causan un impuesto sobre las actividades de explotación y extracción que se lleva a cabo en el área correspondiente. El impuesto mensual que se paga durante la fase de extracción y hasta que la fase de extracción cese es de \$2,029.27 pesos por cada kilómetro cuadrado. Durante la fase de extracción, el impuesto mensual que se paga desde que inicia la fase de extracción y hasta que la asignación termine es de \$8,081.17 pesos por kilómetro cuadrado.

Durante 2022 y 2021 se causó este impuesto por un total de \$4,664,341 y \$4,707,122 respectivamente, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

#### Régimen fiscal aplicable a contratos

A partir de 1 de enero de 2015, el régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para efectos de los contratos lo establece la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la cual regula, entre otros, los términos fiscales que serán aplicables a los contratos de exploración y extracción (concesión, utilidad competitiva, producción lumpsum y servicios) y (suplente los siguientes impuestos, derechos y otros pagos al Gobierno Federal):

- Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. Durante la fase exploratoria del área que tenga un contrato de exploración y extracción, se preve una cuota mensual a favor del Gobierno Federal de 1,548.88 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de 60 meses, esta cuota se incrementa a 3,700.86 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo. La cuota se actualizará anualmente de acuerdo al INPC.



**Países Miembros,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Votos a los estados miembros correspondientes

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Regalías. El monto de las regalías se determinará con base en el valor contractual por cada tipo de producto, que a su vez se basa en diversos factores como el tipo de hidrocarburo, el volumen de producción y su precio de mercado. Las regalías son pagaderas en los contratos de licencia, así como en los contratos de producción compartida y de utilidad compartida.
- Pago del Valor Contractual. En los contratos de licencia se debe efectuar un pago calculado como un porcentaje del "valor contractual" de los hidrocarburos producidos, conforme lo determine el SHCP, en cada caso.
- Porcentaje a la Utilidad Operativa. Los contratos de producción compartida y de utilidad compartida establecerán el pago equivalente a un porcentaje específico de las utilidades operativas. En el caso de los contratos de producción compartida, dicho pago será efectuado en especie, mediante la entrega de los hidrocarburos producidos. En el caso de los contratos de utilidad compartida, dicho pago deberá efectuarse en efectivo.
- Bono a la Firma. A la firma de un contrato de licencia, e independientemente de que el Gobierno Federal tenga cantidad establecida por el SHCP en los términos y condiciones de la licitación correspondiente o en los contratos que sean resultado de una migración.
- Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Los contratos de exploración y extracción otorgados por el Gobierno Federal incluirán un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. El impuesto mensual que se paga durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicie es de 2,020.27 pesos por cada kilómetro cuadrado. Durante la fase de extracción, el impuesto mensual que se paga desde que inicia la fase de extracción y hasta que la asignación termine es de 8,081.12 pesos por kilómetro cuadrado. Durante 2022 y 2021 se causó este impuesto por un total de 5235,653 y 5211,095, respectivamente.

**Otros impuestos aplicables**

Las Entidades Subsidiarias son sujetas a la Ley del Impuesto Sobre la Renta y la Ley del Impuesto al Valor Agregado. Pemex Transformación Industrial es sujeta a la Ley del IEPS vigente.

A continuación, se mencionan los impuestos indirectos.

- (a) **Impuesto Específico sobre Producción y Servicios (IEPS):**
- IEPS sobre la venta de combustibles automotrices. Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automotor, gasolina y diésel, que Pemex TRI recauda en nombre del Gobierno Federal. Las cuotas aplicables para 2022 han sido de \$5.49 por litro de gasolina menor a 91 octanos; \$4.04 por litro de gasolina mayor a 91 octanos y \$6.04 por litro de diésel. Estas cuotas se actualizan anualmente de acuerdo con la inflación y se ajusta semestralmente por las autoridades fiscales. Estas cuotas son aplicables a la enajenación en territorio nacional y a la importación.
  - IEPS a beneficio de entidades federativas y municipios. Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automotor de gasolina y diésel, que Pemex TRI recauda en nombre del Gobierno Federal. Las cuotas aplicables para 2022 han sido de \$8.47 centavos por litro de gasolina menor a 91 octanos, \$9.14 centavos por litro de gasolina mayor a 91 octanos y \$10.23 centavos por litro de diésel. Estas cuotas se actualizan anualmente con la inflación. Los fondos recaudados por esta cuota se asignan a los estados y municipios según lo previsto en la Ley de Coordinación Fiscal. Estas cuotas solo son aplicables por la venta en territorio municipal de los combustibles y no computan para el IVA.
  - IEPS a los Combustibles Fósiles. Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles fósiles, que Pemex TRI recauda en nombre del Gobierno Federal. Las cuotas aplicables para 2022 han sido de \$0.30 centavos por litro para el propano, \$0.74 centavos por litro para el butano, \$1.56 centavos por litro para la gasolina y \$0.50 centavos por litro para el gasóleo. Las cuotas para el butano y el gasóleo son de \$1.35 centavos por litro para la gasolina y \$0.85 centavos por litro para el gasóleo. Las cuotas para el propano y el gasóleo son de \$1.29 centavos por litro para la gasolina y \$0.85 centavos por litro para el gasóleo. Estas cuotas se actualizan anualmente de acuerdo con la inflación y también gravan a importación de estos combustibles.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**(b) Impuesto al Valor Agregado (IVA):**

Para el IVA se determinan pagos mensuales definitivos con base en flujo de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Impuesto al Valor Agregado, aplicable a los contribuyentes de este impuesto. La tasa general es del 16% y la de actividades incertidumbre es de 3%.

A partir del ejercicio 2020 se aplica el decreto de reformas fiscales región- frontera norte, mismo que en materia del IVA establece un crédito equivalente al 50% de la tasa general, aplicable directamente al momento de la enajenación o prestación de servicio. Este estímulo es aplicable en 6 Estados de la región fronteriza norte e incluye a 43 municipios de esos Estados.

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias así como este beneficio fiscal por las operaciones que realizan dentro de los municipios de los Estados comprendidos en el Decreto.

El IVA se causa por la enajenación de bienes, prestación de servicios, otorgamiento del uso o goce temporal de bienes en territorio nacional y por la importación de bienes y servicios a territorio nacional. Los contribuyentes trasladan el IVA a sus clientes y bienes cuando acreditan el IVA pagado a sus proveedores y en sus importaciones. El neto entre el IVA trasladado a clientes y el pagado a proveedores y en importaciones, resulta cada mes en un saldo a pagar al fisco o en un crédito a favor del contribuyente. El IVA a favor se tiene derecho a acreditarlo contra IVA por pagar en futuros meses o a solicitar su devolución.

**(c) Impuesto sobre la Renta (ISR):**

A partir de 1 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos, y las Entidades Subsidiarias no sujetos de la Ley de Impuesto Sobre la Renta, así como algunas compañías subsidiarias.

El ISR se calcula aplicando la tasa del 50% al resultado fiscal, obtenido en el ejercicio. El resultado fiscal se determina como sigue: se obtiene la utilidad fiscal disminuyendo de la totalidad de los ingresos acumulables obtenidos en el ejercicio, las deducciones autorizadas en el Título II. A la utilidad fiscal de ejercicio se le disminuirán en su caso, las pérdidas fiscales pendientes de aplicar de ejercicios anteriores.

El resultado contable difiere del resultado fiscal debido principalmente a efectos de inflación, diferencias entre depreciación, gastos no deducibles y otros.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 dichas compañías generaron ISR como se muestra como sigue:

	31 de diciembre	
	2022	2021
ISR Causeo	\$ 5,939,990	3,573,781
ISR diferido	177,179,234	(3,052,891)
<b>Total ISR</b>	<b>\$ (71,239,244)</b>	<b>30,962,939</b>

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el activo por ISR diferido neto de las Entidades Subsidiarias Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industria por \$579,649,787 y \$744,802,898, respectivamente, no se ha reconocido ya que no se estiman ganancias fiscales futuras contra las que pueda utilizar los beneficios correspondientes, dichos montos se integran principalmente por pérdidas fiscales pendientes de amortizar las cuales expiran entre los años 2026 y 2032.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los principales conceptos que originan el saldo del activo (pasivo) por ISR diferido son los que se muestran a continuación:

	2021		Reconocido en resultados		Reconocido en ORI		2021	
<b>Impuesto sobre la renta diferido activo:</b>								
Provisiones	\$	11,022,260	888,794	—	—	—	—	11,922,054
Pasivo laboral		61,711,054	3,579,385	(8,075,854)	—	—	—	57,214,536
Anticipo de clientes		176,967	43,248	—	—	—	—	220,215
Pasivos ac. multirris		2,676,964	5,094,352	—	—	—	—	7,771,316
Cuentas incobrables		24,690	122,953	—	—	—	—	127,643
Instrumentos financieros derivados		10,746	24,124	—	—	—	—	34,870
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		5,452,609	3,009,906	—	—	—	—	8,462,515
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar (1)		8,468,185	57,960,116	—	—	—	—	76,428,341
<b>Total impuesto sobre la renta diferido activo</b>		<b>89,553,675</b>	<b>86,702,909</b>	<b>(8,075,854)</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>162,180,730</b>
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo):								
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(1,191,034)	(3,879,311)	—	—	—	—	(5,070,345)
Otros		(2,150,316)	355,636	—	—	—	—	(1,794,680)
<b>Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)</b>		<b>(3,341,350)</b>	<b>(3,523,675)</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(6,865,025)</b>
<b>Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto</b>	\$	<b>86,212,325</b>	<b>77,179,234</b>	<b>(8,075,854)</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>155,315,705</b>
		2020	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	2021			
<b>Impuesto sobre la renta diferido activo:</b>								
Provisiones	\$	8,919,555	2,112,705	—	—	—	—	11,032,260
Pasivo laboral <sup>2)</sup>		71,640,981	3,652,157	(2,567,084)	—	—	—	61,711,054
Anticipo de clientes		188,288	(11,316)	—	—	—	—	176,967
Pasivos acumulados		1,681,362	595,502	—	—	—	—	2,676,964
Cuentas incobrables		122,435	177,545)	—	—	—	—	24,890
Instrumentos financieros derivados		41,735	(30,589)	—	—	—	—	10,746
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		5,151,623	200,946	—	—	—	—	5,452,609
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar <sup>1)</sup>		12,427,656	(3,959,473)	—	—	—	—	8,468,185
<b>Total impuesto sobre la renta diferido activo</b>		<b>107,159,637</b>	<b>7,947,177</b>	<b>(13,582,084)</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>89,553,675</b>
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo):								
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(1,101,832)	(89,202)	—	—	—	—	(1,191,034)
Otros		(2,310,282)	159,969	—	—	—	—	(2,150,316)
<b>Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)</b>		<b>(3,412,114)</b>	<b>(70,234)</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(3,482,348)</b>
<b>Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto</b>	\$	<b>96,743,518</b>	<b>3,052,891</b>	<b>(13,582,084)</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>86,212,325</b>

1) Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2021.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresados en miles de pesos]

El gasto deducible atribuible a la utilidad por operaciones continuas antes del ISR, fue diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 30% a la utilidad, como resultado de las partidas que se mencionan en la siguiente hoja.

	31 de diciembre	
	2022	2021
Gasto esperado	\$ 163,037,953	69,725,425
Incremento (reducción) resultante de:		
Efecto fiscal de la inflación, neto	(23,583,416)	30,058,416
Actualización fiscal de ductos, inmuebles y equipo	—	—
Derechos deducibles	(119,437,113)	(50,346,164)
Cambio en ISR diferido no reconocido	(59,334,219)	(20,941,629)
ISR diferido reconocido	4,248,421	—
Gasto esperado de contratos	—	1,311,975
Beneficios al retiro	7,930,425	1,101,292
Gastos no deducibles	15,019,493	3,113,075
Otros, netos:	(11,070,788)	6,498,500
<b>[Beneficio] gasto por impuesto sobre la renta</b>	<b>\$ (71,239,244)</b>	<b>\$20,940</b>

(1) Incluye precios menos efecto de descuento para 2022.

El efecto acumulado de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2022 y 2021 ascendió a \$3,410,983 y \$4,654,868, respectivamente. Así mismo, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales del periodo se encuentra presentado en (pérdida) integral por un monto de \$8,075,854 y \$13,552,084, respectivamente.

## ZZ. PATRIMONIO (DÉFICIT)

### A. CERTIFICADOS DE APORTACIÓN "A"

El convenio de capitalización entre Petróleos Mexicanos y el Gobierno Federal estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen el patrimonio permanente.

Por el periodo de 12 meses terminados el 31 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos recibió aportaciones como Certificados de Aportación por \$188,306,717 por parte del Gobierno Federal.

Por el periodo de 12 meses terminados el 31 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos recibió aportaciones como Certificados de Aportación por \$316,354,129 por parte del Gobierno Federal.

Los Certificados de Aportación "A" se integran como sigue:

	Importe
<b>Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>\$ 524,931,447</b>
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2021	316,354,129
<b>Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2021</b>	<b>841,285,576</b>
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2022	188,306,717
<b>Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2022</b>	<b>\$ 1,029,592,293</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Las Aportaciones del Gobierno Federal, en forma de Certificados de Aportación "A" realizados durante 2022 por un total de \$188,306,717, han sido designadas para el fortalecimiento de la posición financiera, para la construcción de la Refinería Dos Bocas y para el plan de rehabilitación de las refinerías, como se muestra a continuación:

Fecha	Construcción de la Refinería Dos Bocas	Fortalecimiento de la posición financiera	Plan de Rehabilitación de las Refinerías
21 de enero	\$ 7,500,000	13,321,641	—
21 de febrero	7,500,000	—	—
14 de febrero	7,500,000	—	—
8 de marzo	—	20,115,898	—
8 de marzo	7,500,000	—	—
28 de abril	762,500	—	—
26 de mayo	21,737,900	—	—
29 de julio	—	—	962,342
19 de agosto	1,000,000	—	—
30 de agosto	2,000,000	—	—
6 de septiembre	—	—	683,125
9 de septiembre	2,500,000	—	—
14 de septiembre	2,500,000	—	—
22 de septiembre	2,500,000	—	—
28 de septiembre	2,400,000	—	—
4 de octubre	—	—	1,618,523
6 de octubre	2,500,000	—	—
13 de octubre	2,500,000	—	—
20 de octubre	2,500,000	—	—
28 de octubre	2,500,000	—	—
4 de noviembre	2,500,000	—	—
7 de noviembre	—	—	1,805,296
10 de noviembre	2,500,000	—	—
17 de noviembre	2,500,000	—	—
25 de noviembre	—	—	892,893
25 de noviembre	2,500,000	—	—
1 de diciembre	4,000,000	—	—
2 de diciembre	800,000	—	—
5 de diciembre	—	—	1,200,000
5 de diciembre	4,000,000	—	—
8 de diciembre	4,000,000	—	—
15 de diciembre	—	—	1,000,000
18 de diciembre	15,118,286	—	—
29 de diciembre	21,000,000	—	4,881,713
<b>Total</b>	<b>\$ 129,818,286</b>	<b>45,497,539</b>	<b>12,050,892</b>

**B. APORTACIONES DEL GOBIERNO FEDERAL**

En enero de 2022, Petróleos Mexicanos recibió un apoyo financiero no recuperable por parte del FONADIN por un monto de \$23,030,000 destinado a la compra del 50.605% de la participación en Deer Park (ver Nota 12)

Al 31 de diciembre de 2020, no hubo contribuciones del Gobierno Federal distritas e los Certificados de Aportación "A".

