

INFORME ANUAL 2022



Presentación

El desarrollo en la Cuarta Transformación de la vida económica de México mantiene como parte de sus objetivos estratégicos la soberanía energética, sustentada principalmente en el resorte de la industria petrolera nacional de esta forma, su impulso y sustentabilidad en el abastecimiento de combustibles en beneficio de toda la población, tomando como marco de referencia el ambiente y la corrupción, la transparencia y la equidad de género. En ese sentido, Petróleos Mexicanos confirma a su Plan de Negocios busca recuperar su vitalidad como empresa, incrementar su competitividad y revertir los deterioros causados por administraciones anteriores.

Durante 2022, la industria petrolera fue víctima de diversos acontecimientos que motivaron inestabilidad en los mercados energéticos, derivado principalmente del conflicto de la OPEP con Ucrania. Esto se reflejó en un déficit en el mercado internacional energético que provocó un alza sustancial en los precios de petróleo crudo 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 10.5%, respectivamente y en México, la inflación anual en el mismo año fue de 7.6%. Frente a esto, el gobierno en la segunda mitad del año apoyó a través del estímulo del IFEF 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 paralización del COVID-19 en la industria del petróleo y gas tuvo un impacto positivo en las relaciones financieras de la empresa. Adicionalmente, el apoyo a Petróleos Mexicanos por parte del Gobierno Federal en los cuatro años de su administración posibilitó el inicio de esta administración en el rol relevante para el avance en la nueva orientación estratégica que, entre otros aspectos, busca optimizar la producción de hidrocarburos líquidos y gas natural, la capacidad de proceso de la refinación y atender la demanda interna de fertilizantes.

A finales de 2022, las reservas líquidas (RL) cayeron notablemente 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 en perforación en nuevos desarrollos y en tiempos más largos, considerando estos en der a viabilidad a la producción de hidrocarburos de la empresa.

Por quinto año consecutivo creció la producción de hidrocarburos líquidos, de acuerdo al POC, a diciembre que se van a demandar desde 2015. Así, al cierre de 2022, se logró producir 26 Mbd por arriba del año anterior, al ubicarse en 1,765 millones de barriles diarios, con la destaca el desarrollo de los campos nuevos de este año, principalmente destacamos Orizaba, Xochimilco y Tupilco. Cabe señalar que gracias a la experiencia de los técnicos de Pemex en un periodo de ahorro sustancial en los tiempos de perforación.

En el desarrollo de lograr la autonomía energética, el consumo de crudo en refinerías se incrementó de 812 mil barriles en promedio diario a más de 802 a 816 mil en 2022. Además, el incremento en la disponibilidad de productos petrolíferos, contribuye a adecuación de la participación accionaria de Sural en la refinería de Pemex (Zona Park) que se concretó el 20 de enero de 2022.

Pemex en sus 60 años de recuperación en el mercado interno durante 2022, consumió 1,105.8 Mbd de petróleo crudo, volumen superior a 1,017 Mbd (92.1%) al consumido en el año previo.

Los aspectos relacionados a la seguridad industrial, la protección ambiental y la confiabilidad operativa, son relevantes y los vamos consolidando 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, y que en 2022 generó impuestos y derechos por 320 mil millones de pesos.

Pemex tuvo resultados financieros favorables en el 2022, al obtener una utilidad neta de 39,398 millones de pesos, que contrasta favorablemente con el resultado del año anterior de 29,477 millones de pesos de pérdida. En este mismo contexto, el EBITDA alcanzó 73,847 millones de pesos, más superior en 48.7% con relación al 2021.

El balance financiero registró 36,320 millones de pesos, que comienza de manera positiva con el presupuesto aprobado por menos 67,750 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.

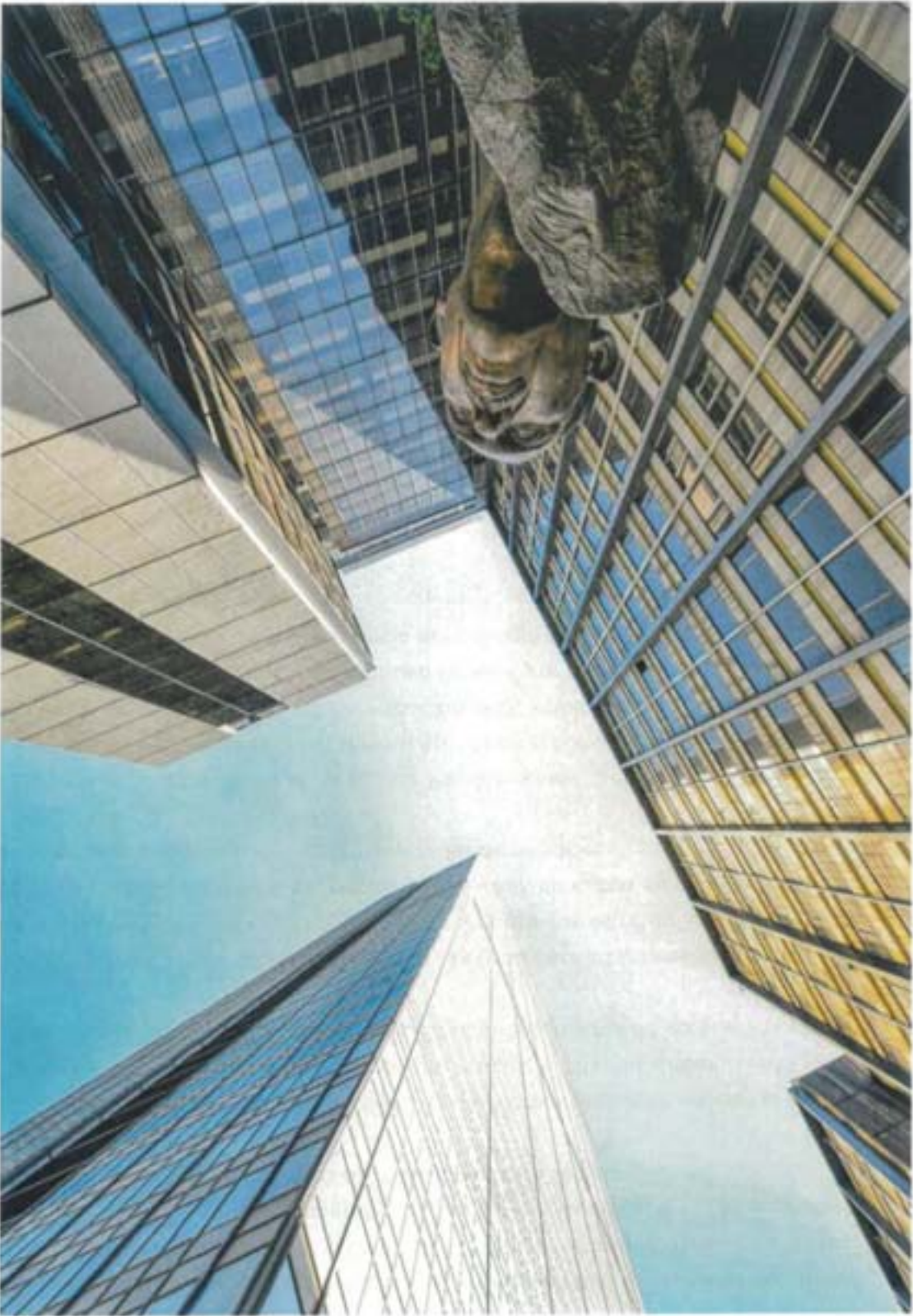
Conforme a lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos en su artículo 113, el Director General presenta este Informe Anual correspondiente a la gestión llevada a cabo durante el año 2022, para aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, y su envío al Ejecutivo Federal y al H.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

PRESENTACIÓN

CONTENIDO

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

8.	GOBIERNO CORPORATIVO	129
8.1	Administración Corporativa	
8.2	Acciones de responsabilidad social corporativa	
8.3	Sistema de control interno	
9.	EVALUACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS ANUALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2022	165
	Anexo [Indicadores del Plan de Negocios]	
	Información general:	
	- Dictamen del auditor externo a los estados financieros	
	- Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales	
	Glosario	
	Acrónimos	
	Sitios y localidades	

RESUMEN EJECUTIVO



Petróleos 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, Ayatsil, Lakach y Tekel, entre otros, así como las estrategias para la ejecución de los proyectos de aprovechamiento de residuales en las refinerías de Salina Cruz y Tula.

Este nuevo entorno motivó a las empresas enclavadas en la industria del 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 periodo 2023-2027, donde se incluye una nueva perspectiva orientada hacia las 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 de 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 rectores: Optimización financiera; Sostenibilidad; y, Eficiencia y competitividad. De manera concisa, los esfuerzos de la empresa se enfocarán principalmente en la atención a los riesgos críticos y ambientales y al 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 prácticamente 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 la 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 607.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbcpe), combinando los volúmenes asociados al campo Zama, las 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 1P 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 suman 7,450.8 MMbpce, en proceso de dictaminación por la CNH.

Continuando con la cadena de valor, la producción total de hidrocarburos líquidos promedió 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 Tupilco 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 (SNR), 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, acumulando 813.2¹ 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.

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 un volumen de 2,770.2 MMpcd, que corresponde a un crecimiento de 5.4% respecto a 2021. El gas seco obtenido registró 2,280 MMpcd. El 83% del proceso se concentró en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

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 continua amoníaco, obteniendo 13.9% 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 del SNR, se realizaron 48 reparaciones menores y una fue reparación mayor en plantas de proceso, 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 Deer 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 periodo del 20 de enero al 31 de diciembre de 2022, Pemex Deer Park procesó 276 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 tanque, carros tanque y flotilla de autotanques con que cuenta Pemex. En 2022, el volumen acumulado fue 2,547.9 Mbd, dominando la modalidad por ducto 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 7,038 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 FPSO

¹ No incluye gas licuado.

Yúum K´ak´ Náab, entre otros. Asimismo, fue relevante la ejecución de dos estrategias: la concerniente 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 combustóleo 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 libranzas². 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 revistió una atención particular durante el 2022, en consecución

² 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 tCO₂e/Mbpce. De igual manera, las emisiones de Pemex de SO_x se redujeron 9.7% y las de NO_x 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 Olmeca, 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 atestiguaron 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 contuvo 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 contraste con 25,905 MM\$ para el lapso 2007-2012 y 9,623 MM\$ ejercidos durante 2013-2018.

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

En la vertiente de 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 770 MM\$.

Por otra parte, el soporte en disciplinas 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 Pemex Deer Park; y la contratación para la sustitución de equipos de cómputo para más de 39 mil trabajadores.

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

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

En el marco del Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos (MOBAP) se realizó la actualización de las actividades de alto nivel de los 12 Procesos Institucionales, se impartió capacitación en Gestión por Procesos a 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, éste 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 33 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 (eBDI) 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) ¹	3.89	6.45

¹ Precio Henry Hub.

Operativos

Indicador	2021	2022
Reservas probadas totales (MMbpce) ¹	7,429	7,451
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce) ²	505	608
Producción de hidrocarburos líquidos (Mbd) ³	1,756	1,785
Producción de gas natural (MMpcd) ⁴	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) ⁵	806	915
Producción de petroquímicos (Mt) ⁶	5,350	5,050
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) ⁷	953	1,163
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	2,290	2,286
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,018	953

¹ 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 al 31 de diciembre.

² 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.

³ Incluyen la producción de socios y los condensados producidos en campos.

⁴ Incluyen la producción de socios, nitrógeno y CO₂.

⁵ 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.

⁶ 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.

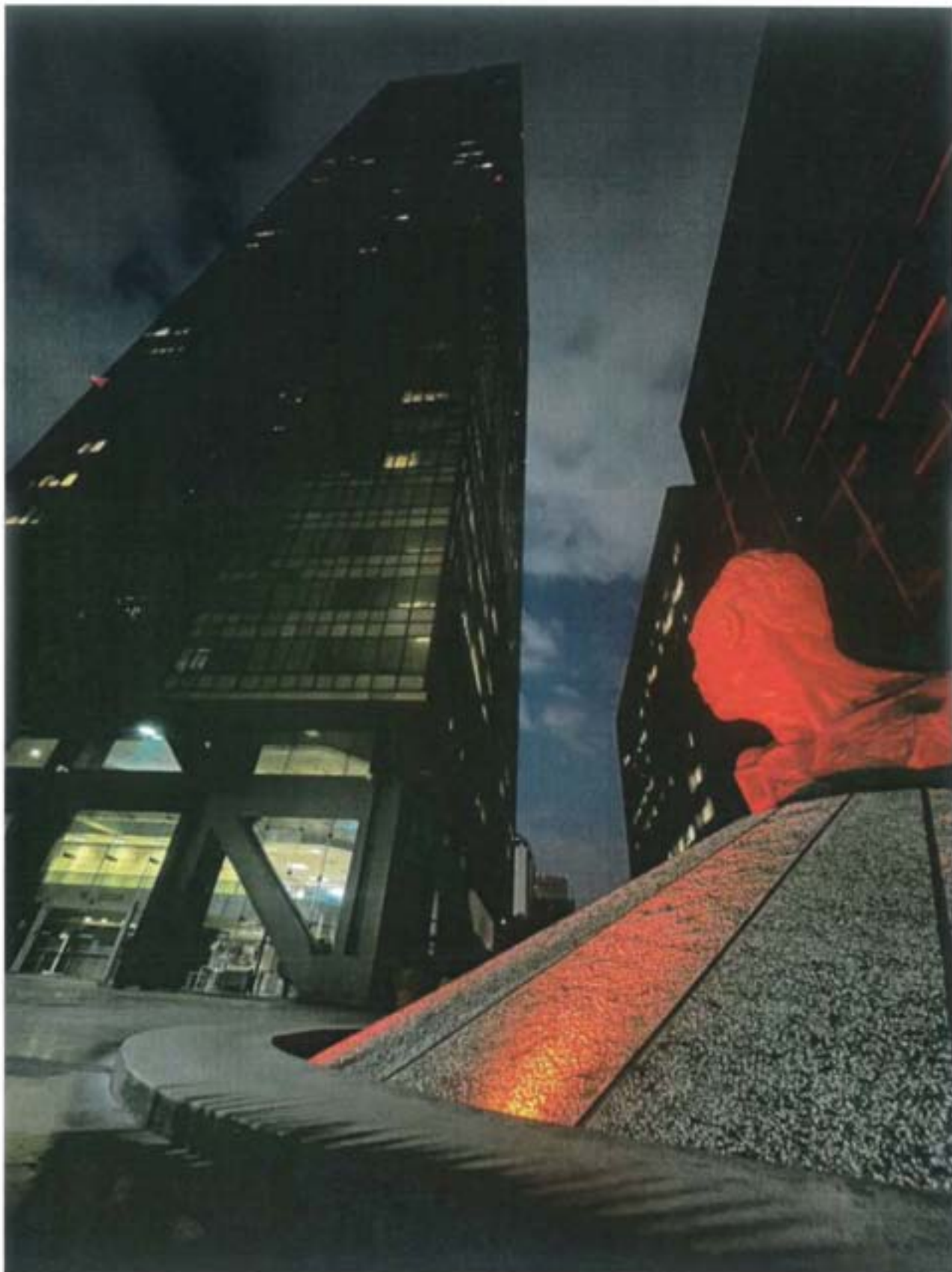
⁷ No incluye gas licuado.

Financieros

Indicador (millones de pesos)	2021	2022
Balance financiero	64,982	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 ¹	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 ²	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	4,014,380
Total del patrimonio	(2,170,001)	(1,768,822)

¹ Rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficios a empleados, netos de pagos de pensiones y servicio médico.