**C. RESERVA LEGAL**

De acuerdo a las leyes mexicanas, cada una de las Compañías Subsidiarias requiere destinar un determinado porcentaje de sus utilidades netas a la reserva legal, hasta que dicho monto alcance un importe equivalente a un determinado porcentaje del capital social de cada compañía subsidiaria.

Dura -to 2022 y 2021 no existieron movimientos en este rubro.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados:

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**D. OTROS RESULTADOS ACUMULADOS INTEGRALES**

Como resultado del análisis de la tasa de descuento relativa a las obligaciones de pago de beneficios a los empleados, con el periodo terminado el 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX reconoció una pérdida actual por \$123,383,417 y \$205,403,068, respectivamente, en otros resultados integrales, que incluyen impuestos diferidos por \$(8,075,654) y \$(13,582,084), respectivamente, relacionadas con obligaciones de retiro y beneficios post empleo. La variación relacionada con los beneficios de jubilación y post-empleo fue el resultado de un incremento en las tasas de descuento y rendimiento de los activos del plan del 8.48% al 31 de diciembre de 2021 al 9.39% el 31 de diciembre de 2022.

**E. DÉBITO ACUMULADO DE EJERCICIOS ANTERIORES**

PEMEX ha incurrido en pérdidas netas en los últimos años. Aún y cuando, la Ley de Concursos Mercantiles no le es aplicable a Petróleos Mexicanos ni a las Entidades Subsidiarias y los contratos de crédito vigentes no incluyen causales de incumplimiento como consecuencia del patrimonio negativo, el Gobierno Federal ha concentrado sus esfuerzos en consolidar la estrategia institucional de PEMEX.

**F. INCERTIDUMBRE RELATIVA AL NEGOCIO EN MARCHA**

Los estados financieros consolidados han sido preparados asumiendo que PEMEX continuará bajo la base de negocio en marcha. Esta suposición contempla la realización de activos y el cumplimiento con sus obligaciones de pago en el curso normal de operación. Sin embargo, existe duda sustancial acerca de la habilidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha.

**Hechos y condiciones**

PEMEX tiene una deuda importante contraída principalmente para financiar gastos de inversión necesarios para llevar a cabo sus proyectos de inversión y financiar sus gastos de operación. Debido a su fuerte carga fiscal proveniente de: pago de derechos de extracción de hidrocarburos, el flujo de efectivo derivado de las operaciones de PEMEX en años recientes no ha sido suficiente para fundear en su totalidad sus gastos de inversión y de operación, por lo que PEMEX ha recibido apoyo del Gobierno Federal a través de aportaciones de capital. Adicionalmente, el capital de trabajo de PEMEX se ha deteriorado en los años recientes.

En 2021 y 2022, ciertas agencias calificadoras disminuyeron la calificación crediticia de PEMEX, impulsada principalmente por los efectos del COVID-19, así como por la volatilidad de los precios de crudo y la baja en la calificación de la deuda soberana del Gobierno Federal, impactando el acceso de PEMEX a los mercados financieros, el costo y los términos de las nuevas negociaciones de omidas y contratos que PEMEX pueda llevar a cabo durante 2022 y 2023. Estas condiciones han impactado negativamente el desarrollo financiero de PEMEX, así como también su posición de liquidez.

A pesar de que en 2022 PEMEX reconoció un rendimiento neto, por un total de \$99,668,470, en los años terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, PEMEX reconoció una pérdida neta por \$(294,775,877) y \$(509,052,065), respectivamente. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se tiene un patrimonio negativo de \$(1,765,822,225) y \$(2,170,000,783), respectivamente, derivado principalmente de las pérdidas netas que se han obtenido, y un capital de trabajo negativo de \$401,842,780 y \$464,251,286, el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

PEMEX cuenta con una amplia cartera de deuda, y en términos de desempeño para las finanzas públicas del país, se sujeta a la meta de balance financiero en flujo de efectivo que se aprueba en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de que se trate. Este indicador representa la diferencia entre sus ingresos brutos y su gasto total presupuestado, incluyendo el costo financiero, el cual es aprobado por la Cámara de Diputados, a propuesta de la SHC. El Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2023 autorizó a PEMEX una meta de balance financiero de cero. Este balance financiero cero no considera el pago principal de la deuda durante 2023, el cual será cubierto mediante actividades de financiamiento que no representen un endeudamiento neto en términos de deuda pública superior a los \$29,912,400. Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX tiene vencimientos de deuda de corto plazo por \$465,947,683 (incluyendo pago de intereses).

El efecto combinado de los eventos arriba mencionados, induce duda sustancial sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Financ.

PEMEX y el Gobierno Federal, están llevando a cabo las siguientes acciones, entre otras, para preservar la liquidez y que esperan le permitan a PEMEX pagar sus compromisos:

Se mantendrá para el año 2023 la aplicación del estímulo fiscal publicado mediante Decreto por el que se establecieron estímulos fiscales complementarios a los contributivos automotrices publicado en el Diario Oficial de la Federación del 4 de marzo de 2022, el cual le permite a PEMEX recuperar sustancialmente el valor de la diferencia entre precio de venta y el precio de referencia internacional, cuando en un escenario de incremento en los precios de la gasolina y diesel, estos son limitados a los efectos de la inflación en el país.

Durante 2023, se mantendrá la reducción de la tasa fiscal del DUC de ejercicio inmediato anterior, ya que la Ley de Establecimiento de la Tasa de Interés de los Depósitos de Ahorro de 2022, mantendrá en el 2023, el monto del DUC en el 2022.

Para 2023, PEMEX ha recibido contribuciones de patrimonio por \$7,200,000 y ha emitido notas por un total de \$41,700,000.

Adicionalmente, PEMEX tiene planes para realizar operaciones de refinanciamiento en los mercados de capitales de acuerdo con las condiciones prevalentes en los mercados, lo cual le permitirá diferir el pago del principal de sus vencimientos de deuda más cercanos.

Además, PEMEX cuenta con la capacidad de refinanciar una porción de su deuda a corto plazo a través de créditos bancarios de ratios y revolventes. Asimismo, se logró establecer de manera conjunta con la Banca de Desarrollo y la Banca Comercial acuerdos bancarios, en apoyo a sus proveedores y clientes. La capacidad de PEMEX para refinanciar su deuda de corto plazo depende de factores que están fuera de su alcance.

La Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2023, autorizó a PEMEX un endeudamiento neto de hasta \$29,924,000, \$27,068,000, y \$5,5142,700), el cual es considerado por el Gobierno Federal como obligaciones contingenciales de deuda pública y que podría utilizarse para lograr cubrir un déficit de balance financiero en 2023.

PEMEX revisa y alinea periódicamente su portafolio de inversión con premisas económicas actuales, orientando a que las inversiones que implementan de forma eficiente la producción al menor costo.

El 13 de diciembre de 2022, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el nuevo Plan de Negocios 2023-2027.

Los precios del crudo rosaron y se recuperaron, así como del gas natural y productos petrolíferos, durante 2022 y se espera que se mantengan en ese nivel durante 2023. Asimismo, en caso de que las cotizaciones internacionales de la mezcla mexicana de petróleo fueran superiores al precio promedio de U.S.\$ 68.7 dólares por barril, precio sobre la cual se construyó la meta de balance financiero cero, esos ingresos adicionales permitirían a PEMEX alcanzar de forma más rápida los objetivos de su plan de negocios.

Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias no están sujetas a la Ley de Concursos Mercantiles y ninguna de las contrataciones de financiamiento existentes incluye alguna cláusula que pudiera dar lugar a la exigibilidad del pago inmediato de la deuda respectiva por tener un patrimonio neto negativo o un incumplimiento con razones financieras.

PEMEX preparó sus estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2022 y 2021, sobre la base contable de negocio en retroceso. Existen condiciones que han generado incertidumbre material y dudas significativas para continuar operando normalmente. Tales como las pérdidas netas recurrentes, así como el capital de trabajo y patrimonio negativos. Entre otros, factores financieros consolidados no contienen los ajustes requeridos en caso de no haber sido preparados sobre la base de negocio en marcha.

**G. PARTICIPACIÓN NO CONTROLADA**

PEMEX no posee el total de las acciones de PML CIM y COMESA, el estado consolidado de variaciones en el patrimonio líquido y el estado consolidado del resultado integral presentan la participación no controlada de estas inversiones.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, la participación no controlada en el patrimonio preventivo (pérdidas) resultantes de \$128,610, 5128,502 y \$369,992, respectivamente.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**23. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA**

Los costos y gastos por naturaleza, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 se integran como se muestra a continuación:

	31 de diciembre			
		2022	2021	2020
Compra de productos	\$	1,126,780,296	518,434,795	385,040,047
Depreciación de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, depreciación de derechos de uso y amortización de activos intangibles		146,251,935	140,155,507	137,298,820
Impuestos y derechos a la exploración y extracción		136,840,962	88,596,015	43,593,672
Costo neto del período de beneficios a empleados		129,333,812	140,215,404	128,808,540
Servicios personales		107,990,777	100,401,002	103,016,657
Conservación y mantenimiento		78,323,591	65,239,995	69,939,632
Servicios auxiliares pagados a terceros		28,799,131	9,656,254	15,901,582
Pozos no exitosos		26,382,595	25,952,338	22,269,583
Materiales y refacciones		25,516,438	23,504,046	18,381,313
Pérdidas por sustracción de combustible <sup>(1)</sup>		19,891,204	6,791,377	4,279,542
Otros costos y gastos de operación		17,671,352	79,812,503	20,573,244
Otros impuestos y derechos de la operación		14,717,890	12,911,825	12,180,579
Gastos generales pagados a terceros		12,454,485	5,867,668	4,198,747
Gastos de exploración		8,126,787	6,458,310	6,732,689
Fletes		5,552,913	5,195,157	3,425,079
Seguros y fianzas		7,384,099	6,997,543	6,068,497
Honorarios		6,476,022	548,928	259,186
Contratos integrales		4,556,801	4,904,774	5,275,946
Variación de inventarios <sup>(2)</sup>		(38,474,306)	(11,544,077)	2,572,641
<b>Total de costo de ventas, gastos de distribución y gastos de administración por naturaleza</b>	<b>\$</b>	<b>1,868,747,124</b>	<b>1,232,121,563</b>	<b>990,945,376</b>

(1) De acuerdo a la Resolución RES/179/2017, emitida por la CRE, las pérdidas por sustracción de combustible son aquellas que salen fuera de lo contemplado y en estas pueden derivarse de diferentes ilícitos, como es principalmente las sustracciones no autorizadas.

Pemex Logística es la encargada de la distribución de hidrocarburos mediante la red de poliductos y es responsable por el producto que recibe en el punto de recepción hasta su entrega al usuario en el punto de destino. Asimismo, es responsable de conservar la calidad del producto recibido y entregarlo en su sistema de equipos hasta la entrega al usuario Pemex Logística opera a través de cálculos mensuales los volúmenes de los productos faltantes.

(2) La variación en los inventarios es originada por las diferencias entre el saldo inicial y el saldo final de los inventarios, así como variaciones entre costos estándar y costos reales. En 2022, la variación obedece principalmente al incremento en los precios de los productos.



**Petróleos Mexicanos,**  
**Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
 Notas a los estados financieros consolidados  
 (Cifras expresadas en miles de pesos)

**24. OTROS INGRESOS Y OTROS GASTOS**

Los otros ingresos y otros gastos, por los clientes terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 se integran como se muestra a continuación.

A. Otros ingresos	2022	2021	2020
Efectos por conversión acumulado por cambio de método de participación a consolidación <sup>1)</sup>	\$ 12,380,296	—	—
Actuación de impuestos	8,061,861	915,277	4,905
Otros ingresos <sup>2)</sup>	7,815,525	3,028,394	929,834
Otros ingresos por servicios	2,797,280	4,126,750	2,426,935
Bases de liquidación, sanciones, penalizaciones, etc.	4,553,815	1,429,152	1,370,632
Ingresos por retroseguro	1,772,399	110,994	2,534,466
Depuración de cuentas	1,558,361	573,365	465,567
Seguros y fianzas	1,510,943	1,459,750	2,140,214
Ganancia a precio de compra por la compra de DPLP	1,371,188	—	—
Recuperación siniestros	881,462	1,347,424	1,515,295
Ingresos de FONADIN <sup>3)</sup>	732,134	1,674,225	—
Ingresos por acuerdo reparatorio <sup>4)</sup>	410,000	2,755,680	—
Adhesión y mantenimiento de franquicias	348,306	376,179	494,785
Ingresos por venta de activo fijo	43,879	57,266	50,215
Derechos de participación <sup>5)</sup>	—	—	30,878
<b>Total de otros ingresos</b>	<b>\$ 39,941,073</b>	<b>17,600,456</b>	<b>11,766,845</b>

1) Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX reconoció \$10,383,296 de efectos de conversión de la inversión de DPLP en otros ingresos, como resultado de des-reconocimiento del método de participación (ver Nota 12-B).

2) Al 31 de diciembre de 2022 este concepto incluye devolución de actualizaciones de IVA, recuperaciones del Ir Puesto Especial de Producción y Servicios (IPEPS) cuota variable y cancelación de obligaciones por mermas de ICFE por resolución jurídica. En 2021 se realizó la apertura de este concepto para mejorar la presentación de otros ingresos. El importe en 2020 fue \$6,956 y se presentó en el concepto otros ingresos.

3) Al 31 de diciembre de 2022, incluye principalmente la cancelación de la provisión de juicios en proceso.

4) El 11 de junio de 2021, se autorizó a PEMEX por parte del Fondo Nacional de Infraestructura, "FONADIN", una aportación no recuperable, para continuar con el desarrollo del proyecto de "Apoyachamerto de Residuales a la Refinería Miguel Hidalgo" en Tula Hidalgo, mediante el pago de una franquicia y gastos asociados reconocidos que incluyen: exámenes peritajes pendientes de pago, gastos e inversiones relacionadas con la obra e-ecutada por un importe de \$4,399,765. El ingreso igual de la apertura no recuperable de FONADIN fue de \$5,073,950, de los cuales \$3,674,225 fueron reconocidos en el ejercicio 2022 como otros ingresos.

PEMEX reconoció la aportación no recuperable como ingreso diferido, es decir se reconocerá sobre la vida útil del activo que da origen a la aportación no recuperable; dicha vida útil está estimada en 20 años.

5) No existen condiciones ni contingencias ligadas al apoyo no recuperable proveniente del FONADIN dado que el gasto y la capitalización del mismo ya fue devengado.

6) Ingreso parcial y reconocimiento del acuerdo reparatorio de cumplimiento diferido a favor de Petróleos Mexicanos que se finiquitará en noviembre de 2023.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(CIFAS expresadas en miles de pesos)

6. Comisiones de derechos de los operadores en CEE, para garantizar su participación en dichos contratos.

**3. Otros gastos**

	2022	2021	2020
Cobro de activos deudos de baja cuantía	\$ 1,511,521	(45,185,031)	(351,010)
Otros gastos	(3,304,653)	(8,058,504)	(436,723)
Impuestos	(3,140,294)	(2,070,500)	(376,607)
Recargos	(24,295)	(55,001)	—
<b>Transferencia y distribución de gas natural</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(30,284)</b>
<b>Total de otros gastos</b>	<b>\$ (25,585,553)</b>	<b>(50,969,095)</b>	<b>(1,194,714)</b>

7. En 2022 y 2021, incluye principalmente activos fijos de PEP que no tienen planes futuros de desarrollo

**25. PARTES RELACIONADAS**

Los saldos y operaciones con partes relacionadas se deben principalmente a: (i) a venta y compra de productos, (ii) la facturación de servicios administrativos, (iii) préstamos financieros entre partes relacionadas.

Los consejeros y trabajadores de Petróleos Mexicanos y de sus Entidades Subsidiarias están sujetos a éntense normativa que regula los conflictos de interés entre las que destacan la Ley de Petróleos Mexicanos, la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos y las Políticas y Lineamientos Anticorrupción para Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales. Estas disposiciones establecen que todos los servidores públicos están obligados a excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquellos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos u por afinidad hasta el cuarto grado, o parientes civiles, o para terceros, con los que tenga relaciones profesionales, laborales o de negocios o para socios o sociedades de las que el servidor público o las personas antes referidas formen o hayan formado parte.

El término de partes relacionadas incluye a personas físicas y morales que no pertenecen a PEMEX, pero que, como consecuencia de su relación con PEMEX, pueden tener ventaja de estar en una situación privilegiada. El mismo modo, esto se aplica a los casos en los que PEMEX pudiera tomar ventaja de alguna relación privilegiada y obtener beneficios en su posición financiera o resultados de operación.

Las principales operaciones de este tipo con consejeros y directivos relevantes que PEMEX ha identificado son las que se muestran a continuación:

El Sr. Manuel Bartlett Ojeda, director general de CFE, fue designado miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en diciembre de 2018. CFE ha celebrado diversos contratos de compraventa con Pemex Transformación Industrial. Durante 2022, CFE adquirió los siguientes productos de Pemex Transformación Industrial:

	Producto	2022
Combustible pesado	\$	17,204,708
Diésel industrial		13,679,071
Otros		966,841
Combustible		584,976
Gas natural		349,735
Flejes		315
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>32,785,646</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2022, CFE tiene un acuerdo con Petrex Transferación Industrial por la cantidad de \$ 4,779,759. Las facturas son pagaderas entre 16 y 50 días.

**A. Remuneración de consejeros y directivos relevantes**

El monto de los beneficios de corto plazo pagados a los principales funcionarios de PEMEX durante los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 ascendió aproximadamente a \$35,906, \$54,360 y \$30,088. Los beneficios al corto, por empleo y largo plazo se otorgan conforme a lo siguiente.

	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Corto	\$ 4,917	4,888	7,233
Post empleo	166	200	394
Largo Plazo	1,082	2,408	3,702
	\$ 6,764	7,556	11,789

Los miembros del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros.

Durante 2022, 2021 y 2020, se efectuaron pagos por \$1,648, \$1,546 y \$6,008 a los consejeros independientes en PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

**B. Compensaciones y prestaciones**

Como prestación a los empleados, se otorgan préstamos administrativos a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, respectivamente.

Estos préstamos administrativos son otorgados a cada trabajador que sea elegible, en una cantidad que oscila hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del mismo durante un período de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. Al 31 de diciembre del 2022 y 2021, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgada a los principales funcionarios, fue de \$630 y \$765, respectivamente. Al 31 de marzo de 2023, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgados a dichos funcionarios era de \$1,027.

**26. COMPROMISOS**

- a.** PEMEX tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida (contratos "Evergreen") existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios (contratos de largo plazo).
- b.** Se tiene un contrato con un proveedor para el suministro de litógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell. Durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar litógeno al campo su-Malindi-Tadip, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el 3o de 2027. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el valor estimado del litógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos ascendió aproximadamente a U.S. \$1,227,506 y U.S. \$1,451,362, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEMEX tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de litógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.





**Peetróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

Los pagos futuros estimados por los ejercicios siguientes son como sigue:

Año	Pagos
2023	U.S.\$ 263,930
2024	274,880
2025	276,192
2026	277,043
2027	135,551
<b>Total</b>	<b>U.S.\$ 1,227,596</b>

c. PEMEX ha celebrado COPE, en los cuales el contratista, a su propio costo, deberá administrar y mantener la ejecución de las obras, objeto de los COPE, las que estarán agrupadas en las categorías de desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento.

El valor estimado de los compromisos COPE al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es como sigue:

Vencimientos	2022	2021
Menos de 1 año	\$ 634,432	488,438
1 a 3 años	90,426	294,652
<b>Total</b>	<b>\$ 724,858</b>	<b>783,100</b>

d. El valor estimado de los compromisos celebrados con diversos contratistas, para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2022 y 2021 fue como sigue:

Vencimientos	2022	2021
Menos de 1 año	\$ 61,453,357	181,082,750
1 a 3 años	69,562,017	177,187,792
4 a 5 años	22,166,730	124,716,936
Más de 5 años	3,132,471	22,543,224
<b>Total</b>	<b>\$ 156,425,186</b>	<b>505,636,402</b>

## 27. CONTINGENCIAS

En el curso normal de sus operaciones, PEMEX está involucrado en diversos procedimientos legales por diferentes razones. PEMEX califica la importancia de cada caso y evalúa el posible resultado, creando una reserva por obligaciones contingenciales cuando se espera un resultado desfavorable que pueda ser cuantificable. PEMEX no ha registrado reservas relacionadas con juicios pendientes debido a que no se anticipa alguna resolución contraria de importancia, excepto por las provisiones que se mencionan específicamente en esta nota.

PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, agrarios, administrativos, ambientales, laborales, mercantiles, de amparo y procedimientos de arbitraje, cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros consolidados. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$10,533,137 y \$11,114,005, respectivamente.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La continuación, se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 31 de diciembre de 2022:

- El 4 de abril de 2011 PEP fue emplazado en el juicio contentious administrativo (expediente 4557/11-17-07-1) promovido por EIMS Energy Services de México, S. de R.L. de C.V. y Energy Malintaneh Services Group L. LLC, radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, declarando la nulidad de la resolución que contiene la rescisión del contrato de obra pública 423407836, celebrado el 30 de noviembre de 2007. Adicionalmente dichas empresas presentaron juicio contentious administrativo (expediente 13520/15-17-06) ante la Sexta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, reclamando en términos de la Ley Federal de Responsabilidad Patrimonial del Estado, el pago de diversas prestaciones por la cantidad de U.S.\$195,715 a. Amparo del mismo contrato de obra pública objeto del juicio anterior. PEP contestó la demanda, promoviendo, en la misma, incidente de acumulación de juicios, mismo que se determinó procedente. Por sentencia de 30 de abril del 2019, la Segunda Sección de la Sala Superior dictó, entre otros, que la parte actora no probó su pretensión y, en consecuencia, se reconoce la validez de la resolución impugnada en el juicio otorgado (Lujido 13630/15-17-05-4). Por acuerdo de 25 de junio de 2019, se admitió a trámite la demanda de amparo promovida por las empresas actoras, quedando radicada en el Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito D.A. 397/2019. Con fecha 12 de marzo de 2020, se promovió recurso de revisión ante Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa de Primer Circuito, en contra de la ejecutoria que concedió el amparo y protección de la Justicia Federal a la quezada. El 17 de octubre de 2020, se emitió resolución ordenar a la instancia el cumplimiento de la Ejecutoria de Amparo otorgado por el Tercer Tribunal Colegado en Materia Administrativa del Primer Circuito, en el que se revocó declarar la nulidad y plena de la resolución impugnada en el juicio anterior, no procedió la rescisión de las prestaciones por las actoras; se reconoció la validez de la resolución impugnada del juicio otorgado. En contra de dicha determinación se promovió Amparo Directo 350/2020 el cual fue resuelto en sesión del 24 de febrero de 2022, otorgando el amparo a EIMS Energy Services de México, S. de R.L. de C.V. El 17 de marzo de 2022, se promovió recurso de revisión para que sea resuelto ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación. En sesión del 16 de junio de 2022, se emitió resolución en cumplimiento al Amparo Directo 350/2020, en la que se determinó que: (i) la parte actora probó parcialmente sus pretensiones; (ii) se declara la nulidad y plena de la resolución impugnada; (iii) es procedente declarar la rescisión del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios SOGOC05725, por reusas imputables a PEP; (iv) resultado parcialmente fundadas las pretensiones económicas pretendidas por las actoras. El 1 de agosto de 2022, se presentó recurso de revisión fiscal, el cual fue admitido a trámite con el número Ac 574/2022 del Tercer Tribunal Colegiado en materia Administrativa del Primer Circuito, así mismo el 13 de septiembre de 2022 se formó recurso de amparo en materia Administrativa radicado en el número D.A. 539/2022 de fecha de Tercer Tribunal Colegiado en materia financieros consolidados se encuentra pendiente de resolución.

El 18 de octubre de 2019 la Sala Regional Peninsular del Tribunal Federal de Justicia Administrativa en Mérida, Yucatán, emplaza al Lujido 91/19-16-02, en el PEP para dar contestación a la demanda presentada por PICO México Servicios Petroleros, S. de R.L. de C.V. derivado de la nulidad de la resolución de fecha 20 de noviembre del 2018 consistente en el fringido de contrato 428814828; así como el cumplimiento de las obligaciones contractuales referentes a la independencia del reconocimiento del derecho subjetivo y pago de PEP por la cantidad de U.S.\$137,300 por concepto de gastos no recuperables, gastos financieros, intereses legales, daños y perjuicios derivados de la suspensión y posterior terminación anticipada al contrato. Con fecha 12 de diciembre de 2019 se presentó la contestación de la demanda. Con fecha 28 de marzo del 2020, se admitió el incidente de fecha 10 de febrero del 2020, mediante el cual se admite a trámite la ampliación de la demanda. Por acuerdo del 10 de febrero de 2020 se tiene que se aceptó el pago de la parte actora. Por acuerdo de fecha 18 de febrero de 2020 se tiene otorgada la próroga solicitada por el perito contable oficioso por PEP. El 11 de agosto de 2020, se emitió y se alfito el dictamen contable por parte de PEP. Con fecha 1 de junio de 2021, se emitió acuerdo en el que se designe un perito tercero. Con fecha 30 de septiembre de 2021, se emitió auto por el cual se advierte que han quedado desahogadas todas las pruebas ofrecidas por las partes. En fecha 15 de octubre de 2021, se presentaron alegatos y el 9 de noviembre de 2021 se tuvo al PEP por presentando y en la misma fecha se declaró cerrada la instrucción. Por acuerdo de 8 de junio de 2022, la Sala Regional Peninsular turnó el expediente a la Sala Superior de Tribunal para que resuelva la lite planteada por razón de cuantía. La Sala Regional Peninsular recibió oficio No. SIGA-PL2708/22 de fecha 27 de agosto de 2022, a través del cual la Sala Superior se pronunció respecto de la solicitud de abstención, refiriendo que es improcedente al haberse generado con fecha posterior al cierre de la instrucción. Con fecha 7 de diciembre de 2022, se notificó el acuerdo de fecha 1 de diciembre de 2022, mediante el cual desahogaron el amparo. En fecha 8 de diciembre de 2022, se presentó queja en contra del desahogamiento de amparo indirecto, al cual se encuentra pendiente su admisión. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.



**Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
**Petróleos Mexicanos,**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Tech Man Group, S.A. de C.V. demandó, mediante Juicio Contencioso Administrativo (7820/18-17-09-8), a PFIH la cantidad de \$2,009,568 por el incumplimiento del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios y tiempo determinado número CO-C-2019-0008639-11, la declaración judicial de rescisión del contrato, el pago de daños y perjuicios, así como el pago de gastos financieros, el pago de penas convencionales, y el pago de intereses legales. El 25 de junio de 2019, se presentó ante el Tribunal Fiscal de Justicia Administrativa la contestación de demanda; y, promoviéndose recurso de reclamación contra la admisión de demanda, mismo que no tuvo por admitido y se ordenó vista a la actora para que se manifestase al respecto. Los peritos en materia de contabilidad y administración de construcción de la autoridad demandada rindieron el dictamen respectivo el 2 de octubre de 2019. Por acuerdo del 17 de febrero de 2020, se solicitó a la Unidad de Peritos de la Secretaría Auxiliar de la Junta de Gobierno y Administración del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, asignar un nuevo perito en materia de contabilidad, ya que el primeramente asignado manifestó estar imposibilitado. Posteriormente, se levantó la comparecencia del perito tercero en materia de administración en construcción, que fue notificada el 2 de marzo de 2020, quien no compareció al dictamen de término concedido. Por acuerdo de fecha 07 de agosto del 2020, la Novena Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, nombró al perito tercero en abscarga en materia de contabilidad; el cual rindió su dictamen el 07 de diciembre de 2020. Se levantó la comparecencia del perito tercero en materia de administración en construcción, quien rindió su dictamen al término concedido. Se nombró nuevo perito tercero en abscarga en materia de contabilidad, mismo que ya ha rendido su dictamen. Se rindieron alegatos y se cerró la instrucción. En sesión del 20 de marzo de 2022 la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Administrativa determinó que la demanda fue presentada extemporáneamente. El 1 de junio de 2022 se tuvo a la vista promoviendo Amparo Directo en contra de la resolución de primera instancia. Mediante escrito del 8 de julio de 2022, se formularon manifestaciones en el Amparo Directo 437/2022 del Decimo Quinto Tribunal Colegiado en materia Administrativa del Primer Circuito. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- Conductos Narbento Odebrecht, S.A. presentó demanda mediante juicio contencioso administrativo (expediente 4742/19-17-01-7), en contra del acta de finiquito número 1757 del 14 de enero de 2019, emitida por PFIH, donde se determina un saldo a favor de dicha Empresa Productiva del Estado por la cantidad de U.S.\$51,454; siendo el monto demandado de U.S.\$113,582 y \$14,607, admitiéndose a trámite la demanda, en plazando a la autoridad demandada para que contestará la misma, lo cual ocurrió el 11 de noviembre de 2020. Se rindió dictamen parcial en materia de contabilidad. Mediante acuerdo del 2 de junio de 2022, se tuvo al perito de PFIH, rindiendo dictamen en materia de contabilidad. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- El 24 de noviembre de 2021 PTRI ingresó el recurso de revocación por buzon tributario (RR-20210314568 Administración de lo Contencioso de Hidrocarburos del Sistema de Administración Tributaria - Ciudad de México) en el que se demanda la nulidad de las resoluciones 3392 y 3393 de fecha 07 de octubre de 2021 emitidas por el Administrador de Verificación de Hidrocarburos del Sistema de Administración Tributaria, en las cuales se determinaron adeudos a PFIH por concepto de impuesto sobre la Producción y Servicios, el Impuesto al Valor Agregado, multas, actualizaciones y recargos por una cantidad de \$3,084,975. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- Milro Smart Systems de México S. de R.L. de C.V. (MSSM) impugnó ante la Sala Regional del Golfo Norte del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, Juicio Contencioso Administrativo EXP 574/22-18-01-8), el finiquito de 17 de febrero de 2022, del contrato de obra pública número 42022983, emitido por el Subdirector de Perforación y Mantenimiento de Pozos de PEP y la Resolución de la Cbra. Poza Rica-Altamira reclamando como suerte principal la cantidad de U.S.\$240,449; por lo que el 5 de octubre de 2022, se admitió a trámite la demanda y se ordenó emplazar a la autoridad demandada y el 17 de mayo de 2022, se notificó por boleto la admisión de la demanda. El 4 de julio de 2022, se contestó la demanda, requiriendo a PFIH diversas pruebas, mismas que fueron presentadas el 8 de agosto de 2022. El 17 de agosto 2022, la Sala Regional Golfo Norte, acordó el oficio promovido por PEP conde la cumplimiento al requerimiento formulado. El 7 de septiembre 2022, la Sala Regional Golfo Norte resolvió recurso de reclamación interpuesto por la parte actora en contra del desechamiento de sus pruebas e informes de autoridad, en el sentido de confirmar el desechamiento de pruebas. El 29 de septiembre de 2022, la Primera Sección de la Sala Superior, dictó acuerdo desechado por extemporáneo el recurso de queja (EXP 752/17-18-01-7) interpuesto por MSSM, en contra del finiquito de 17 de febrero de 2022. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 9 de septiembre de 2012, PTRI promovió recurso de revocación derivado del crédito fiscal del ejercicio 2016 por el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios y el Impuesto al Valor Agregado derivado de revisión ex zabinctc, en el que se demanda que se declare la nulidad de la y llana de la resolución impugnada por la Administración de Hidrocarburos del Sistema de Administración Tributaria, en la ciudad de Ciudad de México impuso a PTRI un crédito fiscal por la cantidad de \$5,852,222. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.

Los resultados de los procesos incluídos en estos estados financieros consolidados son de naturaleza incierta, ya que la determinación final le tomarán las autoridades competentes. PRIMEX registra pasivos contingentes cuando es probable que un pasivo ocurra y su importe puede ser razonablemente medido. Cuando una estimación razonable no puede hacerse, se incluye una revelación cualitativa en estas notas a los estados financieros consolidados. PRIMEX no pudo conocer el monto individual de la provisión de cada proceso porque dicha revelación solo le afecta negativamente a la estructura legal de PRIMEX, así como al resultado de proceso correspondiente.

Petróleos Mexicanos tiene disponibles las políticas para el otorgamiento de mutuos, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos a favor de sus Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, aprobados por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión ordinaria celebrada el 28 de agosto de 2013. Conforme a estas políticas, la Dirección Corporativa de Finanzas emite un dictamen con el análisis de riesgo, valuación financiera, suficiencia presupuestal, tratamiento contable y conclusiones de la procedencia.

Asimismo, Pemex Logística ha otorgado las siguientes garantías:

- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia aguas profundas, campo TRICIN (Licitación CNH-AZ-TRICIN/2015), por U.S.\$4,000,000.
- Exploración y Extracción de área contractual 3 Cinturón: Plegado Perdido (Licitación CNH-RD-104/2015), por U.S.\$3,323,000.
- Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida de los campos El-Bz am, por U.S.\$5,000,000.
- Extracción de Hidrocarburos en área contractual Santuario y campo El Golpe 3, por U.S.\$320,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contracta 2 Tampico-Misantla, por U.S.\$1,250,000
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contracta 8 Cuernavaca Sur este, por U.S.\$1,250,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, Asignación AG-3258-Misión por U.S.\$255,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, campo Organo por U.S.\$250,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, campos Candace y Nera, por U.S.\$250,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 2 Área Perdido, por U.S.\$7,500,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia Aguas Profundas, Área contractual 5 Área Perdido, por U.S.\$5,200,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia Aguas Profundas, Área contractual 18 Cordilleras Mexicanas, por U.S.\$5,000,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia Aguas Someras, Área contractual ZZ Cuenca Salina, por U.S.\$1,375,000.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Área Contractual 16 Tampico-Misantla, Veracruz, por U.S.\$1,000,000.
- Área Contractual 17 Tampico-Misantla, Veracruz, por U.S.\$1,000,000.
- Área Contractual 18 Tampico-Misantla, Veracruz, por U.S.\$2,000,000.
- Área Contractual 29 Cuercas del Sureste, por U.S.\$2,500,000.
- Área Contractual 32 Cuercas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual 33 Cuercas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual 35 Cuercas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual Ébano, por U.S.\$225,000.
- Área Contractual el-0988-Milquettie (Licencia en zonas cercantes convencionales y no convencionales) por U.S.\$245,000.

Existe la contingencia de otras garantías y actividades desarrolladas por las demás Entidades Subsidiarias.

El total de garantías otorgadas a Pemex Exploration y Producción ascienden a U.S.\$40,503,000, equivalentes a \$786,337,399 al cierre de diciembre de 2022, al tipo de cambio de \$19.4143 pesos por U.S.\$1.00.

El 31 de diciembre de 2020, Pemex Logística otorgó la garantía a Pemex Transformación Industrial a favor de J. Aron & Company LLC, Empresa Subsidiaria de Goldman Sachs Group, INC., a efecto de garantizar las obligaciones de dicha empresa Productiva Subsidiaria, derivadas del contrato de arrendamiento de metales preciosos por U.S.\$ 150,000 equivalentes a \$2,022,145, al tipo de cambio de cierre diciembre 2022 de \$19.4143 pesos por U.S.\$1.00.

PFMEX considera remoto el desembolso de efectivo, por las garantías otorgadas y vigentes al 31 de diciembre de 2022.

## 28. EVENTOS SUBSECUENTES

### A. Deuda para 2023

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2023 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 14 de noviembre de 2022, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$27,068,400 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S. \$142,200. PFMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se revote el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación.

### B. Nuevos financiamientos

- Durante el periodo del 1 de enero al 17 de abril de 2023, PFMEX realizó las siguientes actividades de financiamiento:
  - Plazo de enero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito por U.S. \$50,000 a una tasa SOFR + 90 días más 300 puntos base, con vencimiento en julio de 2023.
  - El 13 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$4,000,000 a una tasa TIF a 28 días más 365 puntos base, con vencimiento en marzo de 2024.
  - El 23 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos realizó un convenio modificatorio de un contrato de crédito por U.S. \$750,000 a una SOFR + 3 meses más 350 puntos base, más un ajuste por cambio de tasa de referencia de 26 puntos base, con vencimiento en julio de 2024.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 27 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por una línea de crédito revolving por \$4,000,000 a una tasa TIE a 91 días más 810 puntos base, con vencimiento en septiembre de 2023.
- El 27 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$4,000,000 a una tasa TIE a 78 días más 275 puntos base, con vencimiento en octubre de 2023.
- El 31 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos realizó la colocación de un bono de refinanciación en los mercados interbancarios de capital bajo el Programa de Pagare a Mediano Plazo Serie C de U.S. \$225,000, por un monto total de U.S. \$2,000,000 y cupón del 10.00%. La emisión del bono se realizó el 7 de febrero de 2023 y el vencimiento del mismo es en febrero de 2033. Todas las emisiones de bonos bajo este programa fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logistics y sus respectivos sucesores.
- El 11 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$3,000,000 a una tasa TIE a 78 días más 275 puntos base, con vencimiento en mayo de 2023.
- El 17 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por U.S. \$11,362 a una tasa SOFR a 30 días más 173 puntos base, con vencimiento en febrero de 2024.
- El 22 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de apertura de crédito en cuenta corriente por un monto de hasta \$3,030,000 en dos tramos:
  - \$2,000,000 a una tasa TIE a 91 días, más 320 puntos base con vencimiento en julio 2023.
  - \$3,000,000 a una tasa TIE a 91 días, más 325 puntos base con vencimiento en agosto 2023.
- El 24 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$2,000,000 a una tasa TIE a 28 días más 200 puntos base, con vencimiento en agosto de 2023.
- El 24 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$250,000 a una tasa TIE a 28 días más 735 puntos base con vencimiento en febrero 2024.
- El 24 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$3,000,000 a una tasa TIE a 28 días más 360 puntos base con vencimiento en febrero 2024.
- El 28 de febrero de 2023, Petróleos Mex canos suscribió un contrato por U.S. \$150,000 a una tasa SOFR a 3 meses más 450 puntos base con vencimiento en febrero 2025
- El 3 de marzo de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por U.S. \$200,000 con una tasa fija de 10.375% con vencimiento en marzo 2033
- El 16 de marzo de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por U.S. \$537,500 con una tasa fija de 10.375% con vencimiento en marzo 2033
- El 28 de marzo de 2023, Petróleos Mexicanos obtuvo \$9,225,000 relacionados con la monetización de bonos de Gobierno Federal, con vencimiento en febrero de 2024.
- Al 31 de diciembre de 2022, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMA Trading era de U.S. \$162,866. Entre el 1 de enero y el 17 de abril de 2023, PMA Trading obtuvo U.S. \$330,881 y pagó U.S. \$324,007 de sus líneas de crédito revolventes. Al 17 de abril de 2023, el monto disponible bajo estas líneas de crédito es de U.S. \$55,260.
- Al 17 de abril de 2023, PEMEX cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por U.S. \$7,664,000 y \$29,500,000, las cuales se encuentran utilizadas en su totalidad.

**C Contabilizaciones al 17 de abril de 2023**

Al 17 de abril de 2023, el tipo de cambio era de \$18.0152 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022 por \$19.4143, refleja una apreciación en el peso de 7.3%. El siguiente arreglo muestra resultados un refinanciamiento en cambios estimado por \$125,596,864 del 1 de enero al 17 de abril de 2023.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 17 de abril de 2023, el precio promedio del petróleo de exportación era de U.S. 71.86 por barril, que comparado con el precio promedio a 31 de diciembre de 2022 por U.S. \$69.71, refleja un incremento de 3.1%.

#### D. Apoyos del Gobierno Federal

Del 1° de enero al 17 de abril de 2023, el Gobierno Federal ha efectuado aportaciones patrimoniales a Petróleos Mexicanos, a través de la Secretaría de Energía para apoyar financieramente a PEMEX, como se muestra en el siguiente cuadro:

Fecha	Construcción de la Refinería Dos Bocas	Fortalecimiento de la posición financiera	Fortalecimiento de la cadena de Fertilizantes
19 de enero	\$ —	—	600,000
30 de enero	—	—	600,000
23 de febrero	—	5,000,000	—
16 de marzo	10,500,000	—	—
<b>Total</b>	<b>\$ 10,500,000</b>	<b>5,000,000</b>	<b>1,200,000</b>

#### 29. GARANTES SUBSIDIARIOS

La siguiente información consolidada presenta: (i) los estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2022 y 2021 los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 de Petróleos Mexicanos, Subsidiarias Garantadas y las compañías que son Subsidiarias No Garantadas (definidos más adelante).

Estos estados financieros consolidados condensados fueron preparados de acuerdo con las NIIF, con una excepción: para propósitos de presentación de la información de los Garantados Subsidiarios, las Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias han sido registradas como inversiones bajo el método de participación por Petróleos Mexicanos. Los principales ajustes de elim nación se refieren a la inversión de Petróleos Mexicanos en las subsidiarias y los saldos y operaciones inter-compañías. Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios (entidad fusionada), Pemex Logística (las "Garantadas Subsidiarias"); Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno (entidades fusionadas) son empresas productivas subsidiarias. Las garantías de pago respecto de las obligaciones constitutivas de deuda pública por parte de los Garantados Subsidiarios son obligaciones absolutas, incondicionales y solidarias. Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno y las Compañías Subsidiarias no son garantías (las "Subsidiarias No Garantadas") de a sí misma.

El Pemex Project Funding Master Trust (el "Master Trust"), que era un vehículo financiero para financiar los proyectos de PEMEX fue creado el 20 de diciembre de 2011, a partir de esa fecha no se consolidó en los estados financieros de PEMEX.

La tabla de la hoja siguiente muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2022, de deuda originalmente emitida y registrada por el Master Trust. Petróleos Mexicanos asumió como obligado primario todas las obligaciones del Master Trust bajo estos contratos de deuda. Las obligaciones de Petróleos Mexicanos están garantizadas por los Garantados Subsidiarios:



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras en pesos) en miles de pesos)

Tabla 1. Títulos de deuda emitidos y registrados originalmente por Master Trust y asumido por Petróleos Mexicanos

Título de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del pendiente (U.S. \$)
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,750,000
5.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	431,175
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	63,705
9.500% Bonos garantizados con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	168,625

En la tabla siguiente se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2022, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística.