² 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**



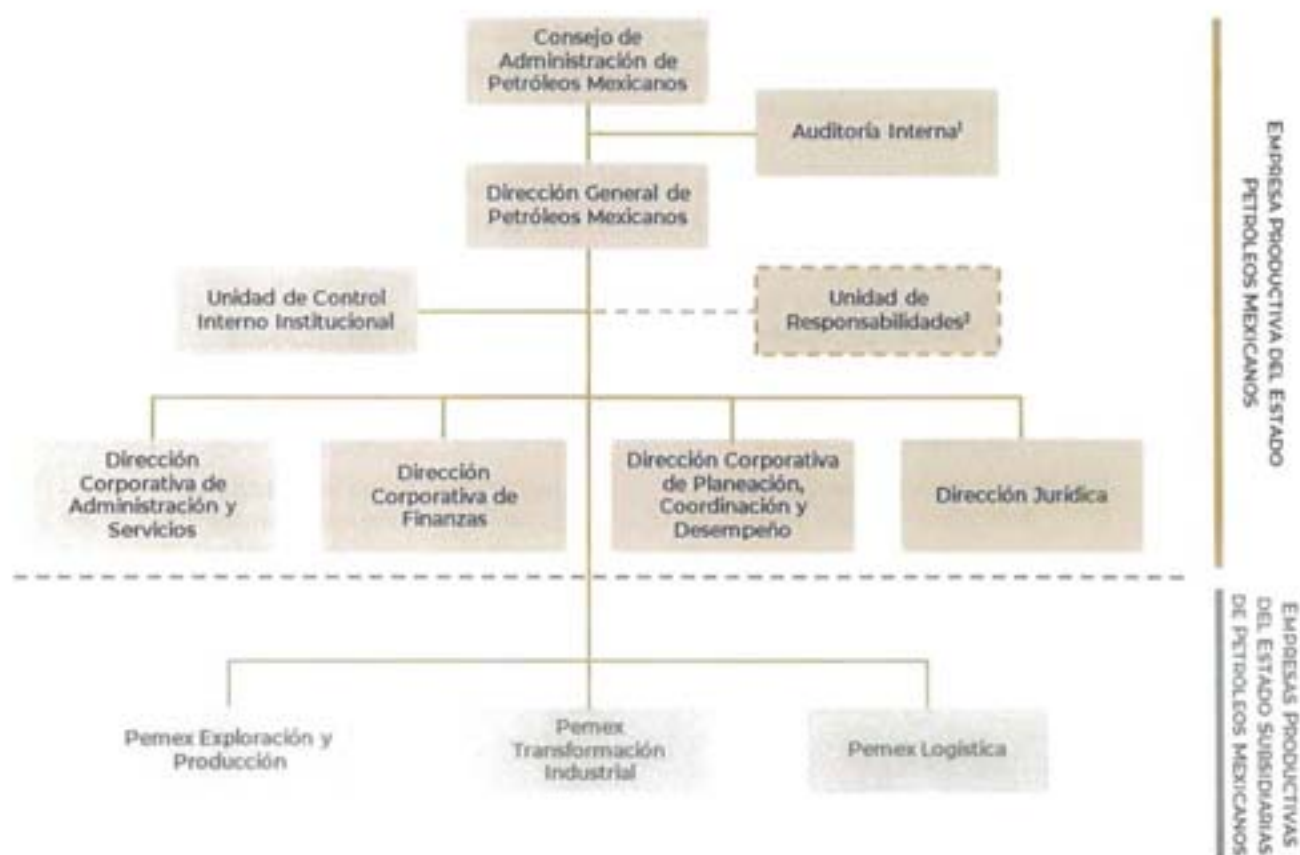
Petróleos Mexicanos (Pemex) es una Empresa Productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal cuyo propósito principal es generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, además de maximizar la renta petrolera para contribuir al desarrollo nacional. Por la magnitud de sus 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 52 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 empresas³ 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
Secretaría de Energía
Presidenta

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

SUPLENTE

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

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
Secretaría de Economía

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

SUPLENTE

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

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 Paullada 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 Garibo Puga

PROSECRETARIA

Lic. Ethel Tatiana de los Santos Flores

Actualizado al mes de abril de 2023.

Para cumplir diversos fines e labores de gestión, el Consejo de Administración cuenta con varios comités de apoyo:

- **COMITÉ DE AUDITORIA:** Es responsable de la gestión y evaluación de desempeño financiera y operativa de la Empresa, supervisa los procesos y resultados con la generación de nivel de confianza en la contabilidad y ejecución de auditorías.
- **COMITÉ DE RECURSOS HUMANOS Y REMUNERACIONES:** Promueve el mejoramiento de rendimiento en todos los niveles jerárquicos superiores, así como la política de descentralización de actividades del personal y de remuneraciones del resto del personal, y propone las conveniencias de capacitación, certificación y actualización con instituciones formativas.
- **COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES:** Auxilia en la priorización de las inversiones, prioridades y políticas generales de la Empresa, 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 que incluye las propuestas respecto a las políticas y disposiciones en materia de contrataciones de suministros, arrendamientos, servicios y otros, arrendando los ramos que produce, excepto en la explotación de los para que Petróleo Mexicano y sus empresas productivas subvenciones contratando con empresas filiales de Petróleo Mexicano, así como en las obras y programas anuales de adquisición, arrendamiento, servicios, obras y obras y formula las recomendaciones sobre el mismo perteneciente al Consejo de Administración.
- **COMITÉ DE NEGOCIOS EXTERNOS:** Fomenta relaciones comerciales para establecer estrategias comerciales con compañías 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, directivas y política gerencial. Dar seguimiento a las disposiciones internacionales aplicables, así como conocer de lo emitido por organismos internacionales relevantes, mantenerse sobre las burocracias entre países relacionados distintas a la ordinaria que afectan a Pemex.
- **COMITÉ DE SOSTENIBILIDAD:** Promueve el mejoramiento y políticas generales en materia Ambiental, Social y de Gobernanza (ASG) promoviendo objetivos y estrategias de negocio y oportunidades en materia de sostenibilidad, formula recomendaciones para la adopción y seguimiento de las mejores prácticas internacionales, así como la atención de los criterios ASG involucrando lo relacionado con el impacto en el negocio; emitir los informes en materia ASG, así como emitir observaciones o propuestas de mejora en dichas materias, impulsar la divulgación de la información en aspectos ASG, así como custodiar otro aspecto de Sostenibilidad. Durante la Sesión 1002 (Ordinaria del 13 de diciembre del CA Pemex, se 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

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

Ing. Jorge Luis Basaldúa Ramos
Director General de
Pemex Transformación Industrial

Lic. Javier Núñez López
Subdirector de Abastecimiento
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

Ing. Ángel Cid Munguía
Director General
de Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán
Director General de Exploración
y Extracción de Hidrocarburos

REPRESENTANTE DE SHCP

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

SECRETARIA

Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores

SUPLENTE

Ing. Marcos Manuel Herrería 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. Reinaldo Wences Simón
Subdirector de Evaluación y
Cumplimiento Regulatorio

Lic. Fernando Palao Espíndola
S.P.A. del Titular de la Coordinación de
Abastecimiento para Exploración y Producción
de la Subdirección de Abastecimiento

Lic. Raúl Rodríguez Ramírez
Coordinador de Operación Presupuestal 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. Alfonso López Alvarado
Director General
de Contratos Petroleros

REPRESENTANTE DE SHCP, INDISTINTAMENTE

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

PROSECRETARIO

Lic. Juan Carlos Maldonado Mercado

PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL

PROPIETARIO

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

Ing. Jorge Luis Basaldúa Ramos
 Director General
 de Pemex Transformación Industrial

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

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

Ing. Ángel Cid Munguía
 Director General
 de Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

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

REPRESENTANTE DE SHCP

Mtro. Gabriel Yorío González
 Encargado del Despacho de la
 Subsecretaría de Ingresos

SECRETARIA

Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores

SUPLENTE

Ing. Marcos Manuel Herrería 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. Reinaldo Wences Simón
 Subdirector de Evaluación
 y Cumplimiento Regulatorio

Lic. Franco Octavio Veltes Palavicini Pesquera
 Subdirector de Capital Humano de la
 Dirección Corporativa de Administración y Servicios

Lic. Mario Peredo Melchor
 Coordinador de Operación Presupuestal de Pemex
 Transformación Industrial en la Dirección Corporativa de
 Finanzas

Ing. José Luis Chávez Suárez
 Coordinador Ejecutivo de la Dirección General
 de Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

Ing. Alfonso López Alvarado
 Director General de
 Contratos Petroleros

REPRESENTANTE DE SHCP. INDISTINTAMENTE

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

PROSECRETARIA

Lic. Nancy Jaqueline Javier Flores

PEMEX LOGÍSTICA

PROPIETARIO

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

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

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

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

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

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

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

SECRETARIA

Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores

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

Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera
Subdirector de Capital Humano de la
Dirección Corporativa de Administración y Servicios

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

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

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

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

Ing. Elieíl Soriano Torres-Gil
S.P.A. del Titular de la Gerencia de
Administración de Riesgos

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
Totales	32	12	20	160



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 ¹	82
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas ²	9
Complejos petroquímicos ³	6
Terminales de distribución de gas licuado ⁴	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 ⁵	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 Coatzacoalcos, que comprende instalaciones ubicadas en Pajaritos y en los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos.

³ Cosoleacaque, Camargo, Cangrejera, 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.

Además, 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 (AIEA) 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 AIEA, esto con el propósito de contener la escalada en el precio del hidrocarburo.

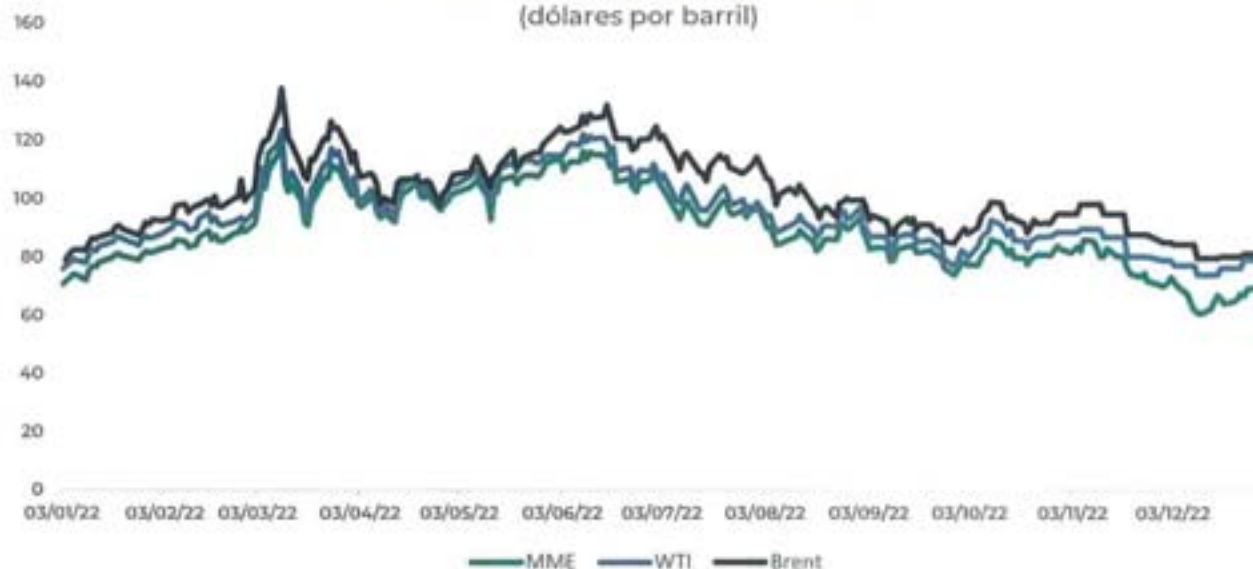
Posteriormente, en junio la Unión Europea adoptó un nuevo paquete de sanciones contra Rusia para reducir las importaciones rusas hasta en un 90% de cara a fin de año. En estos meses se vieron las reservas de productos refinados en un nivel bastante excepcionalmente alto, en la demanda de estos productos por el aumento en el precio del petróleo aumentó un galón y 9¢/bbl.

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 el deteriorarse de sus funcionarios respecto de que para combatir la tasa de inflación se continuaba con esta política, se generaron expectativas de una recesión económica mundial. En los siguientes meses, los bancos centrales de otros países adoptaron también la política de aumento en las tasas de interés para combatir la inflación. Por otro lado, la fortaleza del dólar americano que llegó a 104 unidades, nivel superior al 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. Asimismo, la política de "cero contagios" firmada por China ante nuevas ondas de COVID-19, no se relajó hasta el mes de diciembre, lo que limitó el crecimiento económico en China, una de las principales consumidoras de petróleo a nivel mundial, y es lo que disminuyó la demanda por petróleo y sus derivados.

Los precios de crudo observados en la semana que finalizó el 7 de diciembre presentaban niveles mínimos del 2022, como resultado de bajas expectativas de crecimiento económica ante el aumento en las tasas de inflación y una política anti-inflacionaria de la FRB. Con relación a la BPS, en 2022 el promedio fue de 63.55 US\$/b, con un incremento de 128.57 US\$/b con respecto al promedio de 2021, y registró variaciones dentro de un rango de un máximo de 154.25 US\$/b y un mínimo de 49.42 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 GNL 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.



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 2023-2027⁴.

⁴ Acuerdo CA-030/2022 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 *Consolidar 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**



En 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
Total	205.5

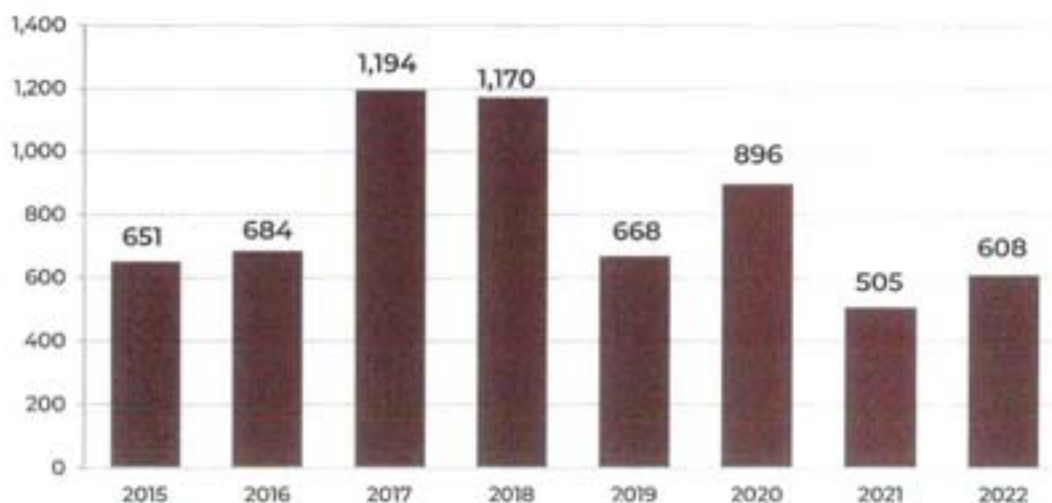
Adicionalmente a estos descubrimientos se tiene una estimación de incorporación de por el campo Zama, el cual está en proceso de asociación y conciliación con el consorcio, para el cual se considera una reserva de 355.6 MMbpce en 3P.

En la porción terrestre de las Cuencas del Sureste se perforaron cinco pozos de actividades exploratorias que incorporaron reservas: Chucox 1, Actul-1, Xinich-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 (MMbpce)
Chucox 1	1.7
Actul-1	5.5
Xinich-1	6.9
Chucox-101	18.2
Cibix 401	14.3
Total	46.6

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

Incorporación de reservas 3P por descubrimiento (millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Nota: Para 2019, 2020 y 2021 son datos Pemex (las cifras oficiales de la CNH son 82 MMbpce, 793 MMbpce y 161 MMbpce, respectivamente). Para 2022 es información preliminar sujeta a la dictaminación 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 MMbpce.

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

1 Para 2021 es dato de Pemex, considera campos en proceso de registro por la CNH. La cifra oficial de la CNH es 16.1 MMbpce.

2 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-Comalcalco	Tupilco 3001EXP	MPT Autorizado	Terrestre
2022	AE-0142-2M-Comalcalco	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-Chalabil	Tlalkivak	PT autorizado	Marino
2022	AE-0143-2M-Comalcalco	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	Tlakati	PT autorizado	Marino

PDE: Plan de Desarrollo para la Extracción.

MPDE: 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.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2023

	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Total MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Líquidos de plantas ¹ MMb	Gas seco ² MMbpce	Gas natural MMMpc	Gas seco MMMpc
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.

¹ Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

² 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, Tupilco 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 (MMpcd). 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 Tupilco Profundo en la Región Sur; Ixachi en la Región Norte y Koban en la Región Marina Suroeste. Para diciembre de 2022 el gas producido alcanzó 4,059 MMpcd.

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

1 Incluye producción de socios y condensados.
2 Incluye producción de socios, nitrógeno y CO₂.
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		
Producción de líquidos (Mbd) ¹	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 producción⁵

- Ku-Maloob-Zaap, con el aporte de 639 Mbd de crudo y 416 MMpcd 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 MMpcd 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 MMpcd 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 MMpcd 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 MMpcd 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.

⁵ 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	Aceite /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	Aceite 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
Total		13,434	28,484	22.2

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).

Núm.	Campo	PCE a la fecha de corte (MMbpce)		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	Teekit Profundo	6	2	5,502
7	Cibix	7	8	1,197
8	Hok	19	3	3,365
9	Octli	13	15	5,276
10	Tlacame	17	14	6,167
11	Tetl	14	4	5,936
12	Koban	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	Tupilco	18	18	1,953
19	Racemosa	6	5	26
20	Paki	0	0	0
21	Pokché	29	18	11,163
		295	162	84,137

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 km², en la que se realizaron las siguientes operaciones:

	Líquidos ¹ (Mbd)	Gas ¹ (MMpcd)	Asigna- ción	Campos	Pozos Oper.	Batería /ECO ²	Ductos km	Reserva MMbpce (2P)	Reserva MMbpce (3P) ³
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		43 / 2	1,089	1322.1	1403.7
CIEP ⁴ (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 ⁵ (1)									

1. Producción total por contrato.

2. Estación de compresión.

3. Datos preliminares.

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

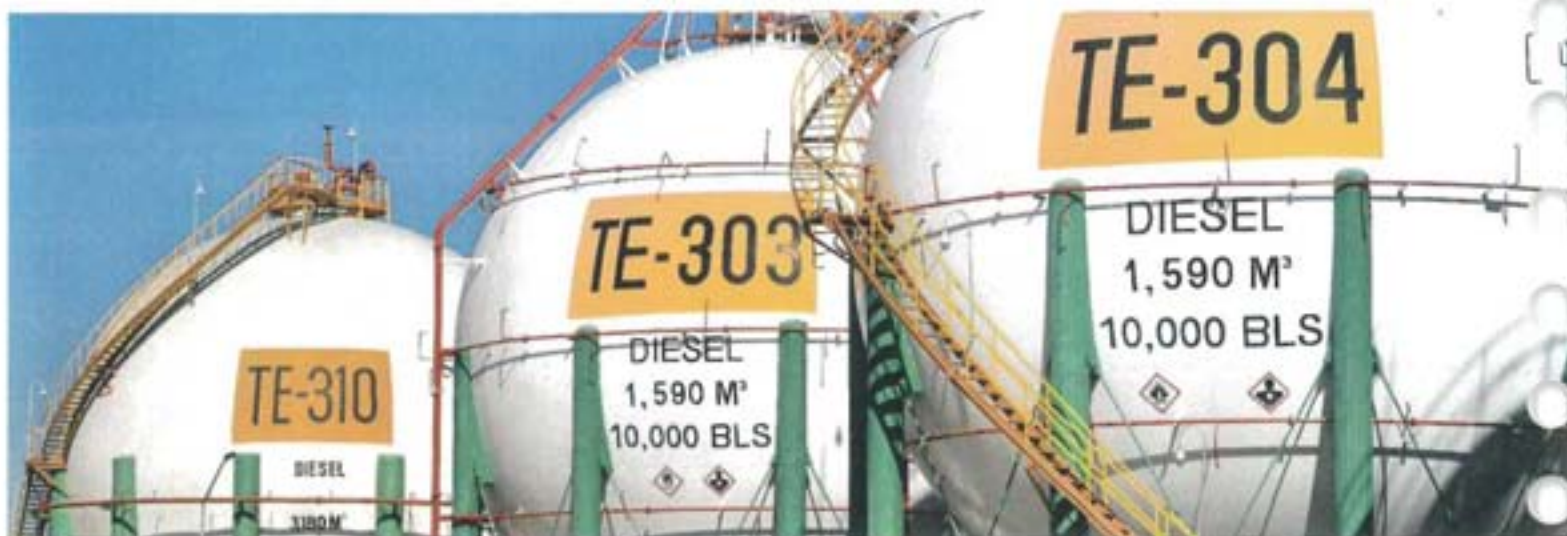
5. El CSIEE San Ramón y Blasillo tiene rescisión de contrato por incumplimiento del prestador de servicios a partir del 11 de enero de 2022.





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 813.2⁶ 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

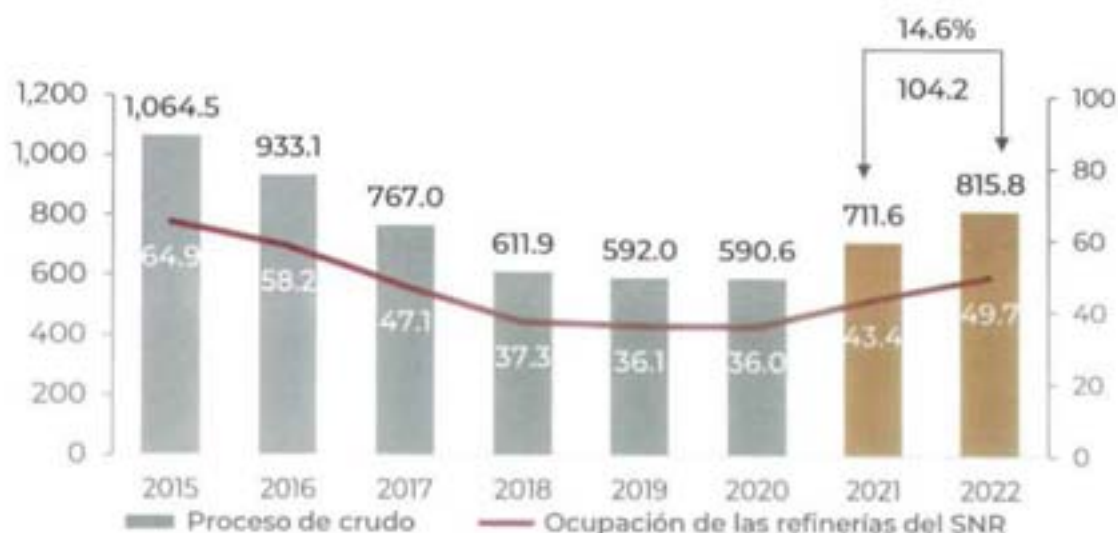
El Gobierno de México identificó actividades económicas sustantivas y en cumplimiento de esas definiciones, la industria del petróleo y el gas, y sus cadenas de suministro, pudieron continuar operando bajo el cumplimiento de los protocolos sanitarios establecidos por las autoridades. Pemex manejó escasez 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.

⁶ 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 refinerías de Tula con un proceso de 179.7 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 refinerías 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 813.2⁷ 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 ¹	706.7	813.2	15.1
Gasolinas ²	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 ³	90.8	114.0	25.6

1. No incluye gas licuado.

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

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

⁷ 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 Quesquí 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 ¹ (Mbd)	14.0	12.8	-8.3

1. Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Por su parte, el proceso de condensados en los complejos procesadores de gas promedio 32 B 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 3,279.8 MMpcd, cifra superior en 98.4 MMpcd, lo que se explica principalmente por una mayor producción de gas en los complejos procesadores de gas Cactus, Nuevo Pemex, y Arco que en 159.4, 72.6 y 5.5 MMpcd, respectivamente, como resultado de una mayor oferta de gas húmedo amargo por parte de PEP.

Respecto a la recuperación de líquidos, esta registró una disminución en 197 Mbd con respecto a 2021, lo cual se reflejó principalmente en una menor producción de etano y gasolina naturalis. 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 propio 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 Sinalapa; y dos tomas de ardestinas en el LPG ducto Cactus-Guadalaajara que provocó ajustes operativos en la recuperación de licuables. 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 fue menor 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 (CCR) 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 42 (6%) (248.7Mt) 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 (SNR).

La producción de etileno y derivados durante 2022 fue de 6587 Mt, cantidad inferior en 253 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 ¹ (MMpcd)	2,080.3	2,279.8	9.6
Gas licuado ² (Mbd)	92.2	92.2	0.1
Etano (Mbd)	54.8	45.8	-16.4
Gasolinas naturales ³ (Mbd)	32.7	32.5	-0.9
Azufre ⁴ (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 ⁵ (Mt)	474.6	446.3	-6.0
Otros petroquímicos ⁶ (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 refinerías y de los complejos procesadores de gas.

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

⁴ Incluye la producción de azufre total de refinerías.

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

⁶ Consideran anhídrido carbónico de refinerías, hidrógeno, butanos, especialidades petroquímicas, heptano, hexano, líquidos de BTX, pentanos, gas nafta y nafta pesada.

Producción de etileno y derivados			
Concepto	2021	2022	Variación %
Etileno y derivados ¹ (Mt)	888.7	655.7	-26.2
Etileno	279.2	151.7	-45.7
Glicoles	7.2	2.5	-65.8
Óxido de etileno	85.4	77.5	-9.3
Polietilenos	144.5	48.2	-66.6
Otros ²	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, anhídrido carbónico de Morelos, butadienos, ceras polietilénicas, hidrógeno, líquidos de pirólisis, nitrógeno, oxígeno y subproductos polietileno.

Producción de fertilizantes

En 2022, la planta de amoníaco VI, del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, alcanzó una producción de 745.1 Mt, de las cuales 277.8 Mt son de amoníaco, 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 %
Producción (Mt)	646.5	745.1	15.2
Amoniaco	243.9	277.8	13.9
Anhídrido 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 refinerías 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 refinerías 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 refinerías 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 incremento de autoconsumo en el procesamiento de gas natural se ubicó en 3.7%, este resultado representa un mejor desempeño con respecto a la referencia internacional, que ubica el porcentaje de autoconsumo en 0%.
- La utilización de la planta CO₂ en el complejo petroquímico La Cangrejera promedió 34.3%, cifra ligeramente inferior en 0.5 puntos porcentuales comparado 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 Independencia promedió 42.1%, cifra inferior en 5.9 puntos porcentuales comparado con 2021. Esta variación se explica por el parateo por la operación a baja carga de la planta durante agosto de 2022 y por su mayor operación de arranque durante septiembre y octubre por los inventarios.
- La utilización de plantas en el Complejo Petroquímico Morelos fue de 26.2%, cifra menor en 2.3 puntos porcentuales en comparación con 2021, mientras que en el Complejo Petroquímico La Cangrejera la utilización fue 5%, inferior en 12.3 puntos porcentuales con respecto a cierre de 2021.
- Este comportamiento se explica principalmente por los trabajos de mantenimiento en la planta de etileno del Complejo Petroquímico La Cangrejera, que afectaron la disponibilidad de materia prima para las plantas de borvacos, así como a fallas en el suministro de energía eléctrica y servicios auxiliares en otros centros de trabajo, además de los problemas con el suministro de etano por parte de los complejos procesadores de gas comprimido 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 cual se explica por la operación continua y estable de dicha planta desde febrero de 2022.
- El factor de consumo gas natural -amoniacado durante 2022 fue de 32.10 MMBtu de gas natural por tonelada de amoníaco producido, lo que representa una disminución en la eficiencia de 3.7% 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 ¹	Referencia Internacional
Ocupación en refinерías del SNR	43.4	49.7	6.4	87.4 ³
Rendimiento de destilados ²	52.2	54.0	1.8	76.3 ³
Índice de consumo energético, GJ/b *	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 ⁵	5.0	-12.3	
Plantas de etileno y derivados (Morelos)	28.7 ⁵	26.2	-2.5	
Utilización de la capacidad de plantas de amoníaco ⁴	50.8	57.9	7.1	
Factor de insumo gas natural-amoníaco, 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, turbosina y diésel.

3. Estudio de Solomon Associates 2018.

4. Se refiere a la planta de amoníaco VI en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque.

5. Se realizaron ajustes en el indicador para 2021.

* 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 combustóleo 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:** consiste 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 hidrotratado.

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

Pemex 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, empleando 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, Saltillo y Cd. Juárez de PLOG, para sustituir igual número de UCL's obsoletas.
- Se realizó mantenimiento mayor a cuatro buques tanque (Bicentenario, Kukulcán, Chicontepec y ADI-04 (SEMAR)) 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 Yüum K'ak' Náab (El Señor del Mar) de la empresa noruega *BW Offshore* a Petróleos Mexicanos.

- Restablecimiento de sistemas de aditivación en las TAD Acapulco, Cd. Obregón, Colima, Iguala, Manzanillo, Minatitlán, Navojoa, Parral, Progreso, Tuxtla Gutierrez e Irapuato, en apoyo a Pemex Transformación Industrial.
- Incremento de la capacidad de bombeo y confiabilidad operacional de la Central de Rebombear 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 Tecominoacán-Jujo-Paredón-Macayo-CPG Cactus de 600 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 PTRI, como Arrendatario y I.I.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 *Full Service*, teniendo 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 86.8 millones de barriles.

Estrategia de recuperación de capacidad de almacenamiento (ERCA)

Consta de tres fases divididas en corto, mediano y largo plazo, implementándose el 7 de mayo de 2020 a razón de los sobre inventarios en toda la cadena de valor de Petróleos Mexicanos, derivados 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 alcanzar valores negativos a raíz del incremento en la oferta de parte de 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 tanque, sectores ductos y cavernas, llegando a una capacidad total de 70.7 millones de barriles (MMb), de los cuales 55.2 MMb son operativos y teniendo un déficit de 15.5 MMb.

En el año 2022, el ERCA se encuentra recuperada con una capacidad total de 6.01 MMb de todo el Inventario Nacional de Almacenamiento, de los cuales la fase de corto plazo está concluida, la de mediano plazo con un avance en la ejecución de los trabajos del 69% y largo plazo 21%, representa 1.98 MMb recuperados de lo correspondiente, manifestándose 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 MMB 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"> • Dos en Altamira Integral (petróleo y gas natural). • Dos en Misión (petróleo y gas natural). • Dos en Santuario (petróleo y gas natural). • Uno en Aceite Terrestre Sur. • Uno en Condensado Terrestre Sur. • Uno en Gas Marino Mesozoico. 	<p>11 sistemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rosarito. • Guaymas. • Topolobampo. • Norte. • Sur-Golfo-Centro-Occidente. • Progreso. • Oleoductos. • Petroquímicos (isobutano). • Sistema Hobbs-Méndez. • Sistema Nacional de GLP. • Sistema Burgos-Peñitas (naftas). 	<ul style="list-style-type: none"> • 73 terminales de almacenamiento y despacho. • Seis terminales marítimas, tres en Pajaritos (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos). • 10 terminales de distribución de gas licuado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cuatro permisos para transporte terrestre por medios distintos a ductos autos tanque. • 32 permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos). • Seis permisos para chalanes. • Dos permisos de tratamiento de petróleo (Arenque Altamira y Dos Bocas). • Un permiso de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento.

Principales proyectos

Proyecto Transístmico

La premisa principal del proyecto Transístmico es fungir como un corredor económico y comercial para comunicar Asia y la Costa Este de los Estados Unidos, coadyuvando 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 derivado del atraso en la rehabilitación de tanques de almacenamiento, equipo dinámico y construcción de 11.8 km de ducto en el recibo de Salina Cruz, Oaxaca. Al cierre de 2022, en lo que refiere a la Integridad 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 Oleoducto de 30" Nuevo Teapa - Salina Cruz, y posteriormente con el Oleoducto de 48" Nuevo Teapa - 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; resultando relevante lo siguiente:

En lo que respecta al mantenimiento del buque tanque Bicentenario, los trabajos de reparación general y pruebas operativas concluyeron el 28 de noviembre de 2022, siendo otorgados a éste 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 CERENAV los trabajos de reparación mayor programada en dique seco al 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 afectaciones 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 CERENAV los trabajos de reparación mayor programados en dique seco del buque tanque Vicente Guerrero II, mismos que al cierre del ejercicio 2022 registraron un avance general del 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. PLOG-PTRI-CTN-UC-001-2022 para el servicio de transporte del naftaducto de 8" Ø Burgos – Peñita, 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 período enero-diciembre de 2022, se realizaron 746 viajes a estaciones de servicio y en los cuales se transportaron 262,897 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 ¹			
Concepto	2021	2022	Variación %
Petrolíferos	952.6	1,163.3	22.1
Gasolinas	575.3	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 ²	31.1	32.3	3.7
Gas licuado (Mbd)	151.2	158.6	4.9
Gas natural seco (MMpcd)	1,170.5	1,125.5	-3.8
Etano ³ (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 ⁴ (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
Polietilenos (Mt)	151.7	49.4	-67.4
Amoniaco (Mt)	341.7	401.3	17.4
Anhidrido carbónico (Mt)	226.1	315.9	39.7
Otros petroquímicos ⁵ (Mt)	112.6	97.8	-13.2

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

¹ Incluyen las ventas de petroquímicos de Pemex Fertilizantes, que a partir de 2021 se integra a Pemex Transformación Industrial.

² Incluyen coque, asfaltos, lubricantes básicos y parafinas.

³ Representa las ventas a Braskem-IDESA.

⁴ Integra el propileno grado refinería y químico.