Título de deuda omitidos y registrados por Petróleos Mexicanos

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (U.S. \$)
9.500% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	96,718
3.500% Notas con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,143,936
4.875% Notas con vencimiento en 2024	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	844,175
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	999,000





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

<b>Títulos de deuda</b>	<b>Emisor</b>	<b>Garantes Subsidiarios</b>	<b>Importe del principal pendiente (U.S.\$)</b>
6.500% Bonos con vencimiento en 2042	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	7,560,521
5.500% Bonos con vencimiento en 2044	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	640,357
6.375% Bonos con vencimiento en 2045	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,103,747
5.625% Bonos con vencimiento en 2046	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	626,143
4.500% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,124,403
4.250% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	635,449
6.875% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	2,502,771
4.625% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	895,444
6.750% Notas con vencimiento en 2047	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	5,518,156
5.350% Bonos con vencimiento en 2028	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,976,770
6.810% Bonos con vencimiento en 2048	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,574,011
6.500% Bonos con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	4,026,493
5.950% Notas con vencimiento en 2031	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	3,777,381



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del Principal pendiente (U.S.\$)
<b>Títulos de deuda</b>			
6.490% Notas con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,358,374
6.810% Notas con vencimiento en 2030	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	2,245,538
5.950% Bonos con vencimiento en 2060	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	3,796,812
7.650% Bonos con vencimiento en 2050	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	8,247,821
6.500% Notas con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,204,706
6.875% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	901,836
8.750% Notas con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,908,585
6.722% Notas con vencimiento en 2032	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	6,779,842

Al 31 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos es la única entidad de PEMEX que ha registrado títulos de deuda con la SEC. A la fecha de estos estados financieros consolidados, el total de la deuda garantizada es emitida por Petróleos Mexicanos. Las garantías de los Garantes Subsidiarios son totales e incondicionales, conjuntas y solidarias. La administración de Petróleos Mexicanos no ha presentado estados financieros por separado de los Garantes por que considera que tal información no es material para los inversionistas.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Información financiera complementaria con solidez consolidada  
Estado de situación financiera  
31 de diciembre de 2022**

	Petróleos Mexicanos	Emisores subsidiarios	Subsidiarias no- gremios	Eliminaciones	Consolidado
<b>Activo</b>					
<b>Circulante:</b>					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 14,819,757	\$ 11,195,119	\$ 38,312,326	\$ —	\$ 64,327,202
Clientes y otras cuentas por cobrar, instrumentos financieros derivados y otros activos circulantes	61,164,751	197,610,935	76,288,275	—	335,063,961
Cuentas por cobrar - otros	1,465,191,747	1,138,552,935	178,759,205	(2,922,713,857)	—
Inventarios	3,295,079	75,127,233	45,125,465	—	128,547,777
<b>Total del activo circulante</b>	<b>1,544,439,220</b>	<b>1,424,584,282</b>	<b>340,355,719</b>	<b>(2,922,713,857)</b>	<b>327,894,778</b>
Cuentas por cobrar a largo plazo	1,011,198,178	—	3,555,674	(7,512,680,877)	—
Inversiones financieras no financieras, asociadas y otras	(7,403,291,063)	269,311,676	23,415,845	704,694,577	2,199,905
Préstamos otorgados, propiedades, planta y equipo, neto	6,832,850	2,089,556,154	271,048,834	—	1,369,452,838
Documentos por cobrar a largo plazo	—	1,234,110	—	—	1,334,126
Derivados de uso empresarial	2,631,427	44,334,154	3,537,285	—	39,502,866
Activos intangibles	51,156,380	113,877,901	6,018,087	—	171,052,368
Donaciones del Gobierno Federal, Otros activos	140,947	28,673,861	3,261,196	—	30,275,904
	63,033,250	—	28,382,431	—	91,415,681
<b>Total del activo</b>	<b>\$ 3,975,920,250</b>	<b>\$ 2,396,003,084</b>	<b>\$ 885,145,927</b>	<b>\$ (2,612,705,167)</b>	<b>\$ 2,548,358,094</b>
<b>Pasivo</b>					
<b>Circulante:</b>					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	\$ 348,101,726	\$ 70,438,060	\$ 47,407,317	\$ —	\$ 465,947,103
Cuentas por pagar - proveedores, Otros pasivos circulantes	1,423,536,118	3,255,497,155	86,538,907	(2,803,355,175)	—
	31,385,255	446,977,125	85,727,452	—	880,090,832
<b>Total del pasivo circulante</b>	<b>1,803,023,099</b>	<b>3,773,912,342</b>	<b>1,199,673,676</b>	<b>(2,803,355,175)</b>	<b>328,270,269</b>
Deuda a largo plazo	2,575,355,796	22,496,110	29,660,414	—	1,825,508,320
Ovejas por pagar a largo plazo - interempresas	—	1,571,403,521	1,065,277	(1,512,848,498)	—
Bonificaciones a largo plazo, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	316,380,915	1,124,620,120	16,425,583	—	1,457,426,618
<b>Total del pasivo</b>	<b>3,744,459,811</b>	<b>4,719,129,083</b>	<b>267,225,244</b>	<b>(6,326,403,673)</b>	<b>3,094,381,269</b>
Permanencia del patrimonio, <b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>\$ 1,975,920,250</b>	<b>\$ 2,996,003,084</b>	<b>\$ 685,919,927</b>	<b>\$ (3,611,509,167)</b>	<b>\$ 2,333,658,094</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera por tipo de propiedad consolidada condensada  
Estado de situación financiera  
31 de diciembre de 2021

	Petróleos Mexicanos	Garantías subsidiarias	Subsidiarias no- parteras	Eliminaciones	Consolidado
<b>ACTIVO</b>					
<b>Disponibles:</b>					
Cuentas y equivalentes de efectivo	\$ 36,670,405	\$ 5,977,869	\$ 35,658,171	\$ —	\$ 78,306,445
Clientes y otros créditos por cobrar, instrumentos financieros der vales y otros activos a largo plazo	24,502,333	191,315,312	88,928,320	—	295,776,065
Cuentas por cobrar comerciales	1,525,676,678	1,082,615,736	158,628,242	(3,154,520,451)	—
Inventarios	939,886	54,797,881	59,284,635	—	65,022,402
<b>Total del activo disponible</b>	<b>1,068,289,302</b>	<b>1,332,685,068</b>	<b>214,628,020</b>	<b>(1,154,320,451)</b>	<b>658,281,939</b>
Cuentas por cobrar a largo plazo	1,775,204,137	—	1,646,525	(1,717,090,662)	2,354,667
Inventarios	(1,438,134,686)	172,495,280	78,072,478	1,195,080,912	2,354,667
Patentes, derechos de propiedad, marcas y equipo, neto	7,488,282	1,130,115,528	138,228,787	—	1,376,832,607
Contribución por cobrar a largo plazo	—	1,246,290	—	—	1,246,290
<b>CRÉDITOS DE LARGO PLAZO</b>	<b>666,854</b>	<b>57,647,552</b>	<b>1,646,087</b>	<b>—</b>	<b>59,290,493</b>
Provisiones por pagar	55,858,458	34,644,220	3,715,463	—	94,218,141
Activos financieros	2,175	18,844,618	1,134,342	—	20,153,135
<b>Saldo del Balance Pateoal</b>	<b>119,501,905</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>119,501,905</b>
<b>Total del activo</b>	<b>\$ 2,015,857,291</b>	<b>\$ 2,725,785,721</b>	<b>\$ 575,855,206</b>	<b>\$ (3,661,297,001)</b>	<b>\$ 2,052,098,117</b>
<b>PASIVO</b>					
<b>Corriente:</b>					
Porción corriente de la deuda a largo plazo	417,076,084	22,488,458	51,710,071	(8,153,876,831)	492,388,618
Cuentas por pagar financieras	2,092,847,295	962,450,532	58,592,858	—	3,113,890,683
Cuentas por pagar a largo plazo	17,587,325	328,928,136	71,875,142	—	498,390,603
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>2,527,510,699</b>	<b>1,313,867,126</b>	<b>122,178,071</b>	<b>(8,153,876,831)</b>	<b>3,295,669,397</b>
Deuda a largo plazo	1,775,890,511	25,978,241	15,784,859	—	1,817,653,611
Cuentas por pagar a largo plazo	—	4,775,840,197	1,387,928	(1,717,494,185)	—
intercompañías	—	—	—	—	—
señalados e avaluados, provision por créditos diversos, otros pasivos e independientes	556,680,202	1,116,413,225	20,784,288	—	1,693,877,715
<b>Total del pasivo</b>	<b>4,859,796,571</b>	<b>4,237,971,219</b>	<b>251,903,284</b>	<b>(14,872,371,121)</b>	<b>4,222,298,954</b>
<b>Reserva de revalorización</b>	<b>(2,170,420,200)</b>	<b>(1,514,085,498)</b>	<b>(24,285,052)</b>	<b>1,389,580,313</b>	<b>(2,379,000,437)</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>\$ 2,613,857,281</b>	<b>\$ 2,743,785,721</b>	<b>\$ 575,855,206</b>	<b>\$ (13,481,390,807)</b>	<b>\$ 2,052,098,117</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Información financiera complementaria consolidada condensada  
Estado del resultado integral  
31 de diciembre 2022**

	Petróleos Mexicanos	Ganeros subsidiarios	Subsidiarias no- ganeras	Eliminaciones	Consolidado	
Ventas netas	\$	—	\$	1,408,429,300	\$ (1,922,252,125)	\$ 2,376,660,999
Ingresos por servicios	80,180,636	97,771,725	16,779,837	(789,306,848)	—	2,385,350
Total de ingresos	80,180,636	7,869,580,609	1,515,222,237	(2,111,598,271)	—	2,387,489,309
Diminuciones de stock, dividendos, propiedades, planes y equipo	—	(93,932,377)	394,302	—	—	(89,538,021)
Costos de ventas	4,185,124	2,234,594,197	1,613,262,907	(2,230,534,106)	—	1,698,563,117
Rendimiento de obra	78,952,912	561,058,033	42,151,466	(80,914,757)	—	601,287,666
Total de gastos operativos	76,748,192	1,62,003,008	12,167,360	(81,731,498)	—	170,194,102
Otros ingresos (gastos), neto	136,297	(5,739,971)	14,583,435	286,134	—	14,331,100
Rendimiento (pérdida) de operación	3,070,317	396,040,620	44,553,972	105,376	—	445,458,684
Costo financiero, neto	(59,013,547)	(24,210,025)	(9,577,574)	(105,376)	—	(108,119,866)
Rendimiento (pérdida) en ventas, porcentaje (pérdida) neto en la participación en subsidiarias de regímenes conjuntos, asociadas y otras	(2,577,141)	1,813,469,483	917,798	—	—	129,500,090
Rendimiento (pérdida) por de carreteras, instalaciones y otros	130,613,112	(1,982,053)	65,706,028	(2,13,987,441)	—	189,301
Total de ingresos, impuestos y otros	97,994,655	4,40,088,822	106,280,275	(2,13,987,441)	—	4,40,179,309
Rendimiento neto del año	(2,412,355)	321,890,221	746,073	—	—	320,183,839
Inte de otros resultados financieros de:	100,412,050	109,050,601	104,463,308	(1,13,987,441)	—	30,992,470
Inte de otros resultados financieros de:	27,261,170	97,178,050	(33,559,951)	—	—	90,873,371
Resultado integral del año	\$	127,675,422	\$	205,269,551	\$	70,914,349
				\$ (1,123,097,441)		\$ 189,671,841



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras en pesetas en miles de pesos)

**Integración financiera completa contra consolidada condensa  
Estado del resultado integral  
31 de diciembre 2021**

	Pérdidas Múltiples	Ganancias subsidiarias	Subsidiarias no ganancia	Eliminaciones	Totalmente
Ventas netas	\$ —	\$ 1,875,602,244	\$ 737,794,231	\$ 1,096,239,494	\$ 1,459,055,579
Ingresos por servicios	63,793,13	33,006,00	11,936,13	(131,841,751)	4,973,24
Tasa de adquisición	31,784,42	1,000,698,54	749,128,761	21,241,081,556	1,494,620,530
Cierre (costo) de pozos, ductos, zapichos, placas y equipo	539,391	731,467	145,125	—	11,211,591
Costo de ventas	82,513,071	1,502,101,852	729,325,768	1,154,716,257	1,066,656,732
Exoneración de impuestos	27,075,697	202,945,522	20,342,407	(91,265,318)	127,767,323
Total de gastos generados	2,989,498	137,344,472	1,009,806	(9,492)	133,368,550
Beneficio (pérdida) de operación	5,773,252	233,473,486	11,731,009	(60,255)	226,927,632
Impuesto a la renta	(54,435,927)	(172,785,772)	(6,967,658)	50,232	(180,889,105)
Beneficio neto (pérdida) de operación	(48,662,675)	(39,312,286)	(4,236,649)	50,232	(84,165,370)
Participación en los resultados y otros	(26,551,133)	1,233,422	(10,630,640)	296,787,165	(3,068,177)
(Ganancias) de negocios cerrados	—	—	(1,303,524)	—	(5,203,224)
Amortizaciones (pérdida) de venta de conexión, impuestos y otras	1,207,345,384	63,804,870	(1,670,406)	256,787,165	1,237,243
Total de ganancias, ganancias y otros	13,217,235	329,171,038	2,294,249	—	301,348,132
(Ganancias) (pérdidas) neto de año	(294,582,660)	(344,566,218)	(2,764,853)	256,787,165	(294,775,877)
Total de otros resultados financieros del	44,729,193	701,991,455	5,241,377	—	711,141,995
<b>Resultado integral total del año</b>	<b>\$ (150,306,989)</b>	<b>\$ (42,384,809)</b>	<b>\$ (5,223,078)</b>	<b>\$ 256,787,165</b>	<b>\$ (81,627,882)</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria conso lidada consolidada  
Estado del resultado integral:  
31 de diciembre 2020

	Ventas Miles de pesos	Ganancias subsidiarias	Subsidiarias no- ganadoras	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$	\$	\$	\$	\$
Ingresos por ventas	26,461,654	38,034,087	32,263,087	(626,134,263)	948,946,950
Total de ingresos	26,461,654	38,034,087	32,263,087	(626,134,263)	948,946,950
(Ganancia) de socios, dividendos, provisiones, pérdidas y egresos			47,455,522	(86,314,504)	953,561,844
Costo de ventas	981,656	(36,303,470)	(50,230)	—	(35,563,707)
Rendimiento bruto	77,478,758	1,690,705,617	30,230,535	(710,450,717)	822,014,690
Total de gastos generales	(7,871,791)	76,832,200	11,130,597	(80,134,194)	64,623,958
Otros ingresos (gastos), neto	130,887	29,623,578	9,196,762	(80,106,914)	158,330,686
Rendimiento (pérdida) de costo (mercadería), neto	1,651,084	(71,146,405)	(6,344,938)	24,530	10,274,132
Pérdida (ganancia) de cambios netos	(54,713,052)	(70,134,087)	(2,006,150)	(16,754)	(63,009,139)
(Pérdida) ganancias neto en la subsidiaria en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y (Pérdida) crecimiento antes de costos, impuestos y otros	(1,776,217)	(125,464,355)	(1,300,052)	—	(128,540,624)
(Pérdida) ganancias neto en la subsidiaria en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otros	(335,617,288)	1,268,687	(17,588,431)	(41,176,559)	(3,567,531)
Total de derechos, impuestos y otros	(482,074,553)	(266,166,210)	(10,915,725)	442,176,558	(325,479,900)
(Pérdida) crecimiento neto del total de otros resultados	(508,578,813)	(425,617,517)	(15,792,295)	(41,176,559)	(509,352,060)
Ingresos del año	(5,062,086)	(27,644,371)	3,600,965	—	(11,305,432)
<b>Resultado integral total del año</b>	<b>\$</b>	<b>\$</b>	<b>\$</b>	<b>\$</b>	<b>\$</b>
	(514,940,909)	(438,461,815)	(8,137,306)	481,176,156	(529,357,877)



**Petróleo Mexicano,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera completa con alcance condensado  
Estado de flujo de efectivo  
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2022

Acreditaciones representadas:	Remolinos familiares		Derivados		Subsidiarias		Empresas	Consolidado
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos		
Unidad (subsidiaria) que incluye y detiene la unidad representada y enmendada	106,412,620	2,412,358	106,076,603	52,186,222	104,844,390	24,987,412	49,996,679	20,240,639
Amortamiento de activos intangibles	—	594,879	—	134,766,995	—	4,418,113	—	129,721,815
Reserva de depreciación, depreciación, planta y equipo	—	431,859	—	21,288	59,094	—	—	51,342
Plusvalía de acciones capitalizadas	—	—	7,210,156	—	189,439	—	—	6,349,043
Impuestos diferidos por el extranjero	—	—	19,911,641	—	—	—	—	19,911,641
Saldo de pasivos de otros activos no corrientes	779,079	—	70,954,111	2,749,648	78,278	—	—	37,773,971
Operación de otros activos no corrientes	42,202	—	47,759,820	78,278	—	—	—	5,082,748
Contribución de otros activos no corrientes	17,492	—	824,839	—	—	—	—	(827,356)
Utilidad (pérdida) de otros activos no corrientes	—	—	—	—	—	—	—	—
Reclasificación de otros activos no corrientes	—	—	—	—	110,267,396	—	—	110,267,396
Saldo de otros activos no corrientes	—	—	4,647,230	—	—	—	—	4,647,230
Partida (utilidad) en la presentación de reportes financieros	—	—	—	—	—	—	—	—
Acción (subsidiaria)	1,040,822,111	—	1,042,159	182,705,421	1,123,937,432	—	1,123,937,432	1,123,937,432
Pérdida en cambios no reflejados	(116,312,435)	—	7,879,293	2,432,603	—	—	—	124,545,296
Reclasificación	123,280,929	—	20,710,189	5,093,189	5,093,189	—	—	157,891,496
Intereses	129,932,926	—	(10,653,294)	(455,685)	(455,685)	—	—	(27,213,062)
Intereses	60,310,259	—	13,563,859	527,037	527,037	—	—	1,566,612,157
Cuentas de otros activos no corrientes, cuentas por pagar, otros activos intangibles y otros activos no corrientes	22,592,024	—	(21,020,642)	2,882,583	2,882,583	—	—	21,524,424
Beneficios a empleados	18,292,319	—	35,872,193	176,678	176,678	—	—	56,275,187
Cambios y deducciones intercompleta	521,277,295	—	(31,050,133)	137,070,219	137,070,219	137,070,219	—	—
Figuras netas de otros activos no corrientes	490,413,510	—	32,951,956	187,189,924	187,189,924	143,897,112	—	359,637,792
Actividades en operación:								
Acquisición de otros activos no corrientes, partes de capital y acciones intangibles	11,027,217	—	721,763,211	321,091,456	1,209,062	—	—	(340,870,929)
Costos de otros activos no corrientes	7,047,094	—	7,398,972	114,378,200	(73,989,261)	—	—	17,456,947
Reclasificación durante el día de otros activos no corrientes	116,242,446	—	—	484,685	(129,072,511)	—	—	—
Activos de otros activos no corrientes en actividades de inversión	129,611,920	—	773,171,693	177,306,771	1179,027,937	—	—	777,947,761
Actividades de financiación:								
Financiamiento por utilidades en acciones nuevas, restructuración de deuda	221,306,737	—	—	—	—	—	—	221,306,737
Figuras de otros activos no corrientes	7,655,715	—	16,997,594	1,296,525	—	—	—	7,455,714
Pagos de otros activos no corrientes por actividades de financiación	(642,290)	—	—	(1,296,525)	—	—	—	(2,035,821)
Pérdidas de otros activos no corrientes por actividades de financiación	421,181,814	—	54,477,452	6,215,028	1,064,179	—	—	1,064,179
Pagos de otros activos no corrientes por actividades de financiación	(370,070,499)	—	(41,878,103)	(955,250,679)	—	—	—	(1,107,192,281)
Intereses pagados	(717,671,929)	—	(27,227,782)	521,623	—	—	—	(1,157,090,810)
Financiamiento por utilidades de financiación - intercompleta	(261,751,281)	—	179,710,926	(32,426,286)	554,167,290	—	—	—
Figuras netas de otros activos no corrientes en actividades de financiación	105,306,071	—	57,374,951	(7,210,729)	544,667,456	—	—	21,280,055
Intereses por otros activos no corrientes	174,971,456	—	5,135,264	9,618,050	9,618,050	—	—	(2,280,029)
Activos y otros activos no corrientes en actividades de inversión	34,681,405	—	6,157,819	8,058,131	—	—	—	16,033,927
Activos y otros activos no corrientes en actividades de inversión	14,809,052	—	11,259,233	20,217,376	—	—	—	16,434,211



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Información financiera complementaria consolidada  
Estado de flujo de efectivo  
por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021**

	Activos financieros	Garantías subsidiarias	Subsidios vencidos	Empleados	Compañías
<b>Activos de operación:</b>					
Operación normal neta de impuestos y pérdidas a la utilidad	\$ 124,532,389	124,466,416	(1,766,973)	256,787,366	1794,745,810
Depreciación y amortización	4,677,713	508,072,288	4,494,779	—	507,346,122
Amortización de activos intangibles	926,420	122,462,150	2,481,882	—	125,433,265
Exceso de depreciación y amortización	802,074	27,175	73,502	—	403,705
Exceso de depreciación y amortización	—	75,478	151,246	—	1,436,305
Exceso de depreciación y amortización	—	3,736,391	—	—	4,736,391
Exceso de depreciación y amortización	—	17,645,771	—	—	12,985,771
Bajas de activos, pérdidas de venta y equipo	365,820	47,224,271	102,651	—	47,498,622
Exceso de depreciación y amortización	5,316,8	6,350,659	449,100	—	6,107,871
Reversión de diferimiento de depreciación	—	(87,023)	—	—	(87,023)
Exceso de depreciación y amortización	—	—	8,700,514	—	6,705,324
Exceso de depreciación y amortización	—	148,936	—	—	148,936
Exceso de depreciación y amortización	—	4,754,236	—	—	4,754,236
<b>Activos de inversión:</b>					
Compra de activos de inversión	29,100,007	57,009	2,890,298	12,573,877	3,088,107
Exceso de depreciación y amortización	37,000,000	4,810,303	2,234,194	—	44,055,337
Exceso de depreciación y amortización	121,735,301	9,319,042	4,217,480	—	135,272,167
Exceso de depreciación y amortización	11,000,000	13,695,992	(168,703)	—	13,527,289
Exceso de depreciación y amortización	3,422,221	147,420,989	17,107,133	—	167,950,343
Exceso de depreciación y amortización	—	143,428,831	19,858,305	—	163,287,136
Exceso de depreciación y amortización	23,267,262	24,220,242	12,003,243	—	59,490,747
Exceso de depreciación y amortización	3,457,243	12,541,283	136,563,126	983,673,757	—
<b>Activos de financiación:</b>					
Exceso de depreciación y amortización	1,091,500,826	12,256,720,982	91,276,180	962,120,640	3,992,175,703
<b>Activos de inversión:</b>					
Adquisición de poses, acciones, participaciones, renta y equities	305,025	125,505,382	(77,505,823)	—	(22,486,300)
Exceso de depreciación y amortización	462,423	4,241,722	(3,511,673)	—	126,629,624
Exceso de depreciación y amortización	184,792,420	—	18,858,335	59,855,875	—
Exceso de depreciación y amortización	16,725,702	153,283,423	109,962,251	10,955,872	362,227,248
Exceso de depreciación y amortización	316,350,120	—	—	—	316,350,120
Exceso de depreciación y amortización	12,915,255	3,205,070	5,578,067	—	21,708,392
Exceso de depreciación y amortización	188,290	3,205,070	5,578,067	—	111,268,431
Exceso de depreciación y amortización	62,575,590	4,789,422	9,462,261	—	77,827,273
Exceso de depreciación y amortización	1,600,674,171	3,463,441	149,024,000	—	1,753,161,672
Exceso de depreciación y amortización	177,557,175	1,490,171	179,773	—	179,773,625
Exceso de depreciación y amortización	732,120,039	306,465,402	13,505,874	12,032,065,545	—
<b>Activos de financiación:</b>					
Exceso de depreciación y amortización	803,964,311	201,378,345	18,043,208	11,293,585,913	69,378,791
Exceso de depreciación y amortización	21,205,382	3,187,792	158,830	—	26,179,345
Exceso de depreciación y amortización	—	—	10,127,321	—	10,127,321
Exceso de depreciación y amortización	5,891,202	4,973,374	27,075,877	—	37,940,454
<b>Exceso de depreciación y amortización</b>	<b>\$ 24,930,410</b>	<b>6,127,263</b>	<b>45,066,215</b>	<b>\$</b>	<b>76,069,947</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

**Notas a los estados financieros consolidados**

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Información financiera complementaria consolidada concensada  
Estado de flujo de efectivo  
por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020**

	Moneda Mexicana	Dólar estadounidense	Soles peruanos	Dólares canadienses	Corpus dólar
<b>Activos de operación:</b>					
Activos no de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	\$ 160,378,834	\$25,621,627	\$1,507,766	\$4,952,021	\$20,015,005
Activos de operación	23,606,130	159,451,307	3,316,536	—	185,512,075
Activos de operación	1,065,126	126,778,894	2,786,958	—	129,602,810
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	434,583	(30,154)	56,044	—	478,938
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	—	30,017,702	56,229	—	30,047,732
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	—	\$204,286	—	—	\$204,286
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	94,662	\$105,074	1,195,431	—	\$1,297,565
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	644,836	\$433,688	1,120,703	—	\$1,201,244
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	—	—	196,118	—	\$196,118
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	—	11,121,857	—	—	\$11,121,857
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	—	4,595,182	—	—	\$4,595,182
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	—	—	(707,523)	—	\$707,523
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	344,229,136	(12,068)	4,882,425	(441,225,223)	2,526,523
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	17,798,171	12,040,338	3,367,563	—	13,246,364
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	2,541,079	73,900,972	1,753,026	—	301,703,282
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	11,317,291	\$124,091	—	—	\$124,091
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	4,340,024	165,316,081	13,735,449	—	152,071,497
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	125,544,228	(102,224)	22,216,145	—	4,772,422
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	(335,566)	64,872,222	15,347,025	—	39,170,286
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	201,488,471	27,678,172	35,212,045	71,121,267	—
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	67,275,012	97,207,021	51,459,708	73,277,809	85,753,861
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	124,521	37,011,016	14,426,021	—	1,204,156
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	930,926	181,206	2,480,021	—	2,480,021
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	1154,281,597	—	871,372	133,654,225	—
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	1281,700,796	28,633,076	441,479,551	194,654,775	2,541,199,621
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	16,256,000	—	—	—	\$16,256,000
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	5,900,940	—	—	—	\$5,900,940
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	1,030,077	2,266,070	12,310,213	—	130,202,801
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	7,942,424,934	1,546	537,906,348	—	2,684,240,284
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	480,148,286	3,628,159	1615,865,655	—	3,123,182,441
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	122,552,054	2,200,071	11,235,682	—	112,099,242
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	44,192,933	47,415,524	10,540,917	(26,140,154)	—
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	242,221,227	29,421,020	18,910,202	(67,592,134)	47,224,273
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	118,841,014	248,117	19,040,613	—	146,442,421
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	28,254,287	4,236,657	27,580,217	—	20,021,031
Activos de operación que se mantuvieron por periodos más de un año	\$ 3,394,220	4,175,694	25,625,487	—	\$ 19,940,234

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**30. NOTA COMPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADA)**

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. En agosto de 2014, mediante el proceso conocido como Ronda Cero, la Secretaría de Energía con la opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos asignó una serie de bloques exploratorios y campos en producción que conformaron las asignaciones en los cuales Petróleos Mexicanos llevó a cabo sus actividades de exploración y explotación.

Esta nota presenta la información complementaria relacionada con las actividades de exploración y extracción de crudo y gas, conforme a: U.S. Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification (ASC) Topic 932-32-5, "Extractive Activities—Oil and Gas" (Tópico 932-32-5 de la Codificación de las Normas de Contabilidad del Comité de Normas de Contabilidad Financiera de los Estados Unidos de América) (FASB Topic 932) y a la Accounting Standards Update 2010-03 (ASU 2010-03) Actualización de normas de contabilidad 2010-3 (ver nota 3 G).

A la fecha de estos estados financieros consolidados, todas las actividades de exploración y producción de crudo y gas, de Pemex Exploración y Producción, se realizan en México. Los datos complementarios presentados reflejan toda la información de las actividades de producción de petróleo y gas de Pemex Exploración y Producción.

a. Costos capitalizados de las actividades de producción de crudo y gas (no auditado):

	2022	2021	2020
Reservas probadas	\$ 2,866,888,317	2,755,452,487	2,483,134,177
Construcción en proceso	79,758,180	65,874,785	2,483,134,177
Depreciación y amortización acumulada	(2,150,051,501)	(1,970,206,627)	(1,775,163,736)
<b>Costo neto capitalizado</b>	<b>795,594,996</b>	<b>851,120,645</b>	<b>3,191,104,618</b>

b. Costos incurridos por actividades de exploración y desarrollo de propiedades de crudo y gas (no auditado):

	2022	2021	2020
Exploración	\$ 57,778,899	40,812,385	40,812,385
Desarrollo	134,415,555	96,188,764	96,188,764
<b>Total de costos incurridos</b>	<b>\$ 192,194,454</b>	<b>137,001,149</b>	<b>137,001,149</b>

No se incurrió en ningún costo para la adquisición de propiedades, debido a que las reservas de crudo y gas que PEMEX explota son propiedad de la Nación.