⁵ Integra propileno grado polímero, anhídrido carbónico, ceras polietilénicas, y oxígeno, especialidades petroquímicas, gas nafta, heptano, hexano, pentano, butanos, 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 1,125.5 MMpcd, cifra inferior en 3.8% (45 MMpcd) 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% (33.7 MMpcd) y 13.1% (76.8 MMpcd), 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 158.6 Mbd, cifra superior en 4.9% (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 26.3 Mbd, cifra inferior en 13.1% (4 Mbd) a las registradas en 2021. De manera similar las ventas de gasolinas naturales promediaron 1.7 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, las 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 refinería y grado químico) se ubicó en 190.1 Mt, volumen superior en 38.5% (52.9 Mt) respecto al 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 la 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.
- PTRI comercializó 155.8 Mt de productos del etileno 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 la menor oferta de producto disponible.

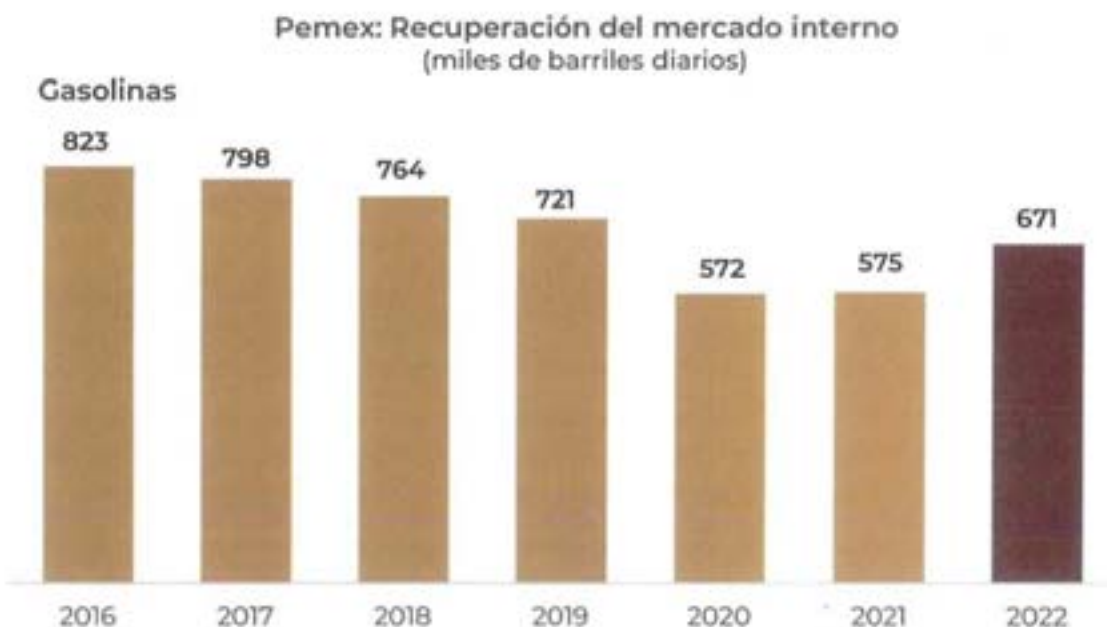
Comercialización de productos petrolíferos

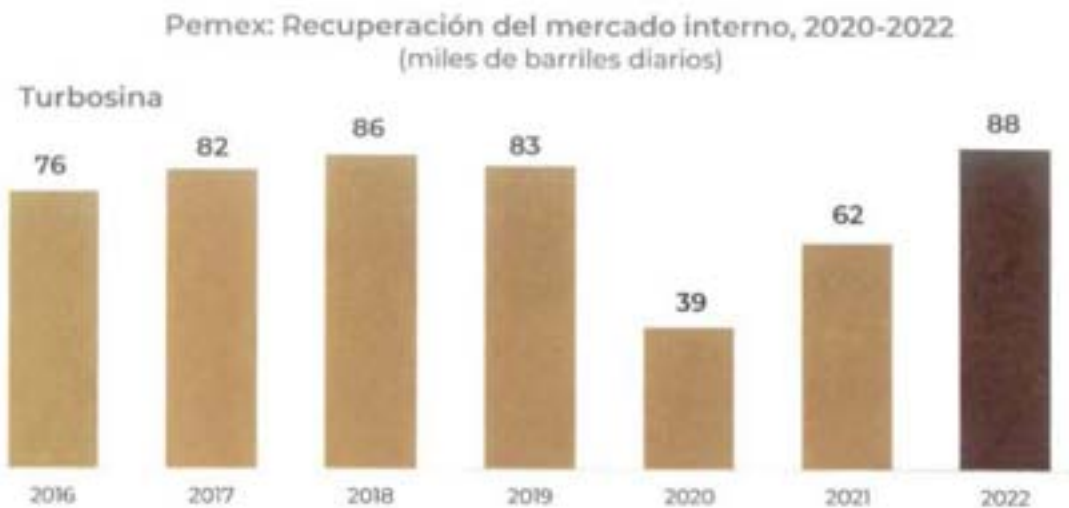
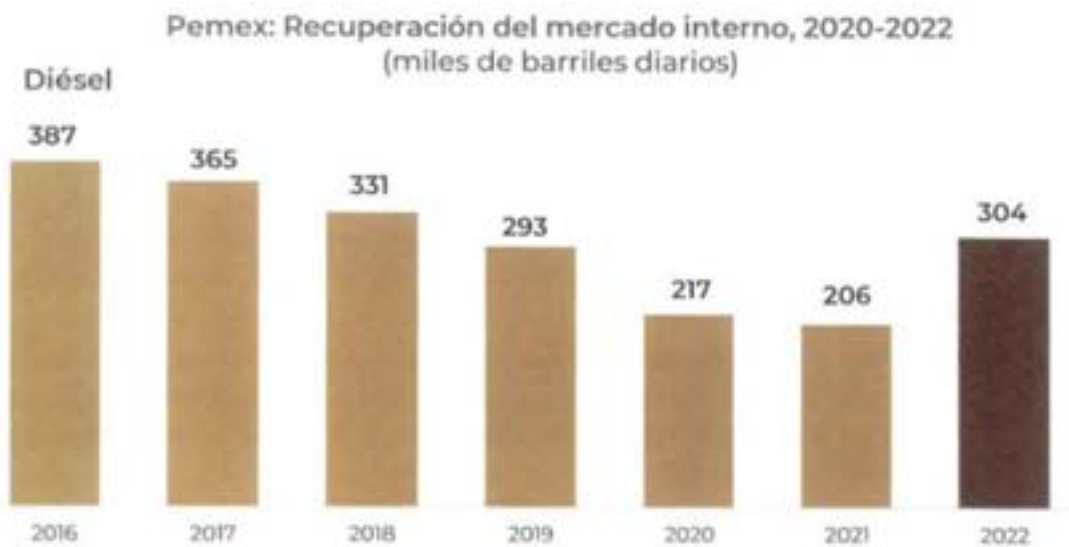
Basados en criterios de un manejo eficiente y racional de los recursos financieros de Pemex, se optó por desarrollar el esquema de impulsar la comercialización de productos petrolíferos en el mercado interno.

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.





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 combustóleo, 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 %
Exportación			
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 (MMpcd)	0.8	0.7	-12.5
Importación			
Gas natural seco ¹ (MMpcd)	904.6	532.1	-41.2
Petrolíferos y gas licuado	557.3	739.7	32.7
Petroquímicos (Mt)	349.2	373.9	7.1

¹ 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.

Balanza comercial de hidrocarburos (millones de dólares)			
Productos	2021	2022	Variación %
Saldo	8,619.1	-1,488.1	-117.3
Exportaciones	27,990.0	36,304.3	29.7
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
Importaciones	19,370.9	37,792.4	95.1
Petrolíferos	16,293.5	34,718.0	113.1
Gas natural seco	2,196.4	1,360.0	-38.1
Petroquímicos	881.0	1,714.4	94.6



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^B, con el siguiente nivel de atención:
 - Año 2019: 100% de atención de los riesgos autorizados para instalaciones que no consideran el Sistema Nacional de Refinación (SNR) 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 consideran 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 consideran 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 consideran 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 Pemex; adicionalmente, se inició la primera etapa del programa de reforzamiento de cero tolerancia, con

^B 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 diferimiento 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 ¹	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 ULSG (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 Tula. 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.

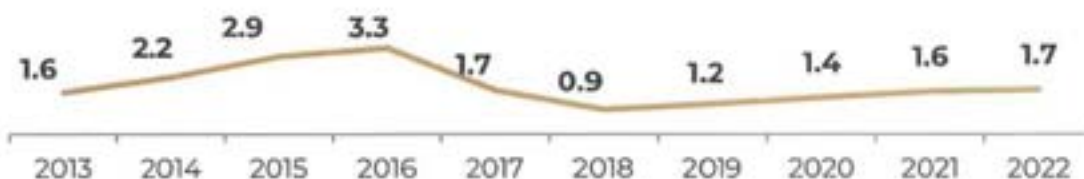
En Transformación Industrial, se implementaron acciones preventivas con miras a respaldar el cumplimiento del programa 2023, con un enfoque en la asignación de los recursos para la adquisición de materiales de largo tiempo de entrega para las reparaciones mayores de las plantas de las refinerías de Cadereyta, 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.

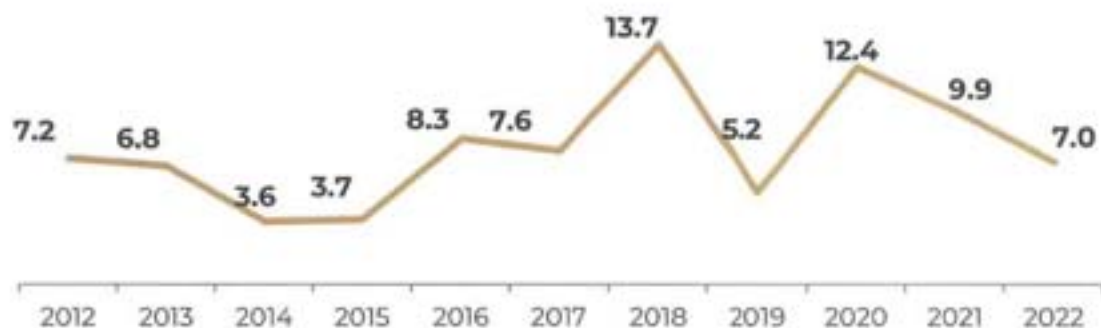
Pemex Exploración y Producción



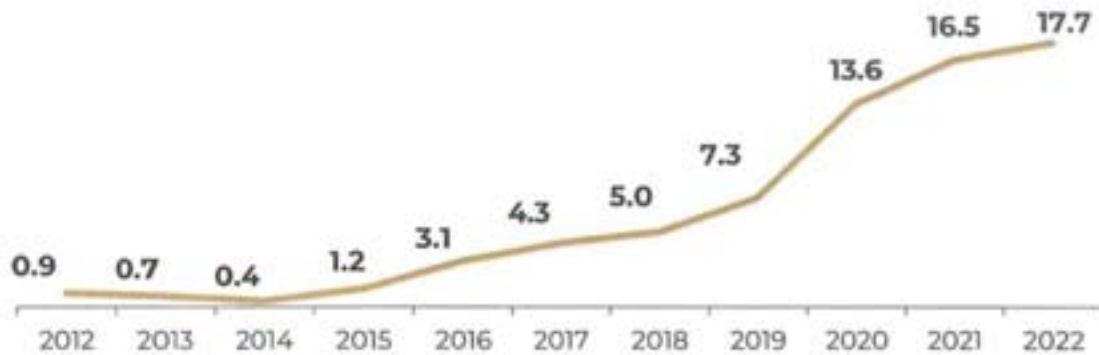
En PTRI, al cierre del ejercicio 2022, en plantas de proceso presentó una mejora en la línea de negocio de producción de petrolíferos y un incremento en las líneas de proceso de gas y petroquímica básica y de petroquímica secundaria.

IPNP de plantas de proceso, %

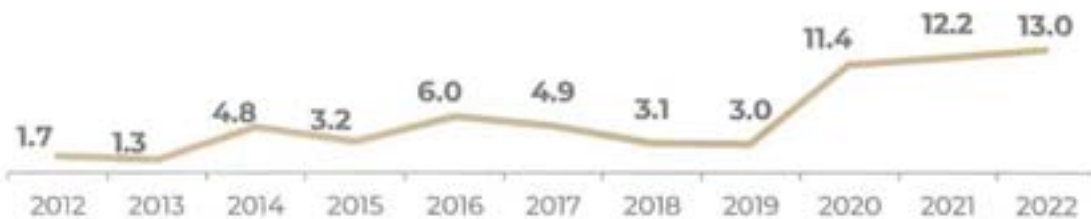
PTI - Producción de Petrolíferos



PTI - Proceso de Gas y Petroquímica Básica



PTI- Petroquímica Secundaria



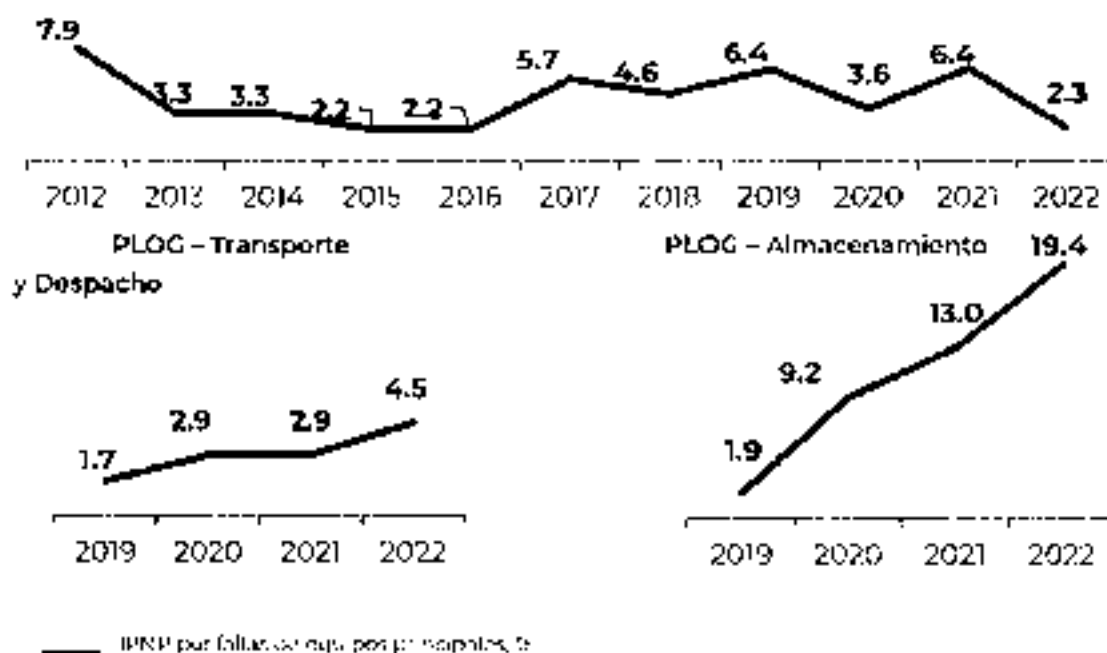
— IPNP por fallas de equipos, proceso, servicios principales y retrasos en reparaciones, %

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.

PLOG - Logística Primaria



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

- Producción de petroquímicos, el valor del indicador relacionado a causas propias al cierre de 2022 presenta una mejora, con una reducción de 2.9 puntos porcentuales respecto al 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 refineras de Cadereyta y Madero (compresores y calentadores en Cadereyta y reactores y cambiadores de calor en Madero); fallas en servicios principales en Minutillan (torres de enfriamiento y calderas); retraso en reparaciones programadas en las refineras de Madero (Combinada BA) y Saltillo (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 1.7% 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 Fernex, Cactus y Arenal; equipo dinámico en el Complejo Procesador de Gas Coahuila; equipo estático de la planta Criogénica y sistema instrumentado de seguridad y control distribuido en plantas Criogénica y Estabilizadora de Condensados I del Complejo Procesador de Gas Burgos; asimismo, retraso en reparaciones mayores en Complejo Procesador de Gas Nuevo Fernex.

- 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 CO₂e 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 on 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 SGEEn.

- Ejecución de 10 auditorías externas a distancia del SGEEn en los diferentes centros del 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 SGEEn 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 accesorios 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 SGEEn 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 tCO₂e/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 tCO₂e/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 tCO₂e/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 tCO₂e/t para metanol y aromáticos, 17.31 tCO₂e/t para derivados del etano y 2.20 tCO₂e/t para el amoníaco. Estos valores representaron incrementos de 54.1% y 42.6% en los dos primeros casos y sin variación en el caso del amoníaco. 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 amoníaco, 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 ₂ e/Mbpce	44.81	38.80	22.55
Proceso de crudo en las refinerías, tCO ₂ e/Mb	58.51	62.49	43.14
Centros procesadores, tCO ₂ e/MMpc	9.83	10.03	4.81
Producción de petroquímicos, tCO ₂ e/t (metanol y aromáticos)	1.70	2.62	1.58
Producción de petroquímicos, tCO ₂ e/t (derivados del etano)	12.14	17.31	4.11
Producción de petroquímicos, tCO ₂ e/t (amoníaco)	2.20	2.20	2.44

Fuente: Sistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SISPA) 20 de marzo de 2023.