Los costos de exploración incluyen costos de estudios geológicos y geofísicos de campos por \$12,169,758 y \$10,054,252 para 2022 y 2021, respectivamente, que, de acuerdo con el método de evaluados exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

Los costos de desarrollo incluyen aquellos costos incurridos para tener acceso a las reservas probadas y proveer las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, acumulación y almacenamiento del crudo y gas.

c. Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas (no auditado):

	2022	2021	2020
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 1,347,063,715	544,008,383	558,051,547
Derechos sobre hidrocarburos	35,640,083	46,847,284	154,609,136
Costos de producción (excluyendo impuestos)	(42,534,923)	(310,380,017)	(257,571,641)
Otros costos y gastos	(4,415,014)	(25,671,817)	(17,024,695)
Gastos de exploración	(38,752,353)	(37,006,392)	(31,868,857)
Depreciación, amortamiento, amortización y arrendamiento	(173,178,527)	(62,569,917)	(845,360)
<b>Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas</b>	<b>1,118,981,506</b>	<b>752,403,925</b>	<b>437,870,319</b>
<b>Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas</b>	<b>\$ 228,082,215</b>	<b>191,544,458</b>	<b>120,181,228</b>



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

d. Precios de venta (no auditado)

La siguiente tabla resume los precios promedio de venta en dólares estadounidenses, por cada uno de los ejercicios terminados el 31 de diciembre (excluyendo impuestos por producción):

Descripción	2022	2021	2020
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (Dólares)	U.S.\$69.31	52.22	27.86
Barril de crudo	89.84	66.06	35.47
Gas natural en miles de pies cúbicos	7.17	5.16	2.54

Para convertir el gas vendi por barriles de petróleo: vea el ítem a) factor de 5,201 miles de pies cúbicos de gas vendi por barril de petróleo.

c. Reservas de crudo y gas (no auditado)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, todo el petróleo, así como todas las reservas de hidrocarburos localizadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. De acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción tiene el derecho de explorar, pero no tiene la propiedad de estas reservas, pudiendo vender la producción resultante. Las actividades de exploración y desarrollo de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias están actualmente limitadas a reservas situadas en México.

Las reservas probadas de petróleo y gas natural son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con certeza razonable, ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y métodos operativos existentes, así como conforme a las regulaciones gubernamentales.

Las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2022 fueron determinadas por el segmento Pemex Exploración y Producción y revisadas por los Despachos de Ingeniería Independientes (según se define más adelante), los cuales surtían dichas reservas de hidrocarburos. Adicionalmente, de conformidad con los lineamientos que regulan los Procedimientos de Cuantificación y Certificación de Reservas de la Nación, la CNH debiera emitir resolución de revisión y aprobación de los reportes de Reservas de Hidrocarburos de los operadores en el mes de abril, a la fecha de estos estados financieros consolidados la CNH no ha aprobado los reportes de las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2022.

Pemex Exploración y Producción estima las reservas probadas usando métodos y procedimientos de valuación y de ingeniería petrolera generalmente aceptados por la industria petrolera, basados principalmente en las regulaciones aplicables de la SEC y de ser necesario, el reglamento de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (en adelante, la SPIE) titulado "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information", del 25 de junio de 2019 y otras modificaciones de la SPIE, incluida la titulada "Petroleum Resources Management System", así como otras fuentes técnicas como a "Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate", por Chapman, Conquist, y "Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum Society" Monografía Número 1, publicada por el Canadian Institute of Mining and Metallurgy & Petroleum. La selección de un método o combinación de métodos utilizables en el análisis de cada yacimiento se determina por:

- Experiencia en el área.
- Etapa de desarrollo.
- Calidad y suficiencia de la información básica.
- Historia de producción y presión.

**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La información acerca de las reservas al 31 de diciembre de 2022 representa únicamente estimaciones. La valoración de las reservas es un proceso subjetivo en el que se realiza una estimación de las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural en el subsuelo que no pueden medirse de manera exacta. La precisión de cualquier estimación de las reservas depende de la calidad de los datos disponibles, de la ingeniería, de la interpretación geológica y del juicio profesional. Como resultado de lo anterior, los estimados de diferentes ingenieros pueden variar entre sí. Además, los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la fecha de un estimado pueden justificar la revisión del mismo.

Durante 2022 no se reportaron incrementos en las reservas probadas de hidrocarburos como resultado del uso de nuevas tecnologías.

Con el fin de garantizar la confiabilidad de sus estimaciones en la estimación de reservas, PEMEX lleva a cabo la certificación interna de las reservas de México desde 1996. PEMEX ha establecido ciertos controles internos para la preparación de las estimaciones de sus reservas. Inicialmente, los equipos de geocientíficos de los activos de exploración y explotación de hidrocarburos por una serie de proyectos preparan las estimaciones de reservas, usando distintos procesos para las evaluaciones, dependiendo si se trata de nuevos descubrimientos o de campos desarrollados. Posteriormente, las oficinas de reservas regionales recopilan dichas estimaciones y solicitan la revisión, certificación y registro de las evaluaciones de dichas reservas a la Gerencia de Certificación de Reservas de Hidrocarburos, una unidad administrativa central de Pemex Exploración y Producción. Esto se lleva a cabo de acuerdo con las lineamientos internos para estimar y clasificar reservas de hidrocarburos que se basan en las definiciones y reglas de la SEC.

Adicionalmente, la Gerencia de Certificación de Reservas de Hidrocarburos supervisa y conduce una auditoría interna del proceso anterior integrada por profesionales con experiencia en geología, geofísica, petrofísica e ingeniería de yacimientos. Además, los ingenieros que participan en el proceso de estimación cuentan con experiencia en simulación numérica de yacimientos, perforación y terminación de pozos, análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), herramientas analíticas utilizadas en la predicción del comportamiento de diversos componentes del sistema de producción y diseño de estrategias de desarrollo de campos. Además, todo el personal ha sido previamente certificado por la Secretaría de Educación Pública, y la mayoría de ellos tienen grado de maestría en diversas áreas de estudio como Ingeniería Petrolera, Geología e Ingeniería Geofísica, además de contar con un promedio de experiencia profesional mayor a quince años.

Adicionalmente al proceso de revisión interna anterior, las estimaciones de reservas finales del segmento de Exploración y Producción fueron auditadas por Despachos de Ingeniería Independientes Al 31 de diciembre de 2022 o 1 de enero 2023, usando despachos independientes certificados: las reservas de DeGolyer y MacKay-Whittum ("DeGolyer"), Ryder Scott Company L.P., Ryder Scott J.G.U LTD ("GLU") y Sproule Mexico, S.A. de C.V. ("Sproule") (en su conjunto los "Despachos de Ingeniería Independientes"). Las estimaciones de reservas certificadas por los Despachos de Ingeniería Independientes comprendieron el 83.7% de las reservas probadas de PEMEX. El 16.3% restante se refiere principalmente a reservas localizadas, entre otras, en algunos campos relacionados con contratos de Exploración y Producción, en los cuales el tercero que correspondía es responsable de evaluar los volúmenes de reservas.

DeGolyer certificó las reservas en los activos Centare I, Ku-Malibob-Zasp, Bellota Jujo y Santarín Luna, El J certifié as reservas de los activos Poxa Rico-Altamira, Abkatun Pat Chic y Ubra de Tabasco, Sproule certifié las reservas en los activos Cinco Presidentes y Marcupana Wuspac y Ryder Scott certifié las reservas de los activos Reynosa, Veracruz y de los campos recientemente agregados al inventario de reservas de Pemex. Los auditores llevadas a cabo por los Despachos de Ingeniería Independientes consideraron básicamente en lo siguiente: (1) análisis de los datos históricos de yacimientos, tanto estáticos como dinámicos, proporcionados por Pemex Exploración y Producción; (2) construcción o actualización de sus propios modelos estáticos y dinámicos de caracterización de yacimientos de algunos de sus campos; (3) análisis económico de los campos; y (4) revisión de los pronósticos de la producción y de las estimaciones de reservas realizadas por Pemex Exploración y Producción.

Cada que las reservas son estimadas, por definición, no pueden ser revisadas con el fin de verificar su exactitud por lo que los Despachos de Ingeniería Independientes llevaron a cabo una revisión definitiva de las estimaciones de las reservas probadas elaboradas por Pemex Exploración y Producción, en forma tal que pudieron expresar su opinión con respecto a si, en su conjunto, las estimaciones de reservas proporcionadas por Pemex Exploración y Producción eran razonables y si se había estimado y presentado de conformidad con las metas y procedimientos de evaluación, ingeniería y petróleo generalmente aceptados.



Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias:

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Todos los cuestionamientos, incluyendo cualquier sugerencia de modificación, que se plantearon durante el proceso de revisión de los Despachos de Ingeniería Independientes fueron resueltos por Pemex Exploración y Producción y a crítica satisfacción de los mismos. De esta forma los Despachos de Ingeniería Independientes han concluido que los volúmenes totales de reservas probadas y no desarrolladas de petróleo crudo y gas natural que se reportan en este reporte son, en su conjunto, razonables y se han preparado de conformidad con la Regla 4-10(a) de la Regulación SX de la SEC, siendo compatibles con las prácticas internacionales, para reportar las reservas y condicionar con las disposiciones para revelar las reservas revisadas de petróleo y gas de acuerdo con el ASC 932.

Las reservas probadas asignadas a PEMEX desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos recuperados de las plantas de proceso incrementaron cerca de 0.3% en 2022, pasando de 6,073.0 MMbbl al 31 de diciembre de 2021 a 6,089.6 MMbbl al 31 de diciembre de 2022. En 2021 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso tuvieron una minor a variación al tener una diferencia cercana al 1.4%, es decir, pasaron de 3,648.0 MMbbl en 2021 a 3,658.3 MMbbl en 2022. En 2022 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionales fueron mayores, lo que compensa el nivel de producción, el cual fue de 710.2 MMbbl de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, tuvieron un incremento de 0.6% en 2022, pasando de 7,039.5 MMmmpc en 2021 a 7,079.6 MMmmpc en 2022. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco incrementaron en un 11.1% al pasar de 3,933.7 MMmmpc en 2021 a 4,368.5 MMmmpc en 2022. Este incremento fue principalmente debido a una mayor cantidad de reserva probada desarrollada de gas seco en los campos Cuasqui, Lakachi, Onel, Gasilero, Ku, y Tupiko Profundo. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionales en 2022 restituyeron en su totalidad la producción en 2022 la cual fue de 854.0 MMmmpc de gas seco. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco de PEMEX disminuyeron en 12.7% en 2022, de 3,105.8 MMmmpc en 2021 a 2,711.1 MMmmpc en 2022. Esta disminución se debió principalmente al aumento en las reservas probadas no desarrolladas de gas seco en los campos Cuasqui, Lakachi, Onel, Gasilero, Ku, y Tupiko Profundo.

Durante 2022, las actividades de exploración en aguas someras y regiones terrestres incorporaron 89.1 MMbblpe de reservas probadas, provenientes de once campos nuevos de aceite (Actul, Akai Nal, Atoyatl, Chucoc, Chucoc, Min, Pakkoc-Ni, Teniuk, Takkioak, Xanab-Si, Ximic y Zarral), un nuevoacimiento de un campo existente (Niquil) y una extensión por la perforación de un pozo en el campo existente (Valenzal).

Las siguientes tres tablas muestran la estimación de las reservas probadas de petróleo crudo y gas seco de PEMEX, determinadas según la Regla 4-10 (a).

**Resumen de reservas probadas de crudo y gas bl al 31 de diciembre 2022 basado en los precios promedio del año fiscal.**

	Crudo y Condensados <sup>1,2</sup>		Gas seco <sup>3,4</sup>	
	(MMbbl)		(MMmmpc)	
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:				
Reservas probadas desarrolladas:	3,658		4,369	
Reservas probadas no desarrolladas:	2,391		2,711	
<b>Total de reservas probadas</b>	<b>6,050</b>		<b>7,080</b>	

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

- 1) PEMEX no produce petróleo o gas sintético, ni extrae otros recursos naturales de los cuales puede producirse petróleo o gas sintético.
- 2) Las reservas de petróleo crudo y condensado incluyen fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas procesadoras de gas natural ubicadas en los campos.
- 3) La producción se refiere a gas seco, aunque la producción de gas natural originada en otras salidas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e hidrocarburos se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los de líquidos de gas seco.



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados  
(Cifras expresadas en miles de pesos)

Fuente: Pemex Exploración y Producción

**Reservas de petróleo crudo y condensados (Incluyendo líquidos del gas natural) <sup>(1)</sup>**

	2022	2021	2020
	(MMmb)		
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1.º de enero	6,073	6,042	5,901
Revisiones <sup>(2)</sup>	647	505	651
Definitivaciones y descubrimientos	78	125	97
Producción	(710)	(697)	(695)
Farm-outs, transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CMH y migración a contratos de exploración y explotación (CEE)	1	49	27
<b>Al 31 de diciembre</b>	<b>6,089</b>	<b>6,073</b>	<b>6,041</b>

Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre

Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

<sup>(1)</sup> Las reservas de petróleo crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural localizadas en los campos.

<sup>(2)</sup> Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambio en los precios de los hidrocarburos.

Fuente: Pemex Exploración y Producción

**Reservas de gas seco**

	2022	2021	2020
	(MMMscf)		
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	7,040	6,964	6,352
Revisiones <sup>(1)</sup>	847	195	1,240
Definitivaciones y descubrimientos	43	530	176
Producción <sup>(2)</sup>	(854)	(751)	(819)
Farm-outs, transferencias de campos, exitivas del proceso de licitación por parte de la CMH y migración a contratos de exploración y explotación (CEE)	3	21	35
<b>Al 31 de diciembre</b>	<b>7,079</b>	<b>7,040</b>	<b>6,984</b>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	4,368	3,734	1,977
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,711	3,306	3,007



**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

- iii) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambios en los precios de los hidrocarburos.
- iv) La producción se refiere a gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas y medio amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

Fuente: Petromex Exploración y Producción

La Tasa de Regulación de Reserva (TRR) de Petromex Exploración y Producción para un periodo se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, de imitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total de ese periodo. Durante 2022, obtuvimos 898.7 MMbpc de reservas probadas como agregado de descubrir nuevos, revisiones, delimitaciones y desarrollo que representa una TRR de 102.8%. La TRR de 2022 representa excelentes resultados en conjunto con el 2021 donde la TRR fue 105.1%. Petromex Exploración y Producción espera continuar obteniendo buenos resultados en sus años subsiguientes.

La relación reserva-producción (RRP), la cual resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos de ese año, resultó de ocho años, seis meses para las reservas probadas en petróleo crudo equivalente, al 31 de diciembre de 2022.

**f. Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos, relacionados con las reservas probadas de crudo y de gas (auditado).**

Las tablas de medición estándar que se presentan a continuación se refieren a las reservas probadas de crudo y Reservas de Impuesto a las Riquezas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2048. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimada se aplican aplicando los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2022. Los costos de desarrollo y producción son acortos. Gastos futuros estimados, nuevos para desarrollo y producción y reservas probadas al fin de año, después de aplicar una tasa de descuento del 10% a los flujos netos de efectivo, considerando condiciones económicas constantes al cierre de año.

Los gastos futuros por impuestos se calculan aplicando las tasas de impuestos y derechos aplicables, considerando las tasas de impuestos y derechos del nuevo régimen fiscal de Petromex Exploración y Producción, vigente para el periodo 2022 a los flujos de efectivo netos futuros antes de impuestos relativos a las reservas probadas de petróleo y gas.

Los pagos estimados de impuestos y derechos se calcularon con base en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos vigentes.