Emisiones de óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x)

Las emisiones de SO_x a diciembre de 2022 fueron 1,178 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 NO_x, 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: SISP, 20 de marzo de 2023.



Índice de uso de agua ⁹

El índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías resultó en 0.38 m³/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 m³/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 m³/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 m³/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 m³/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.

⁹ 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 ³ /b	0.44	0.38	0.34
Complejos procesadores de gas, m ³ /Mpc	0.033	0.031	0.025
Producción de petroquímicos (derivados del etano), m ³ /t	146.69	239.51	49.86
Producción de petroquímicos (amoníaco), m ³ /t	16.97	18.13	25.33
Producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), m ³ /t	6.38	9.65	3.89

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 MMm³, 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 del Plan de Negocios					
Indicador	Resultados observados		Meta 2022	Variación % 2022 observado vs meta	
	2021	2022			
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm ³)	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
Total	100%	100%
Otros (laboratorio, aceites, mantenimiento, lodos, catalizadores)	32%	33%
Sólidos impregnados con hidrocarburos	43%	20%
Lodos aceitosos	16%	23%
Arena de <i>sandblast</i> ¹	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 representó una disminución de 3.2% con respecto al 2021.

Sitios contaminados (hectáreas)		
Área	Inventario 2021	Inventario 2022
Total	1,385.9	1,342.0
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)		
Empresa	2021	2022
Total	1,163	1,167
Pemex Transformación Industrial	94	68
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 desfuegos, 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 refinerías¹⁰ 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 SGEEn, 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 SGEEn.

¹⁰ 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 IPIECA.

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*	724.11	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.



INFORMACIÓN FINANCIERA



En 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 prevaeciente 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

en flujo de efectivo sumó 2,617.8 miles millones de pesos (MMM\$), cifra superior en 685.3 MMM\$ con respecto a 2021, es decir, un crecimiento de 35.5%¹¹

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 al 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 desendeudamiento al cierre del ejercicio 2022. Asimismo, se considera que dichas acciones, en conjunto con una política de ejercicio del gasto programable basada en la eficiencia y la racionalidad, permitieron una optimización en el uso de los recursos financieros.

La utilidad neta observada en el ejercicio 2022 ascendió a 99,998 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 automotrices debido al reconocimiento del estímulo fiscal publicado mediante decreto del 4 de marzo de 2022 del Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS), así como al reconocimiento de las ventas de la subsidiaria Pemex Deer Park en 2022.

Durante el ejercicio 2022, la utilidad neta observada fue 99,998 MM\$, superior en 394,774 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 apreciación 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 631,912 MM\$ principalmente por un aumento en el precio de compra de productos de importación; incremento en el deterioro 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.

¹¹ 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, combustóleo y turbosina, por 111,864 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	%
Ventas netas:				
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
Total de ventas	2,383,388	1,495,629	887,759	59.4
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
Rendimiento bruto	601,287	427,767	173,520	40.6
Otros ingresos (gastos), neto	14,355	(33,368)	47,723	143.0
Gastos generales:				
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
Rendimiento (pérdida) de operación	445,458	228,928	216,530	94.6
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
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	420,179	12,573	407,606	3,241.9
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
Total de derechos, impuestos y otros	320,181	307,349	12,832	4.2

Rubro	2022	2021	Variación	
			Importe	%
Rendimiento (pérdida) neta	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)
Total de otros resultados integrales	89,873	213,148	(123,275)	(57.8)
Rendimiento (pérdida) integral total	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)
Rendimiento (pérdida) neta	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)
Total de otros resultados integrales	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)
Rendimiento (pérdida) integral total	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 de 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 139,772 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 29,741 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 158,232 MM\$ como consecuencia de una apreciación del peso contra el dólar de 5.7% en 2022 comparado con una depreciación de 3.2% en 2021 a pesar de una disposición en su totalidad de las líneas de crédito revolventes de corto plazo al cierre del ejercicio.
- Disminución en beneficios a los empleados en 77,185 MM\$. Este decremento se debe principalmente al aumento en la tasa de descuento la cual pasó de 8.46% al 31 de diciembre de 2021 a 9.39% al 31 de diciembre de 2022.
- Incremento en las aportaciones patrimoniales en 2022 por 211,306 MM\$ designadas para el pago de deuda, la construcción de la refinería Dos Bocas 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 del 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 211,306 MM\$, compensado por los efectos cambiarios desfavorables por conversión de monedas en 33,511 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
(millones de pesos)

Rubro	2022	2021	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
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)
Total del activo circulante	527,895	458,394	69,501	15.2
No circulante				
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)
Total del activo no circulante	1,717,663	1,593,704	123,959	7.8
Total del activo	2,245,558	2,052,098	193,460	9.4
Pasivo				
Circulante				
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)
Total del pasivo circulante	929,737	922,648	7,089	0.8
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	92,398	(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
Total del pasivo no circulante	3,084,643	3,299,451	(214,808)	(6.5)
Total del pasivo	4,014,380	4,222,099	(207,719)	(4.9)
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
Total participación controladora	(1,768,534)	(2,170,129)	401,595	18.5
Total participación no controladora	(288)	128	(416)	(325.0)
Total de patrimonio (déficit)	(1,768,822)	(2,170,001)	401,179	18.5
Total de pasivo y patrimonio (déficit)	2,245,558	2,052,098	193,460	9.4

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 decremento 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:

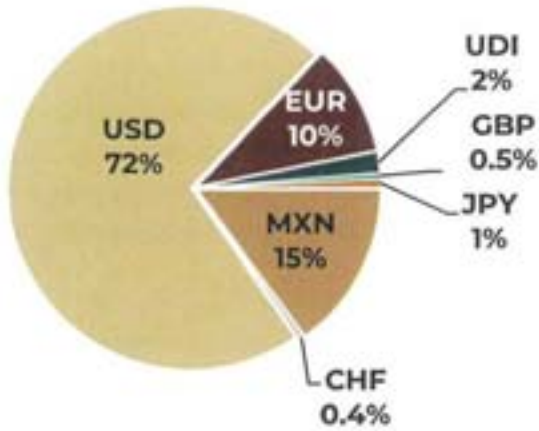
Por tipo de moneda

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.

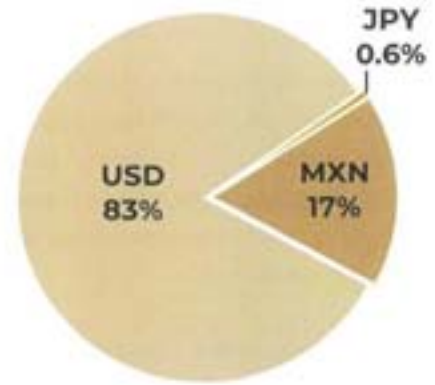
El resto de la deuda fue contratada en pesos o en Unidades de Inversión (UDIs). La totalidad de la deuda contratada en UDIs se convierte a pesos por medio de instrumentos financieros derivados con el fin de mitigar el riesgo inflacionario.

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

Deuda por moneda de contratación



Por exposición al riesgo

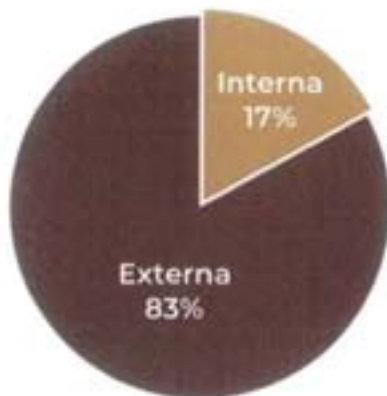


Por tipo de tasa

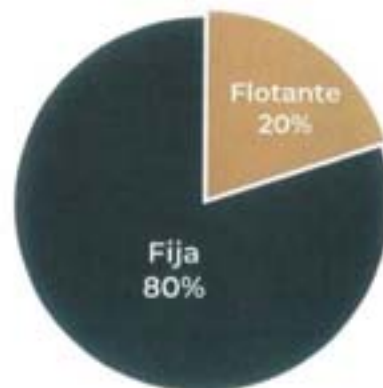
El 80% de la deuda de Pemex fue contratada a tasa fija, lo que mitiga el impacto de incrementos en las tasas de referencia derivados de la volatilidad en los mercados financieros. Por otra parte, se destaca que el 17% de la deuda de Pemex está contratada en moneda nacional (deuda interna).

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

Por tipo de deuda



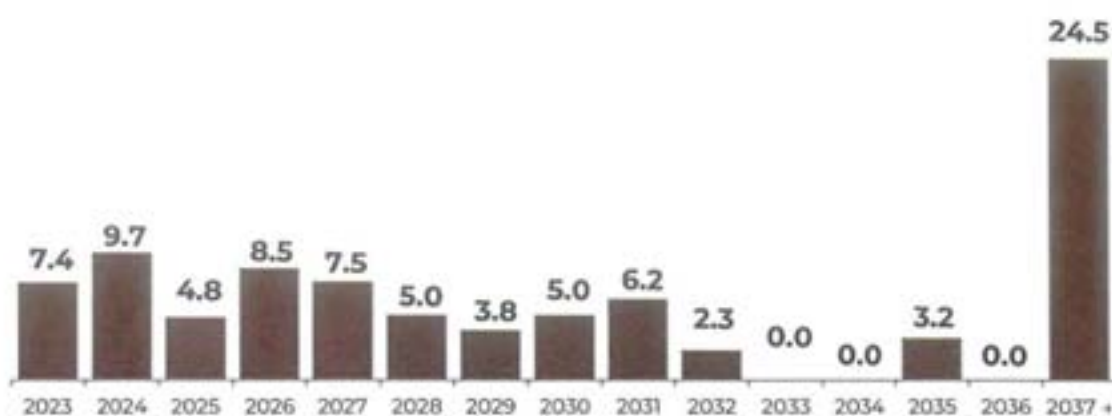
Por tipo de tasa



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 periodos, 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, 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 ¹ (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	22/21 Real ²
Ingresos	1,932,454	1,902,183	2,617,764	2,617,764	715,581	37.6	0.0	26.6
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	0.0
Egresos	1,725,393	1,822,377	2,447,078	2,447,078	624,701	34.3	0.0	32.5
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	382,237	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. (%)		
	Ejercicio	Pro-grama (1)	Modifi-cado (2)	Ejerci-cio ¹ (3)	Diferen-cia (3-1)	Ejer/Prog	Ejer/Mod	22/21 Real ²
Balance Primario	207,060	79,806	170,686	170,686	90,880	113.9	0.0	-23.0
Costo Financiero	142,079	142,556	132,359	132,359	-10,197	-7.2	0.0	-13.0
Balance Financiero	64,981	-62,750	38,328	38,328	101,078	161.1	0.0	-44.9
Ingresos Propios ³	791,718	716,087	841,436	841,436	125,349	17.5	0.0	-0.7
Endeudamiento neto	-69,809	65,000	-48,585	-48,585	-113,585	-174.7	0.0	-35.0
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	327,176	228.4	0.0	-42.4
Revaluación por tipo de cambio	11,658	0	2,690	2,595	2,595	n.r.	-3.5	-79.2
Incremento (uso) caja	6,831	2,250	-7,567	-7,663	-9,913	-440.6	1.3	-204.8

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

1 Cifras de Cuenta Pública.

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

3 Ingresos propios = total de ingresos - impuestos - mercancía para reventa.

n.r. 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 129,018.3 MM\$ para la construcción de la refinería Olmeca 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 892.9 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 IEPS derivado del decreto publicado el 4 de marzo de 2022 y 63,492.0 MM\$ por devolución de IVA e IEPS 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 Standby en Pemex Exploración y Producción.

Egresos

Gasto programable

El ejercicio del gasto programable, considerando operaciones ajenas netas, 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 636,281 MM\$.

Con relación al presupuesto original:

- El gasto corriente disminuyó 2,526 MM\$, equivalentes a una baja de 1.8%, al ubicarse en 134,703 MM\$.
- Las pensiones y jubilaciones fueron inferiores en 746 MM\$, representando 1.1% 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 88,313 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 internos autorizados 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 (MMMUS\$)	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 ¹
Total	393,160	429,676	467,156	467,156	37,480	8.7	0.0	11.0
Pemex Exploración y Producción	240,581	364,000	286,431	286,431	-77,569	-21.3	0.0	11.2
Pemex Transformación Industrial ^{2,3}	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
Total	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
Total	123	100	316	99	638
Pemex Exploración y Producción	66	70	176	87	399
Pemex Transformación Industrial	19	0	128	8	155
Pemex Logística	18	4	12	4	38
Pemex Corporativo	20	26	-	-	46

8

GOBIERNO
CORPORATIVO



En 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

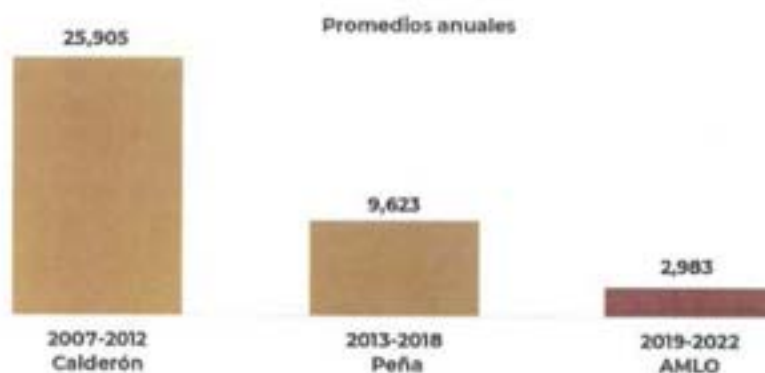
Al cierre de diciembre de 2022, Pemex totalizó una plantilla de 116,063 plazas ocupadas, siendo 93,491 de régimen sindicalizado (80.6%) y 22,572 correspondieron a personal de confianza (19.4%).

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 sexenio corresponde al promedio aritmético. Para obtener pesos constantes de diciembre de 2022, se tomó el INPC promedio de los años correspondientes a cada sexenio y el de diciembre de 2022 se comparó contra éste.

APP Pemex Asiste¹²

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 cumplen 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

¹² 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-SF); 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 cumpla 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 (SNR).

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, INSABI 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 del Centro de Innovación Aplicada en Tecnologías Competitivas, auspiciado por el extinto Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, bajo la coordinación de la UNLP, se obtuvo la Certificación Nacional de 66 trabajadores (10 mujeres y 56 hombres), capacitados mediante el "Programa de capacitación en Operación de Sistemas de Medición de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos".
- En coordinación con diversas instituciones, se logró la capacitación a distancia de 15,332 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 especialización 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, quienes iniciaron sus estudios en enero: 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 concluyó 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 (tres mujeres y dos hombres), tres para la Maestría en Dirección Estratégica de Capital Humano con el 30%, impartidas por la Universidad Anahuac 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 Energías Asociadas, impartida por el Instituto Politécnico Nacional (IPN), en la modalidad a distancia de agosto de 2022 a julio de 2023.

- Se inició con la capacitación de 40 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 PTP participe en el Curso de Geofísica a distancia, que impartió la empresa japonesa JOGMEC.
- Se formalizó el Convenio de Colaboración para Cursos Especiales en Programas de Capacitación con el Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa (ILECE).
- 59 trabajadores de mandos medios se capacitaron a distancia a través del curso "Impacto del liderazgo en las Organizaciones", impartido por el PNE.
- 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 ILSA Servicios.
- Se inició con la capacitación en los Talleres de Mantenimiento, a través de personal jubilado de Pemex con la formalización de Acuerdos de Capacitación, el cual cuenta con la revisión jurídica.
- Se concluyó con la formalización del Convenio Modificador 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 Trón.

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:

Estándar de competencia	EPS
1. Operación de equipos de control a presión de línea de acero de servicios a pozos	PEP
2. Operación de equipos de control de presión de registros y disparos de servicios a pozos	
3. Operación de equipo automatizado de perforación terrestre y marino (Amphion)	
4. Operación de equipo automatizado de perforación terrestre y marino (Drillmec)	
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-Práctico (Actualización EC1079)	CORP
7. Evaluación de los factores de riesgo ergonómico en los centros de trabajo, derivados del manejo manual de cargas	
8. Elaboración de resumen de la aplicación de cuestionarios para identificar acontecimientos traumáticos severos, factores de riesgo psicosocial y el entorno organizacional	
9. Inspección física y documental de autotanques que transportan hidrocarburos y petrolíferos	
10. Aplicar los lineamientos en materia de instrucción interna en Petróleos Mexicanos durante un evento de formación especializada	
11. Vigilancia y patrullaje de seguridad física en instalaciones petroleras (Actualización ECM0211)	
12. Operación de especialidades con binomios caninos en instalaciones petroleras (Actualización ECM0210)	
13. Mantenimiento a equipo biomédico de diagnóstico básico	
14. Verificación de las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo	

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
Total	573

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 LGTBTTI+

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
Total, de vacunas aplicadas	298,861

*Octubre 2022 a Enero 2023

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 41,082 consultas durante el periodo, en un total de 9,226 derechohabientes en seguimiento por el equipo multidisciplinario conformado por médicos, enfermeras, nutriólogos, activadores físicos y psicólogos quienes mediante intervenciones clínicas y psico-educativas, promueven 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 infecto-contagiosas 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 65,103 pruebas de diagnóstico, con las cuales se han logrado descartar 27,705 y confirmar 39,398 casos de COVID-19. Adicionalmente, de la revisión no ceros sospechosos, se ha logrado detectar anticuerpos contra SARS-CoV-2 en 635 personas y se ha identificado asociación epidemiológica por revisión molecular de 4,398 personas, por lo que se han confirmado por PCR y asociación clínico epidemiológica un total de 43,398 casos de COVID-19.

lamentablemente, hasta el 31 de diciembre de 2022 se registraron 4,208 defunciones de las cuales 2053 ocurrieron en jubilados, 1,464 en familiares, 574 trabajadores y 77 enfermos. El promedio de edad de los fallecidos es de 68 años, 2,646 hombres y 1,582 mujeres. Las comorbilidades más frecuentes son hipertensión arterial crónica, 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.

- Jornada de Salud Pública Permea enfocada en la salud de la mujer del 16 al 25 de marzo "Mujer saludable, mujer fuerte".
- Jornada de Salud Pública Permea del 6 al 30 de junio, "Cuida tu salud".
- Jornada de Salud Pública Permea del 31 de octubre al 16 de noviembre con el tema "Juntos tomamos juntas por la salud de nuestras familias".
- Semana de salud "Manti", del 3 al 14 de octubre 2022. "Más sanos, más felices. ¡Protégelos!".
- Semana Nacional de Información al Medio Ambiente y a la Comunidad Profesional y Alcohólicos Anónimos (Juntos salvando vidas), del 27 al 29 de enero 2022.
- Mes de la salud del hombre "Cuida de ti, la mujer es de valientes", del 17 al 28 de febrero 2022, con el objetivo de identificar los riesgos a la salud masculina para prevenir enfermedades y promover estilos de vida saludables.
- Semana de conmemoración de la jornada de madres como motivación 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 en la adolescencia 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 de tabaco en el mundo, informar acerca de los peligros a la salud para los consumidores.
- Del 1 al 5 de junio se llevó a cabo la semana de lucha contra el dengue, chikungunya y zika, con el fin 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 materna 2022: “educación de embarazadas del mesoatlántico, con el tema: ¿quién su vida empieza con un buen peso? detecta a tiempo algún síntoma de riesgo en tu embarazo”.
- Del 22 al 25 de agosto se llevó a cabo la semana de planificación familiar 2022 con el tema: Planificar es un derecho que se decide en pareja!

Adicionalmente del 1º al 31 de octubre fue dedicada a la prevención de cáncer de mama, con el objetivo de sensibilizar a la población en su comportamiento 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 toma de salud del adolescente.

La atención médica integral se ha realizado acorde a las principales patologías de los derechohabientes en este sentido se observa que las dos principales causas de enfermedad común son 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 418.945 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 derivados: Código Mater, Código Pediátrico, Código Diagnóstico / infarto agudo al miocardio, Código Stroke y Código Sepsis” con lo cual se continúa a la baja en la mortalidad y/o morbilidad materna 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\$, 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 568 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 no respondientes al 10.9% y 48 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 374 contratos preparatorios correspondientes al 67.6%; asimismo se realizaron 154 acuerdos referenciales correspondientes a 32.2% y un Nuevo Modelo de Abastecimiento el cual se refiere al fideicomiso para el uso de datos geodométricos^h correspondiente al 0.2%.

Cabe destacar algunas importantes contrataciones efectuadas 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 23,578 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.

^h El término "datos geodométricos" deriva de los conceptos "geografía" y "metrología".

ⁱ La geodometría proporciona información sobre áreas que no contienen datos geográficos (juntas), así como se usa para producir información sobre áreas en áreas donde solo existe el área 2D, y mejorar la interpretación en áreas donde no existen datos geográficos 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 periodo 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 periodo 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- Basificación y Jubilación se liberó una plataforma tecnológica que permita a los empleados sindicalizados de Pemex darles seguimiento a las gestiones para su jubilación, así como a los empleados transitorios proporcionarles 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 ventanilla digital vía móvil, con el objetivo de transparentar y hacer más eficiente los trámites de los trabajadores, entre los que destacan: registro de solicitudes para préstamos administrativos, 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 el licenciamiento de los sistemas de automatización y se realizarán servicios de ingeniería para 49 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 consiste en la actualización de la plataforma de control de Terminales de Almacenamiento y Despacho de Pemex Logística con vigencia al 31 de diciembre de 2023.
- Se han gestionado 28 riesgos mediante la ejecución de iniciativas de contratación y dos iniciativas se encuentran en proceso. Con anterioridad se han mitigado riesgos, disminuyendo la posibilidad de materializaciones que deriven 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 7,635 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, redes e infraestructura, modelo de operación, políticas de usuario final y apoyo necesario para la continuidad operativa.
- Se llevó a cabo la contratación de servicio de arrendamiento de equipo de cómputo para sustituir los equipos obsoletos que más de 39,000 trabajadores a nivel nacional utilizan. El despliegue 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, 39 eventos entre fugas, derrames e incendios.

Tomas clandestinas

Se incrementó la incidencia de tomas clandestinas en 26.4%, al pasar de 1,037 tomas en 2021 a 1,394 en 2022.

Se recuperaron 12,474,679 litros de hidrocarburo, con un valor comercial estimado en 207,722,602 pesos. Se aseguraron 1,339 vehículos utilizados para el transporte de hidrocarburo robado (tracto-camiones, pipas, camionetas, pick-up, coches y motocicletas); 270 predios; se localizaron y destruyeron 101 túneles, y 51 armos relacionados 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 (PLG) 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 PEP por 18.5 MM\$.

Tratándose de Arbitrajes Internacionales, destaca BW Bergesen Worldwide Pte. Ltd., en contra de PEP, donde se logró formalizar de manera concluida y sin interrumpir operaciones, a transferencia, adquisición y operación del Floating, Production, Storage and Offloading (FPSO) o Unidad de Producción Flotante Almacenamiento y Descarga "El Señor del Mar" (Yumi Kák-Náao) 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 Andrea Elizondo, por lo que se han recibido 104 MMUS\$ de los 216 MMUS\$ 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 sobreseimiento de un juicio contencioso administrativo con un ahorro de 42.3 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 recompró 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
Totales	1,400,751	776,273	55,567	11,487	2,244,078
Tabasco	279,066	378,274	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
Guanajuato	39,531	9,811			49,342
Chiapas		22,487	17,147		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 amoníaco 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 amoníaco 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 8 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 73 MM\$ y 13 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 reencarpitaron 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 monitoreos de control interno financiero (prueba de efectividad y diseño), en 2021 se realizaron 98 y en 2022 se lograron llevar a cabo 131.

Como parte de las acciones para la promoción del control interno, se encuentran la capacitación en la materia, la identificación de nuevos ciclos de transacciones e incrementar el alcance en la evaluación continua del control interno, así como la atención de las observaciones del 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 36, lo que significó un avance en este tema.

Administración de riesgos empresariales

Pemex y sus EPS están expuestos a diversos riesgos a lo largo de su cadena de valor como son los relacionados con: la exploración 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, el 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:

El 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 del año, el porcentaje de dicha cartera en proceso de recuperación judicial y de garantías representó aproximadamente el 0.36%.

El Grupo de Trabajo de Riesgos Financieros (GTRF) 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 (GTARCOS), 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 A1 y no-tolerables A.

En octubre de 2022, se autorizó la constitución del Grupo de Trabajo de Administración de Riesgos Ambientales (GTARA), 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 diseña 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 3,838 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

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, superando 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.

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 encaminadas 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 precios¹. 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

¹ <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 reponerlas, 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 reenfoque 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*², 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 2023³.

El tipo de cambio FIX⁴ 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 (MMMUS\$). Sin embargo, dicho monto continuó 17% por debajo de los 499 MMMUS\$ 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

² 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 estén ubicados en destinos cercanos y con una zona horaria semejante.

³ <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, México), 30 de enero de 2023.

⁴ 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 interrupciones 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% (411.1 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 turbosinas; 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 líquidos⁵, donde se mantuvo una tendencia creciente, al incrementarse el nivel registrado en 1.6% 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 POFAT. Los factores que impidieron alcanzar los resultados previstos

⁵ Producción de crudo y condensados sin socio.

incluyen la declinación en la producción de los campos Xanab, Ku, Maloob 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 hidrocarburo⁶, 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 estos 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 amoníaco. 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	POFAT	Observado	Variación Plan de Negocios (%)	Variación 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	- 62.8	38.3	N/A	N/A

⁶ Sin nitrógeno y sin socios.

Indicadores seleccionados asociados al Plan de Negocios 2021 – 2025

Plan de Negocios	Programado	Observado	Variación (%) ²
Indicadores principales del PN 21-25			
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento (MMbpce) Estrategia 2.1	≥ 950	608 ¹	- 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
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm ³) 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 (MMbpce) Estrategia 2.3	150 a 200	98	- 34.7 ³
Producción de líquidos (Mbd) Estrategia 3.1	521	388	- 25.5
Producción de gas (MMpcd) Estrategia 3.1	1,594	1,121	- 29.7
Reserva a reclasificar (MMbpce) Estrategia 3.2	1,198	164	- 86.4
Factor de insumo etano etileno (t/t) Estrategia 5.3	1.32	1.38	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 (CPGs) (%) Estrategia 7.1	6.0	17.7	11.7
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de los CPGs (%) Estrategia 7.1	85.0	5.1	- 79.9
Índice de paros no programados en los Complejos Petroquímicos (CPQs) (%) Estrategia 7.1	3.0	13.0	10.0
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de los CPQs (%) 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 (%) ²
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 refinerías (m ³ /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 ³ /Mpc) Estrategia 4.2	0.025	0.031	24.0
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (m ³ /t) Estrategia 4.2	49.86	239.51	380.4
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoniaco) (m ³ /t) Estrategia 4.2	25.33	18.13	- 28.4
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (m ³ /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 ₂ 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 refinerías (tCO ₂ 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 ₂ 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 ₂ e/t) Estrategia 4.2	4.11	17.31	321.2
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (amoniaco) (tCO ₂ 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 ₂ e/t) Estrategia 4.2	1.58	2.62	65.8

Plan de Negocios	Programado	Observado	Variación (%) ²
Índice de Consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas (GJ/Mbpce) Estrategia 4.2	191.38	154.44	- 19.3
Índice de Consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías ⁴ (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	82.13	264.15	221.6
Índice de Consumo energético en la producción de petroquímicos (amoníaco) (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 dictaminación 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 (150 MMbpce).

4. 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.

+ Los riesgos críticos A1 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 ¹ (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 ² (MMpcd)	4,051	3,866	- 4.6
Producción de gas LP ³ (Mbd)	111	82	- 26.3
Producción de etano (Mbd)	86	46	- 46.8

1. Gasolinas, diésel, turbosina, gas LP, gases de refinería, gasóleos, aceite ciclico ligero, combustóleo, asfaltos, coque, lubricantes, aeroflex 1/2, extracto de furfural y parafinas.

2. Producción de gas natural de Pemex sin nitrógeno. No incluye producción del Estado ni de socios.

3. Incluye producción en CPGs 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 mostraría 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% (553.5 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 Pemex⁷. A pesar de esta evolución favorable, el

⁷ La CNH certificó 161 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 MMbpce (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 refinerías 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 CPGs 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 CPQs 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/Mbpce (79.3%) por debajo de la meta, y en el proceso de crudo con una disminución de 2.08 GJ/Mb³ (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 0.14 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 181.1 MMM\$ respecto a lo estipulado en el PN 21-25, pasando de un déficit previsto

³ 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 1429 MMM\$ a un superávit realizado de 38.3 MMM\$. 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 MMMUS\$, 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 80.1 MMM\$. Las condiciones del entorno, así como las aportaciones del Estado llevaron a aumentar los ingresos corrientes en 715.6 MMM\$, de los cuales solo 101.1 MMM\$ 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 MMM\$ 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 164 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 variaran a la baja en 651 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 MMMUS\$) más altos.

Al igual que lo descrito con relación al nivel de actividad de refinación, la elaboración de petrolíferos creció en 106.6 Mbd (15.1%) 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	186.8	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 6.8% 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 MMM\$ (44%) 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 (124%).

Resultados financieros y presupuestales

Balance financiero y saldo de la deuda financiera

El PN 21-25 planteaba que en 2022 Pemex podría incurrir en un déficit financiero de hasta 142.9 MMM\$. En la conformación del POFAT, ante perspectivas de un entorno más favorable, se redujo en 80.1 MMM\$ 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 MMM\$ para alcanzar un superávit de 38.3 MMM\$.

El ingreso corriente se ubicó 715.6 MMM\$ (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 MMM\$, con cerca de la cuarta parte de las mismas, es decir 45.4 MMM\$, siendo destinados al pago de deuda, y los restantes 142.9 MMM\$ fueron aprovechados para la capitalización de Pemex, distribuyéndose estos últimos en 90.3% para la construcción de la refinería Olmeca y 8.2% a la rehabilitación del SNR; en este año también se obtuvieron también 23 MMM\$ 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 MMM\$ por encima de lo originalmente presupuestado, el resultado del periodo solamente mejoró en 101.1 MMM\$, 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 MMM\$ (130.8%) más amplio por compra de mercancía para reventa y 90.4 MMM\$ (11.2%) mayor destinado a impuestos. El primer elemento se encareció, en parte, por los aumentos de 42.9% y 74%, 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 MMM\$ (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 MMM\$, aun cuando el monto registrado en ventas se amplió 220.9 MMM\$ en el sector externo, y 412.7 MMM\$ 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 MMM\$ 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 MMM\$ (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 MMM\$ en 2021 a 467.2 MMM\$ 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 MMM\$ (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 MMM\$, de los cuales, 733.9 MMM\$ 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% (887.8 MMM\$), mientras que el último lo hizo en 48.7% (240.5 MMM\$), 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 MMM\$ 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 MMM\$ 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 MMM\$ (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 MMMUS\$, lo cual representa una reducción de 1.3 MMMUS\$ (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 MMMUS\$ (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 MMM\$ (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 MMM\$ (7.5%), mientras que la de corto plazo se redujo 26.3 MMM\$ (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 MMM\$ (6.9%) el saldo a cubrir a los proveedores, quedando pendientes de pago por dicho concepto, 282.2 MMM\$ 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 8.1 MMM\$ 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 seleccionados⁹ fue de 9.9 MMM\$, 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 MM\$ 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 MMM\$ asignados, mientras que en comunicaciones, la disminución fue de 55.5% con relación a lo originalmente planeado, ocupando para ello 0.06 MM\$ de los 0.13 MM\$ disponibles.

Gasto en viáticos

El gasto destinado al pago de viáticos presentó un incremento de 32% (96 MM\$) al comparar con el monto presupuestado para dicho concepto, cerrando 2022 con un ejercicio de 393.3 MM\$, 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 MM\$ tras haber previsto una cantidad 42 MM\$, es decir, un aumento de 220.4 MM\$, 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 MM\$) en esta última área y de 64% (36.9 MM\$) en Pemex Transformación Industrial (PTRI).

Gasto en servicios personales

En 2022, el gasto de 92.4 MMM\$ 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 MMM\$), seguido por prestaciones contractuales de operación, con una disminución de 12.4% (1.6 MMM\$). 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 MMM\$ nominales más que en 2021, equivalente a un crecimiento de 0.3%.

⁹ Incluye comisiones y movilizaciones, viáticos, energía eléctrica, agua, consultorías, asesorías, servicios médicos, boletos de avión, arrendamientos, papelería, impresión, fotocopiado, mensajería, paquetería, programas de capacitación, becas, 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 previsión 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 líquidos¹⁰ 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 POFAT para el ejercicio evaluado, se ajustó el objetivo a 1,914 Mbd, quedando el resultado obtenido 7.8% por debajo de esta última meta.