La medida estándar puramente más abajo representa únicamente un nivel de evaluación comparativo, no es una estimación de los flujos futuros de efectivo esperados o el valor justo de los derechos de producción de PEMEX. Existen incertidumbres inherentes en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de las tasas futuras de producción y del tiempo de la erogación de gastos, incluyendo muchos factores, más allá del control del productor. En consecuencia, las estimaciones de reservas pueden diferir materialmente de las cantidades de petróleo crudo y gas que finalmente sean recuperadas.





**Petróleos Mexicanos,  
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos al 31 de diciembre.**

	2022	2021	2020
	(en millones de dólares)		
Flujos de efectivo			
Costos de producción futuros (sin impuestos a la utilidad)	\$ 512,547	371,231	201,777
Costos futuros de desarrollo	(174,115)	(146,062)	(109,064)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	(76,013)	(24,184)	(23,632)
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	312,419	201,085	66,082
Flujos netos de efectivo	(205,095)	(146,416)	(73,177)
Efecto en el flujo neto descontado por 1.0%	107,384	54,669	(4,040)
Efecto en el flujo neto descontado por 1.0%	(44,461)	(18,443)	3,359
<b>Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados</b>	<b>\$ 62,923</b>	<b>36,226</b>	<b>(681)</b>

Nota: La suma podrá no coincidir con el total debido al redondeo.

Para cumplir con la Norma, en la tabla siguiente, se presentan los cambios agregados en la medida estándar para cada año y las fuentes significativas de variación:

	2022	2021	2020
	(en millones de dólares)		
<b>Cambios en la medición estándar de flujo futuros de efectivos netos</b>			
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	\$ (54,470)	(34,600)	(16,968)
Cambios netos en los precios y costos de producción	17,278	84,233	(39,309)
Extensiones y descubrimientos	3,078	1,583	1,426
Costos de desarrollos incurridos durante el año	5,736	4,755	4,654
Cambios en costos estimados de desarrollo	(5,523)	(5,675)	(10,019)
Revoluciones de reserva y cambio de fecha	15,773	26,205	5,808
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	9,749	2,220	5,929
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	(24,927)	(41,814)	23,025
<b>Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos</b>	<b>\$ 26,696</b>	<b>36,907</b>	<b>(25,664)</b>
<b>Medición estandarizada</b>			
Al 1o. de enero	36,226	(681)	24,983
Al 31 de diciembre	62,923	36,226	(681)
<b>Variación</b>	<b>26,696</b>	<b>36,907</b>	<b>(25,664)</b>

Nota: Las cifras de la tabla pueden no coincidir por redondeo.

En el cálculo de los impuestos como costo neto de cada factor de cambio, los efectos de las variaciones en precios y costos se midieron antes de los efectos de los cambios en las cantidades. En consecuencia, los cambios en las reservas se calculan a precios y los costos al 31 de diciembre.

El cambio en los impuestos calculados incluye los impuestos efectivamente incurridos durante el ejercicio y el cambio en el gasto fiscal futuro.



# Información general

Empresas subsidiarias, vehiculos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales

No.	Razón Social	Estatus	Nombre de la Tercera	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
1	Administración del Sistema Portuario Nacional Dos Bocas, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Exploración y Producción	40%	285,279	México
2	Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	En operación	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.01%	401,189,726,354	México
			Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	0.99%	400,000,000	
3	CH4 Energía, S.A. de C.V.	En operación	Max Gas Internacional, S.L.	50%	2,358	México
4	Compañía Mexicana de Esploraciones, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Exploración y Producción	60%	25,333,847	México
5	Deer Park Refining Limited Partnership	En operación	P.M.I. Northamerica, S.A. de C.V.	49.990%	N/A	Estados Unidos
6	Dinámica Industrial Balsas, S.A. de C.V.	Sin operación	P.M.I. Services North America, Inc.	50.008%	N/A	México
			Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99997%	1,020,999	
7	Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V.	Etapas Pre-operativas	Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001%	1	México
8	Frontiera Brownville, LLC	En operación	Pemex Logística	30%	18,231,210	México
9	Gas Bienestar, S. de R.L. de C.V.	En operación	PML Services North America, Inc.	50%	N/A	Estados Unidos
			Max Gas Internacional, S.L.	99.99997%	2*	
10	Casafina Bienestar, S.A. de C.V.	Sin operación	Mex Gas Supply, S.L.	0.00003%	1*	México
			Petróleos Mexicanos	99%	99	
11	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Transformación Industrial	1%	1	México
			PKOX Fertilizantes Pacifico, S.A. de C.V.	99.9999999999%	20,653,298,898	
12	Holdings Holanda Services, B.V.	En operación	PKOX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.0000000005%	1	México
			Petróleos Mexicanos	100%	1,214,150	
13	ILL Servicios, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Decorado e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	99.982%	5,457	México
			Petróleos Mexicanos	0.018%	1	
14	KOT Insurance Company AG	En operación	Pemex Decorado e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	100%	8,500	Suiza
15	Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Mexicanos	99.9999999%	873,775,333	México
			Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	0.00000001%	1	
16	Mex Gas Internacional, S.L.	En operación	Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	100%	68,852,741	España
17	Mex Gas Supply, S.L.	En operación	Pemex Transformación Industrial	100%	40,478,517	España
18	MCC México, S.A. de C.V.	En operación	Max Gas Internacional, S.L.	99.99999%	451,868,352	México
			MCI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.0001%	500	

INFORMACIÓN GENERAL

No.	Razón Social	Estatuta	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
19	MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	En operación	Mex Gas Internacional, S.L. MCC México, S.A. de C.V.	99.9997% 0.0003%	1*	México
20	MGI Enterprises US, LLC	En operación	Mex Gas Internacional, S.L.	100%	10 units	Estados Unidos
21	SNP Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de R.L. de C.V.	En operación	Mex Gas Internacional, S.L. Mex Gas Supply, S.L.	84.16% 15.86%	1*	México
22	NET Mexico Pipeline Partners, LLC	En operación	MGI Enterprises US, LLC	10%	1,000	Estados Unidos
23	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	En operación	Petróleos Mexicanos	98.3346%	2,214,241	México
24	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U.	En operación	Petróleos Mexicanos	100%	3,348,977,664	España
25	P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V.	En proceso de liquidación	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	99.9999% 0.0001%	1,119,557 1	México
26	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	En operación	Holdings Holanda Servicios, B.V. P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U.	90% 10%	2,285,156,673 254,017,195	México
27	P.M.I. Services North America, Inc	En operación	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	41% 59%	410 590	Estados Unidos
28	P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.	En etapa pre-operativa	Pemex Logística	99%	990,667	México
29	P.M.I. Trading DAC	En operación	U.I. Servicios, S.A. de C.V. Petróleos Mexicanos	1% 0.001%	10,007 4,500	México Irlanda
30	P.M.I. Trading México, S.A. de C.V.	En operación	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. P.M.I. Trading DAC	99.9999% 99.0006%	362,505,200 16,093,771	México
31	Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	En operación	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U. Petróleos Mexicanos	0.9994% 99.99999%	162,462 185,629,955	México
32	Pemex Finance Limited	Sin operaciones	U.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.00001%	10	Islas Caimán
33	Pemex Procurement International, Inc.	En operación	Petróleos Mexicanos	100%	1,000	Estados Unidos
34	PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Petróleos Mexicanos	100%	8,800	Estados Unidos
35	PMI Campos Meduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	En proceso de liquidación	Mex Gas Internacional, S.L. MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	99.037% 0.963%	154,985,616 1,508,115	México
36	PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V.	En operación	Pemex Exploración y Producción	100%	1*	México
37	PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.	Sin operaciones	P.M.I. Services North America, Inc. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.996% 0.002%	1*	México
38	PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.	Sin operaciones	Mex Gas Internacional, S.L. MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V. PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V. Mex Gas Internacional, S.L.	99.999997% 0.000003% 99.99998% 0.00002%	832,204,614 23 628,727 1	México México

No.	Razon Social	Estatus	Nombre de la Tenedora	% de participacion	No. de Acciones	País de Origen
39	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Transformación Industrial Mex Gas Internacional S.L.	99.99999999%	192,483,813,743	México
40	PMX Fertilizantes Pacifico, S.A. de C.V.	En operación	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V. Pemex Transformación Industrial	68.62% 31.38%	19,221,861,684 8,788,088,899	México
41	PPQ Cadena Productiva, S.L.U.	En proceso de liquidación	Pemex Transformación Industrial	100%	29,625,468	España
42	Pro-Agroindustrial, S.A. de C.V.	En operación	PMX Fertilizantes Pacifico, S.A. de C.V. PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	99.60% 0.40%	155,679,833 630,810	México
43	Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Sadcom del Centro, S.A. de C.V. Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.22% 0.78%	650,025,000 5,096,419	México
44	PT Infraestructura de Deserri-19, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Transformación Industrial SNR Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de RL de C.V.	99.99999996% 0.00000004%	2,875,651,565 1	México
45	Roca Fostórica Mexicana II, S.A. de C.V.	En operación	Grupo Fertinal, S.A. de C.V. Agriculturas del Balsas, S.A. de C.V.	99.99999998% 0.00000002%	4,161,102,697 1	México
46	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Grupo Fertinal, S.A. de C.V. Agriculturas del Balsas, S.A. de C.V.	99.99999%	9,513,811 10	México
47	Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Petróleos Mexicanos	49%	142,094,762	México
48	Sierra Gas Pipeline, LLC	En operación	MCI Enterprises US, LLC	35%	350	Estados Unidos
49	TAC Pipelines Sur, S. de RL de C.V.	En operación	SNR Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de RL de C.V.	5%	7*	México
50	Tierras para Industrias, S.A.	En proceso de liquidación	Pemex Transformación Industrial	100%	2,652,641	México
51	Texas Frontiers, LLC	En operación	PML Services North America, Inc.	50%	N/A	Estados Unidos
52	Union de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes S.A. de C.V.	En proceso de liquidación	Petróleos Mexicanos	5%	350	México

\* Se refiere al número de partes sociales que integran el Capital Social de la empresa.

# Glosario

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
IP	Reservas Probadas
2P	Reservas Probadas + Reservas Probables
4P	Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles
AIE	Agencia Internacional de Energía
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Brent	Tipo de petróleo que se extrae del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.
BTX	Benceno, Tolueno y Xileno
CAHemex	Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos
CCR	Planta de Refinación Catalítica
CLE	Contratos de Exploración y Extracción
CLNAGAS	Centro Nacional de Control de Gas Natural
CFDI	Comprobante Fiscal Digital por Internet
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CEP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CIU	Comedor Internacional del Istmo de Tehuantepec
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> e	Dióxido de carbono equivalente
COPE	Contratos de Obra Pública Financiada
CNP	Costo Neto del Petróleo
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSLE	Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
ERGC	Estación de Regulación de Gas Combustible
EJA	Estados Unidos de América
GARICC	Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias
GLP	Gas licuado del petróleo
Henry Hub	Red de distribución en el sistema de ductos de gas natural seco en Erath, Louisiana, propiedad de Sabine Pipe Line LLC. Dado su importancia, le presta su nombre a los futuros de gas natural seco que se comercian en el Mercado de Cambios de Nueva York (NYMEX) y a los swaps de gas que se comercian en el <i>Intercontinental Exchange</i> (ICE).

# Glosario

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
EPS	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
FFD	Instrumentos Financieros Derivados
INAI	Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
IPN <sup>2</sup>	Índice de Paros No Programados. Es el porcentaje del tiempo que un equipo o instalación incurrió en paros que no han sido programados con relación a un período de análisis establecido.
MVE	Miembra Mexicana de Exportación
MOBAP	Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos
NOx	Óxidos de nitrógeno
OPED	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PACMA	Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PEP	Petrex Explotación y Producción
PEERT	Petrex Fertilizantes
PLOG	Petrex Logística
PMI	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
PN D	Plan Nacional de Desarrollo
PIR	Petrex Transformación Industria
TED	Reserva Federal de Estados Unidos
SCAUA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SCE	Sistema de Control Interno
SFC	<i>Securities and Exchange Commission</i>
SENER	Secretaría de Energía
SEMAR	Secretaría de Marina
SLEN	Sistemas de Gestión de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SUX	Óxidos de azufre
SOX	Ley Sarbanes-Oxley
SEPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
STDS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
TAD	Terminales de almacenamiento y despacho
TASP	Territorial de Almacenamiento y Servicios Portuarios
Tributado	El Tributado de Facturas es la certificación del IVA fiscal de un CFDI
TMDB	Territorial Marina Dos Bocas
V/T	<i>West Texas Intermediate</i>

# Unidades de medida

UNIDAD	SIGNIFICADO
bboce	barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	<i>British thermal unit</i>
ha	hectárea
km	kilómetro
m	metro
m <sup>3</sup>	metro cúbico
b	barriles
Mb	millas de barriles
Mbd	millas de barriles diarios
Mm <sup>3</sup>	millas de metros cúbicos
Mmb	millones de barriles
Mmbd	millones de barriles diarios
Mbopece	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMkbc	Millones de metros cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MMUS\$	Millones de dólares de los Estados Unidos de América
MMMUS\$	Millones de millones de dólares
Mpc	millas de pies cúbicos
Mt	millas de toneladas
MMS	millones de pesos
MMM\$	millones de millones de pesos
t	toneladas
US\$/MMbtu	dólares por millón de Btu
US\$/b	dólares por barril
US\$/boce	dólares por barril de petróleo crudo equivalente

En este informe se presentan cuadros en los que las sumas de los parciales pueden no coincidir con el total debido a redondeos al igual que las variaciones en las tablas pueden presentar diferencias, debido a que consideramos en su cálculo las centésimas o milésimas de los datos.

# Sitios y localidades

NO	LOCALIDAD/SITIO	MUNICIPIO	ESTADO
1	Etosarta	Playas de Rosarita	Huila Califormia
2	Ciudad del Carmen	Carmen	Campanche
3	Cactus	Reforma	Chiapas
4	Carrizajo	Camargo	Chihuahua
5	Salamanca	Salamanca	Guerrero
6	Tula	Tula de Allende	Hidalgo
7	Cadereyta	Cadereyta Jiménez	Nuevo León
8	Salina Cruz	Salina Cruz	Oaxaca
9	San Martín Texmelucan	San Martín Texmelucan	Puebla
10	Guaymas	Guaymas	Sonora
11	Nuevo Pemex	Centro	Tabasco
12	Dos Bocas	Paraiso	Tabasco
13	Altamira	Altamira	Tamaulipas
14	Ringos	Ringos	Tamaulipas
15	Ciudad Madero	Ciudad Madero	Tamaulipas
16	Reynosa	Reynosa	Tamaulipas
17	Cangrejera	Coahuilcalcos	Veracruz
18	Morales	Coahuilcalcos	Veracruz
19	Fajaron	Coahuilcalcos	Veracruz
20	Cosolubaque	Cosolubaque	Veracruz
21	Minatitlán	Minatitlán	Veracruz
22	Poza Rica	Poza Rica	Veracruz
23	Progreso	Progreso	Veracruz





POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