Del volumen registrado de hidrocarburos líquidos sin socios en el periodo analizado, el 94.4% correspondió a crudo¹¹ (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 POFAT.

El desempeño fue inferior a la programado, 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 electrocentrifugo), 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.

¹⁰ Producción de crudo más producción de condensados.

¹¹ 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 31.1 MMMUS\$ en 2022, que en comparación con los 24.4 MMMUS\$ del año previo, representó un incremento de 27.1% (6.6 MMMUS\$). 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 88.21 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 MMMUS\$ en ventas, mientras que la proporción restante fue con crudo tipo Istmo, que aportó el 31.3% de los ingresos, equivalentes a 9.7 MMMUS\$.

Incorporación de reservas 3P por descubrimiento

Al 1º de enero de 2023, la incorporación preliminar¹² 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 Tupilco 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 Tlalkivak-1, Pokche 101, Akal 501, Xanab 201, Macuil-1 ventana, Atoyatl-1, Niquita-1DEL, 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 Cibix 401; gracias a los cuales se considera posible adicionar 46.6 MMbpce.
- Finalmente, se anticipa 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,

¹² Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º 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 MMbpce, volumen inferior en 52 MMbpce respecto al límite inferior de la meta programada en el PN 21-25, la cual proponía alcanzar al menos 150 MMbpce. Lo anterior representa una variación desfavorable de 53.1%. 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 petrolíferos¹⁴ 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 15.1% (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

¹⁴ Incluye: Gases de refinería, propano-butano lo cual incluye el gas licuado (retorno) del proceso de la mezcla de butanos (líquidos del gas), gasolinas, turbosina, diésel, gasóleos, aceite ciclico ligero, combustóleo, asfaltos, coque, lubricantes, aroflex 1/2, extracto de furfural, grasas y parafinas. No incluye gas LP de CPGs ni CPQs.

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 mejoría 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 MMMUS\$ 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 (16.3%) para constituir 39.8% 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 POFAT. 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 POFAT, 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 80% 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 coloca un importante volumen de elaboración 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 MMpcd, de los cuales 3,866 MMpcd se conformaron por gas hidrocarburo¹⁴, y los restantes 827 MMpcd correspondieron a nitrógeno. En lo referente a la parte del gas hidrocarburo, el volumen extraído fue menor en 185 MMpcd (4.6%) con respecto a la meta establecida en el POFAT, aun cuando resultó superior en 173 MMpcd (4.7%) al resultado observado en 2021; por otra parte, el nitrógeno obtenido registró un comportamiento favorable, con una disminución de 305 MMpcd (27%) con relación al compromiso definido en el POFAT y de 151 MMpcd (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 MMpcd) por debajo de la meta planteada en el PN 21-25, sumó durante el ejercicio evaluado 1,120 MMpcd, destacando que el 80% de dicho volumen (896 MMpcd en promedio), fue aportación de los campos Quesqui (Región Sur), Ixachi (Región Norte) y Koban (Región Marina Suroeste).

Por otra parte, el envío de gas hidrocarburo a la atmósfera se ubicó en 433.6 MMpcd en 2022, mitigándose en 30.1% respecto a los 620.5 MMpcd 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 CPCs observaron el siguiente comportamiento:

- El gas seco alcanzó una producción de 2,258.2¹⁵ MMpcd, lo que representa un aumento de 188.5 MMpcd (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 MMpcd; no obstante, a pesar de dicho incremento, el registro fue menor en 4.6% con respecto a la meta establecida en el

¹⁴ Incluye bióxido de carbono.

¹⁵ 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 CPGs se redujo en 25% (2.1 Mbd) y 26.3% (29.1 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 promedió 45.8 Mbd, ubicándose 16.4% (9.0 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 propano refrigerante utilizado en los CPGs 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-Guadalajara, 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 preliminares¹⁶ 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 amoníaco

La producción de amoníaco 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 7.1 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 amoníaco total que comercializó Pemex. El producto de importación, en cada uno de los periodos se colocó 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.

¹⁶ 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 internacional¹⁷. 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 CPGs, al registrar un IPNP de 17.7%, superior en 11.7% respecto al valor comprometido para este año y en 12% 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 CPGs 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

¹⁷ 12342 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 avalados 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 avalados. Cabe señalar que durante el ejercicio evaluado se avanzó también en la atención a los RCA1 los avalados 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 establecido¹⁸.

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 (MMm³), resultado 30.8% inferior a la meta de 49.4 MMm³ 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

¹⁸ La documentación del indicador señala que durante el año de evaluación, el porcentaje de atención se calcula 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 avalados 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 considerados¹⁹ para su evaluación; en contraste, el índice en la producción de petroquímicos (amoníaco) 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 m³/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 m³/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 analizadas²⁰ únicamente cumplió con la meta en la producción de petroquímicos (amoníaco), 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 CPGs mayor en 108.5%, con relación de sus respectivos valores compromiso.

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 impidió 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%.

¹⁹ Proceso de crudo en las refinerías, proceso de gas en complejos procesadores, producción de petroquímicos (derivados del etano), producción de petroquímicos (amoníaco) y producción de petroquímicos (metanol y aromáticos).

²⁰ 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 (amoníaco) y producción de petroquímicos (metanol y aromáticos). Los gases efecto invernadero considerados son el dióxido de carbono (CO₂) y el metano equivalente (CH₄).

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 Cahuá.* 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 Itta.* 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 Ixachi.* 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 Koban.* 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 113.4%. Por otra parte, prácticamente triplicó su aportación de gas, llegando a 90.7 MMpcd.
- *Campo Manik 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 aún se encuentra en la etapa de desarrollo y se pretende mantener su vida productiva mediante reparaciones mayores.

- **Campo Octli.** 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-Chejekbal.** 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 Suuk.** 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 Teca.** 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 Telt.** 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 Tlacame.** 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 Valeriana.** 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 Mbd²¹, 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 Quesquí (88.7 Mbd), 506.7% en Pokche-Chejekbal (22.8 Mbd), 29.2% en Ixachi (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 proveer 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 Hok (3.4 Mbd), 40% en Octli (8 Mbd), 37.5% en Xolotl (0.9 Mbd), 32.3% en Manik NW (3.2 Mbd) y 20.4% en Tlacame (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 aguardar 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

²¹ 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% (104.2 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 lineamientos²² 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 m² 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 desagües 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.

²² 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 ésta, 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 subsecuentes.

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 responden 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 corrientes 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 subsecuentes. 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 subsecuente, 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 38.3 MMM\$. 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)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (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.						
Endeudamiento neto en términos reales (MMM\$)	DCF	-57.8 ↓	-68.5	0	N/A	↓
1.2 Con criterios de austeridad y eficiencia, mantener la disciplina financiera y controlar el ejercicio de los presupuestos de operación e inversión						
Balance financiero (MMM\$)	DCF	65.0 ↑	38.3	-142.9	126.8	↑
1.3 Complementar las capacidades por medio de esquemas de negocio con terceros para la ejecución de proyectos de la cadena de valor.						
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	↓
2.1 Incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aledañas a campos en producción.						
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento (MMbpce)	PEP	505 ↓	608	≥ 950	-36.1	↓
2.2 Asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias en plays establecidos y plays hipotéticos.						
Recurso prospectivo evaluado (MMbpce)	PEP	647 ↑	914	350 - 400	161.1	↑
2.3 Acelerar procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación y las reservas en campos maduros.						
Incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada (MMbpce)	PEP	131 ↓	98	150 - 250	-34.7	↓
3.1 Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos.						
Producción de líquidos (nuevos campos) (Mbd)	PEP	221 ↓	388	521	-25.5	↓
Producción de gas (nuevos campos) (MMpcd)		568 ↓	1,121	1,594	-29.7	↓
3.2 Priorizar y desarrollar las actividades que permitan restituir las reservas probadas.						

INFORMACIÓN GENERAL

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022			
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)	
Reserva a reclasificar (MMbpce)	PEP	303 ↓	165	1,198	-86.2	↓
3.3 Ejecutar actividades para atenuar la declinación de los campos.						
Porcentaje de atenuación en la declinación de la producción de aceite de los campos (%)	PEP	7.3 ↑	4.0	> 3	1.0	↑
3.4 Incrementar la producción de gas no asociado.						
Producción de gas no asociado por CSIEE (MMpcd)	PEP	0 ↓	0	> 59	-100.0	↓
4.1 Fortalecer la responsabilidad social en las comunidades petroleras procurando relaciones de confianza y corresponsabilidad.						
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	↑
4.2 Reducir el impacto ambiental y mejorar la gestión energética en las actividades industriales.						
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (m ³ /b)	Ambiental	0.44 ↑	0.38	0.34	11.8	↑
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (m ³ /Mpc)		0.033 ↑	0.031	0.025	24.0	↑
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (m ³ /t)		146.69 ↑	239.51	49.86	380.4	↑
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoníaco) (m ³ /t)		16.97 ↓	18.13	25.33	-28.4	↓
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (m ³ /t)		6.38 ↑	9.65	3.89	148.1	↑
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm ³)		26.6 ↓	34.2	49.4	-30.8	↓
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO ₂ e/Mbpce)		44.81 ↑	38.80	22.55	72.1	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías (tCO ₂ e/Mb)		58.51 ↑	62.49	43.14	44.9	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los complejos procesadores de gas (tCO ₂ e/MMpc)		9.83 ↑	10.03	4.81	108.5	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (tCO ₂ e/t)		12.14 ↑	17.31	4.11	321.2	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (amoníaco) (tCO ₂ 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 ₂ 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 (%)	DCAS	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 psicosocial otorgados por el CABLAG (%)		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)	PTRI	N/A	N/A	340	N/A	
Producción de gasolina (Mbd)			N/A	-	N/A	
Producción de diésel (Mbd)						
Producción de turbosina (Mbd)						
5.2 Orientar infraestructura de Pemex Transformación Industrial hacia productos de mayor valor.						
Producción incremental de gasolina en Tula (Mbd)	PTRI	N/A	N/A	-	N/A	
Producción incremental de diésel ultra bajo azufre en Tula (Mbd)						

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 ↓
5.3 Incrementar la utilización y eficiencia de la infraestructura de la cadena de etano-etileno y derivados maximizando el consumo de etano.					
Aprovechamiento de la capacidad instalada (%)		23.3 ↓	50.5	≥ 69	-18.5 ↓
Factor de insumo etano-etileno (t/t)	PTRI	1.30 ↓	1.38	1.32	4.5 ↑
Etano enviado al gas combustible en los CPQ Cangrejera y Morelos (%)		14.2 ↑	27.7	< 2.5	25.2 ↑
5.4 Mantener la operación de manera confiables y aprovechar el potencial de la infraestructura de fertilizantes.					
Producción de amoníaco (Mt)	PTRI	244 ↓	278	296	-6.2 ↓
6.1 Incrementar la capacidad y la flexibilidad en el manejo de crudo y gas con la calidad requerida.					
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)	PLOG	0	0	-	N/A
Capacidad operativa de tratamiento en CAB Tamaulipas (Mbd)		35 →	35	35	0.0 →
Capacidad operativa de tratamiento en CAB Cacallao (Mbd)	PLOG	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 (%)	PLOG	65.2 ↓	50.8	99	-48.2 ↓
Capacidad recuperada de almacenamiento de crudo en el SNR (MMb)	PTRI	0.7 ↓	1.8	-	N/A
6.2 Robustecer la capacidad de almacenamiento para petrolíferos e incrementar la flexibilidad en el transporte.					
Capacidad de almacenamiento recuperada en terminales (MMb)	PLOG	0.79 ↓	0.47	-	N/A
Patines de descarga instalados (núm.)		0 ↓	7	30	-76.7 ↓
Capacidad operativa de transporte marítimo (Mbd)		126 ↓	126	140	-10.2 ↓
Capacidad operativa de poliducto Tuxpan – Tula (Mbd)		66 ↓	55	130	-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		
6.3 Incrementar la certidumbre en la medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en toda la cadena de valor.							
Puntos de transferencia de custodia y medición fiscal disponibles (%)	Medición y Balances	82.2 ↑	81.9	72	9.9 ↑		
Utilización de los sistemas de medición primaria (%)		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 ↓		
7.1 Estabilizar las operaciones e incrementar la confiabilidad operacional de la infraestructura productiva en los centros de trabajo.							
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 (%)		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	↓
7.2 Reducir los costos e incrementar la eficiencia de las operaciones en exploración, producción y transformación industrial.						
Reducción de costos (%)	PEP	5.7 ↑	4.5	> 3	1.5	↑
Eficiencia en la ejecución de proyectos (%)		79.8 ↓	94.3	87	7.3	↑
Recuperación de etano (%)	PTRI	57.4 ↓	43.2	72.1	-28.9	↓
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.						
Índice de frecuencia (Accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)	Seguridad	0.35 ↑	0.49	0.22	122.7	↑
Índice de cumplimiento de planes de mitigación para riesgos críticos A1 (%)		78.8 ↓	50.2	100	-49.8	↓
Índice de atención a los riesgos críticos A1 (%)		72.2 ↓	51.6	100	-48.4	↓
7.4 Incrementar tecnologías de cogeneración para optimizar la generación y el consumo de energía en centros de trabajo de Transformación Industrial.						
Reducción del Índice de Intensidad Energética (IIE) en la Refinería de Tula (puntos del índice)	PTRI	N/A	N/A	-	N/A	
Reducción del IIE en la Refinería de Salina Cruz (puntos del índice)						
Reducción del IIE en la Refinería de Cade-reyta (puntos del índice)						
Reducción del IIE en la Refinería de Madero (puntos del índice)						
8.1 Fortalecer la presencia comercial de Pemex en los mercados en que participa.						
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	↓
8.2 Incrementar la disponibilidad de gas de Pemex Transformación Industrial mediante la adecuación de infraestructura y la diversificación de fuentes de suministro.						

Indicador	Resp.	Resultado 2021	Evaluación 2022		
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación, % (a) vs (b)
Utilización de la capacidad criogénica en CPG Matapionche (%)	PTRI	7.6 ↓	6.8	≥ 84.6	-77.8 ↓
Utilización de la capacidad criogénica en CPG Burgos (%)		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 ↓
9.3 Fortalecer la ciberseguridad en los sistemas de tecnologías de la información y operacionales.					
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
10.1 Satisfacer con oportunidad y calidad los requerimientos de abastecimiento de la cadena de valor.					
Efectividad del Programa Anual de Contrataciones (%)	DCAS	70.1 ↑	331.4	40	291.4 ↑
Reducción de los tiempos de contratación con respecto a la duración estándar (%)		-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 ↑
10.2 Alinear las tecnologías de información a las necesidades y prioridades de la cadena de valor.					
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 ↓
10.3 Capturar oportunidades de mejora regulatoria en beneficio de las actividades y operaciones.					
Éxito en la gestión regulatoria (%)	Regulación	79.8 ↑	88.2	83	5.2 ↑
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.					
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		
			Resultado (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	3.8 ↑
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.					
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 (MMMUS\$)		109.3 ↑	107.7	105	2.6	↑

Para los indicadores 8.1 de Pemex Transformación Industrial son información clasificada como confidencial en términos de lo previsto en el artículo 113, Fracción II de la LFTAIP, con relación al artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos y 116 de la LGTAIP. La información contiene partes confidenciales que hace referencia a secretos comerciales, es decir, acciones, proyectos, estrategias que al darlas 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 LFTAIP, con relación al artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos y 113 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 salvaguardia 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 (Déficit)	9
De Flujos de efectivo	10
Notas a los estados financieros consolidados	
1. <u>HISTORIA, NATURALEZA, MARCO REGULATORIO Y ACTIVIDADES DE PETRÓLEOS MEXICANOS, EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS</u>	11
2. <u>AUTORIZACIÓN Y BASES DE PREPARACIÓN</u>	12
3. <u>POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS</u>	14
4. <u>PRONUNCIAMIENTOS NORMATIVOS EMITIDOS RECIENTEMENTE</u>	34
5. <u>ENTIDADES SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS</u>	34
6. <u>SEGMENTOS DE OPERACIÓN</u>	35
7. <u>INGRESOS</u>	40
8. <u>INSTRUMENTOS FINANCIEROS</u>	46
9. <u>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO</u>	50
10. <u>CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR FINANCIERAS Y NO FINANCIERAS</u>	50
11. <u>INVENTARIOS</u>	52
12. <u>INVERSIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS, ASOCIADAS Y OTRAS</u>	53
13. <u>POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO</u>	58
14. <u>ACTIVOS INTANGIBLES, NETO</u>	73
15. <u>PAGARÉS, BONOS DEL GOBIERNO FEDERAL, DOCUMENTOS POR COBRAR A LARGO PLAZO Y OTROS ACTIVOS</u>	74
16. <u>DEUDA</u>	76
17. <u>ARRENDAMIENTOS</u>	84
18. <u>INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS</u>	85
19. <u>BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS</u>	105
20. <u>PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DIVERSOS</u>	111
21. <u>IMPUESTOS Y DERECHOS</u>	113
22. <u>PATRIMONIO (DÉFICIT)</u>	119
23. <u>COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA</u>	123
24. <u>OTROS INGRESOS Y OTROS GASTOS</u>	124
25. <u>PARTES RELACIONADAS</u>	125
26. <u>COMPROMISOS</u>	126
27. <u>CONTINGENCIAS</u>	127
28. <u>EVENTOS SUBSECUENTES</u>	131
29. <u>GARANTES SUBSIDIARIOS</u>	133
30. <u>NOTA COMPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADA)</u>	145



KPMG Cárdenas Dosal, S.C.
Manuel Ávila Camacho 176 P1,
Reforma Social, Miguel Hidalgo,
C.P. 11850, Ciudad de México
Teléfono: +01 55 5340 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.



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 esas 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 Efectivo (UGEs) de exploración y producción y transformación industrial.

Ver nota 3H y 13 a los estados financieros consolidados

La cuestión clave de auditoría	De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría
<p>PEMEX reconoció un gasto neto por deterioro de \$86,053,421, 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"> — La razonabilidad de la metodología utilizada en la estimación de los flujos futuros de efectivo netos. — La tasa de descuento de PEMEX, comparándola con un rango de tasas de descuento desarrollado de forma independiente utilizando datos de mercado disponible.



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

La cuestión clave de auditoría	De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría
<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"> -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. -Evaluamos la metodología utilizada por los ingenieros de PEMEX para estimar las reservas probadas de petróleo y gas. -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. -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. -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.



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 NIA 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 NIA, 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 pueden 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 período 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 Dosal S. C.


C.P.C. Ericka Rangel Cuevas

Ciudad de México, a 21 de abril de 2023.

Petróleos 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	Pasivo	Nota	2022	2021
Activo circulante				Pasivo Circulante:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,9	\$ 54,413,511	76,506,447	Deuda a corto plazo y porción circulante de deuda a largo plazo	8,16	\$ 465,347,683	492,285,013
Cuentas, neto	7,8,12 A	107,147,145	131,259,081	Pasivo por arrendamiento a corto plazo	8,17	6,560,438	7,902,674
Otras cuentas por cobrar financieras	7,8,12 B	45,040,403	40,787,155	Proveedores	8	267,245,730	264,056,358
Días cuantas por cobrar de facturas	7,8,12 B	127,722,019	136,350,125	Impuestos y derechos por pagar	21	70,411,155	112,753,591
Inventarios	11	176,018,337	86,113,142	Cuentas y gastos acumulados por pagar	8,18	81,808,426	82,015,808
Bonos del Gobierno Federal	15-A	46,526,257	1,753,451	Instrumentos financieros derivados	8,19	22,747,076	13,436,046
Instrumentos financieros derivados	8,18	12,745,568	12,473,567	Total del pasivo circulante	6	979,737,258	922,648,140
Días recibos circulantes	8	3,300,078	1,650,688	Pasivo no circulante			
Total del activo circulante	6	527,854,778	458,394,044	Deuda a largo plazo, neto de la porción circulante	8,16	1,625,516,311	1,757,412,281
Activo no circulante				Pasivo por arrendamiento a largo plazo, neto de la porción circulante			
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	8,17	2,043,966	2,254,952	Beneficios a los empleados	20	64,451,087	51,448,775
Roles, derechos, propiedades, planta y equipo, neto	11	1,368,750,850	1,274,532,607	Provisiones para obligaciones diversas	20	1,306,885,675	1,384,071,545
Activos por derecho de uso	17	49,520,847	54,283,458	Otros pasivos	21	89,145,685	92,397,666
Expendidos por cubrir antes de la porción circulante	8,15-C	1,334,126	1,646,290	Otros pasivos	21	11,777,226	10,778,004
Bonos del Gobierno Federal	15-B	63,663,290	103,401,905	Impuestos a la utilidad diferidos	21	4,255,025	3,142,150
Impuestos a la utilidad y derechos diferidos	21	171,632,558	92,255,839	Total del pasivo no circulante	6	3,066,843,011	3,291,450,674
Activos intangibles, neto	14	30,024,934	20,816,146	Total del pasivo	6	4,014,380,250	4,222,098,954
Días activos	15-D	90,772,775	39,112,932	Patrimonio (deficit)			
Total del activo no circulante	6	1,737,663,266	1,593,734,127	Participación controladora			
Total del activo	6	\$ 2,245,558,044	2,052,098,171	Certificados de aportación "A"		1,619,592,294	841,265,575
				Participación no controladora			
				Aportaciones del Gobierno Federal			
				Reserva legal			
				Reservados acumulados integrales			
				Déficit acumulado			
				De ejercicios anteriores			
				Reajuste (pérdida) neto del año			
				Total participación controladora			
				Total participación no controladora			
				Total de patrimonio (deficit)			
				Total del pasivo y patrimonio (deficit)			

Las notas que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.



Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados del resultado integral

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

(cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2022	2021	2020
Ventas netas				
en el país	6,7	\$ 1,192,714,214	752,114,571	503,712,021
en el extranjero (combustibles y automotores)	6,8	111,863,936	—	—
Devaluación	6,7	1,171,471,789	738,547,826	441,234,529
ajustes por ventas	6,7	1,456,317	6,913,261	1,100,450
total de ventas		<u>2,382,146,756</u>	<u>1,498,675,658</u>	<u>946,051,000</u>
Intereses de préstamos, propiedades, planta y equipo, neto	6,21	(41,548,021)	(1,210,506)	(36,461,000)
Costo de la venta	6,21	1,699,563,672	1,066,671,702	632,674,697
Beneficio (pérdida) neta	6	<u>641,035,063</u>	<u>429,782,444</u>	<u>276,915,303</u>
Gastos de distribución, transporte y venta	6,21	(6,405,035)	(5,218,510)	(1,436,742)
Gastos de administración	6,21	(17,879,056)	(13,432,311)	(14,834,444)
Otros ingresos	6,24 A	10,641,071	17,600,406	11,258,846
Otros gastos	(6,21) B	(12,582,517)	(19,363,264)	(1,354,714)
Beneficio (pérdida) de operación	6	<u>445,810,632</u>	<u>388,158,865</u>	<u>256,546,000</u>
Ingreso financiero:	6	17,227,905	28,976,784	15,712,148
(Costo) financiamiento	6	(15,686,800)	(36,571,619)	(16,770,242)
(Gasto) o beneficio por instrumentos financieros de liquidez, neto	6,18	(2,867,931)	(35,224,745)	(17,036,144)
Beneficio o (pérdida) de cambio de tipo de cambio de los instrumentos financieros (gastos) con instrumentos financieros derivados, neto a cambio (pérdida) en cambio		<u>(25,628,775)</u>	<u>(106,597,156)</u>	<u>(216,876,145)</u>
Beneficio o (pérdida) neta en negocios conjuntos y asociadas (interiores) de negocios conjuntos	6,12	349,401	(1,088,107)	(3,640,155)
Beneficio (pérdida) antes de impuestos y otros	6,12	—	(6,393,824)	—
Beneficio (pérdida) antes de impuestos y otros		<u>420,170,378</u>	<u>280,272,245</u>	<u>(227,470,602)</u>
Declaración sobre ganancias de petróleo y otros	21	(41,450,684)	106,827,287	(54,502,176)
Beneficio (pérdida) impuestos neto a la entidad	21	(21,244,241)	(20,840)	(9,851,929)
Total de derechos, arrendos y otros	6	<u>320,160,859</u>	<u>307,348,122</u>	<u>(167,172,074)</u>
Beneficio (pérdida) neta	6	<u>\$ 99,049,470</u>	<u>\$ (24,775,877)</u>	<u>\$ (25,654,005)</u>
Otros resultados integrales				
Partidas que varían y afectan positivamente al resultado del ejercicio				
Efecto por conversión		(43,510,946)	7,741,186	7,271,261
Partidas que no se reclasifican positivamente al resultado del ejercicio				
Beneficio (pérdida) actuariales por beneficios a los empleados neto de impuestos		<u>175,386,107</u>	<u>705,402,809</u>	<u>(15,182,373)</u>
Total de otros resultados integrales		<u>131,875,161</u>	<u>713,143,995</u>	<u>(8,911,112)</u>
Beneficio (pérdida) integral total		<u>\$ 199,047,941</u>	<u>\$ 682,573,887</u>	<u>\$ (34,625,277)</u>
Transferencia (pérdida) neta de capital				
Participación minoritaria		\$ 303,012,051	(2,115,332,155)	(508,575,613)
Participación no controladora		(633,581)	(263,000)	(11,125)
Remanente (pérdida) neta		<u>\$ 99,363,476</u>	<u>\$ (1,994,115,277)</u>	<u>\$ (509,091,205)</u>
Otros resultados atribuibles a:				
Controlador financiero		\$ 69,876,902	213,131,470	(11,206,649)
Participación no controladora		(1,031)	3,329	(90,632)
Total de otros resultados integrales		<u>\$ 68,845,871</u>	<u>\$ 213,134,799</u>	<u>\$ (11,297,281)</u>
Resultado integral atribuible a:				
Participación no controladora		\$ 140,236,954	(81,356,692)	(20,081,211)
Participación minoritaria		(51,011)	(142,190)	(272,651)
Beneficio (pérdida) integral total		<u>\$ 139,225,843</u>	<u>\$ (81,498,882)</u>	<u>\$ (20,353,862)</u>

(1) Incluye pérdidas por inflación y participaciones y ganancias por inflación de acuerdo al activo por patrimonio de pesos en 2022, 2021 y 2020.
 (2) Incluye pérdidas por inflación de dólares.

Las notas que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.



Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de variaciones en el patrimonio o (déficit)

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

{Cifras expresadas en miles de pesos}

(Ver Nota 22)

	Participación controladora									
	Otros Recursos Ingresables acumulados					Déficit acumulado				
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva legal	Efecto acumulado por conversiones	Conversión (pérdida) acumulada por beneficios a empleados	Del exterior	De la participación asociadas	Total	Participación no controladora	Saldo patrimonio (déficit)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	\$ 524,931,447	43,730,591	1,002,130	51,201,357	(302,486,247)	(508,878,813)	(2,214,597,007)	\$ (2,405,096,772)	369,692	\$ (2,404,727,080)
Traspaso a déficit acumulado	—	—	—	—	—	508,878,813	(508,878,813)	—	—	—
Incremento a los Certificados de Aportación "A"	216,354,129	—	—	—	—	—	—	216,354,129	—	216,354,129
Pérdida integral total	—	—	—	7,715,458	(115,401,008)	(294,532,168)	—	(81,380,492)	(241,100)	(91,527,652)
Saldo al 31 de diciembre de 2021	\$ 841,285,576	43,730,591	1,002,130	58,916,725	(97,085,239)	(294,532,168)	(2,223,475,900)	\$ (1,170,129,285)	128,592	\$ (1,170,000,783)
Traspaso a déficit acumulado	—	—	—	—	—	294,532,168	(294,532,168)	—	—	—
Incremento a los Certificados de Aportación "A"	188,306,717	—	—	—	—	—	—	188,306,717	—	188,306,717
Montos procedentes de subvenciones del Fondo Nacional de Infraestructura (FONADIF)	—	23,000,000	—	—	—	—	—	23,000,000	—	23,000,000
Redondeo integral total	—	—	—	(13,508,925)	123,385,417	(60,417,051)	—	190,288,953	(417,127)	189,871,826
Saldo al 31 de diciembre de 2022	\$ 1,029,592,293	66,730,591	1,002,130	25,437,210	26,300,178	100,412,051	(3,018,008,068)	\$ (1,768,533,615)	(188,610)	\$ (1,768,822,225)

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 al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2022	2021	2020
Actividades de operación:			
Recepción de petróleo crudo	5 22,918,470	194,775,807	74,052,265
Impuestos y derechos a la utilidad	370,180,835	707,343,122	185,472,075
Depreciación y amortización de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	135,771,815	133,441,765	129,512,820
Amortización de activos intangibles	117,342	403,295	101,988
Primas de seguros, ductos, préstamos, planta y equipo	33,538,071	1,210,595	30,753,729
Pagos de dividendos pagados	7,110,165	9,750,393	17,947,722
Pagos en exceso de activos intangibles	11,911,487	17,565,073	9,404,264
Pérdida por bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	77,723,375	47,205,072	5,797,362
Reversión de derechos en uso	5,261,773	5,407,571	1,720,231
Reversión de devengado de derechos de uso	-	(571,722)	-
Deterioro en valores de compañías	-	6,721,121	-
Pérdida por cancelación de activos intangibles	-	-	195,115
Cancelación de una inversión	(801,396)	143,526	1,103,594
Tasa de descuento de la provisión de contingencias	1,640,700	4,454,109	4,555,892
Reclasificación de efectivo por conversión	17,783,295	-	-
Utilidad antes de ganancias por adquisición de negocios	(1,271,186)	-	17,023,447
Eliminación de pérdida neta en negocios por ventas y combinadas por ventas	(145,401)	1,083,167	7,540,133
Eliminación de pérdida en cambios de moneda	(128,545,364)	55,465,317	1,07,060,247
Intereses a cargo	150,635,742	164,573,617	151,775,242
Ingresos a favor	18,772,951	18,906,180	216,542,056
Exceso de actividades de operación	690,480,773	417,496,913	1,917,555,557
Dividendos e impuestos a la utilidad pagados	(411,554,959)	(265,887,549)	(172,359,512)
Instrumentos financieros derivados	8,124,389	17,752,017	121,783,295
Primas y cuotas por adquisición de negocios	192,669,515	18,708,858	(10,553,192)
Inventarios	(35,239,433)	(7,260,822)	17,006,543
Compras y gastos acumulados por pagar	49,792,517	45,514,192	77,730,355
Prevedores	16,789,777	1,276,311	4,856,346
Reserva para conflictos de interés	972,517	6,184,811	2,222,792
Reserva para beneficio a los empleados	14,275,187	57,086,554	59,172,546
Otros impuestos y derechos	64,771,757	6,435,456	17,678,059
Flujo neto de efectivo de actividades de operación	313,637,794	289,155,312	65,774,667
Actividades de inversión:			
Adquisición de negocios, venta de efectivo de empleo	130,012,447	-	-
Procesos recibidos	2,381,526	496,525	936,340
Ingresos provenientes de la venta de compañías	-	-	134,726
Menos procedentes de subvenciones del FONACIN - Ingreso a fondo	-	4,129,789	-
Otros activos	(3,456,984)	(21,687,824)	(2,522,593)
Adquisición de propiedades, mobiliario y equipo	(105,115,318)	(70,591,816)	(114,577,031)
Adquisición de activos intangibles	(35,373,611)	(25,854,218)	(23,011,106)
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	(132,944,879)	(127,287,358)	(34,139,644)
Actividades de financiamiento:			
Incremento en el préstamo por Certificados de Apertura "A"	188,306,717	211,524,124	46,726,020
México emisor de los subvenciones de FONACIN	72,000,000	-	-
Documento técnico del Gobierno Federal	-	15,758,696	5,112,024
Utilidad otorgada por el Gobierno Federal de Gobierno Federal	7,455,215	7,126,557	1,456,214
Pagos de compra por mandamientos	(7,302,536)	(7,527,403)	(1,475,522)
Intereses pagados por mandamientos	13,274,173	(3,344,028)	(2,340,526)
Programas de fideicomiso a través de instituciones financieras	1,264,179,416	1,655,219,847	1,288,124,667
Pagos de principal de préstamos	(1,197,159,750)	(1,707,561,560)	(1,151,961,147)
Intereses pagados	(153,950,023)	(153,227,025)	(1,912,891,501)
Flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento	11,789,765	50,379,591	47,275,070
Declaración del movimiento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(5,128,029)	26,379,145	428,511,271
Efectos de pago de cambio en el valor del efectivo	(6,051,907)	70,137,123	7,989,421
Efectos y equivalentes de efectivo al principio del período	76,516,447	70,683,334	30,631,632
Efectos y equivalentes de efectivo al final del período (Nota 9)	65,414,521	76,306,447	39,989,781

Las notas que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

1. HISTORIA, NATURALEZA, MARCO REGULATORIO 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 declaratoria con la cual, entró en vigor el régimen especial de Petróleos Mexicanos en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, deuda y presupuesto. El 10 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 del 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 y patrimonio propios, 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 la perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución y administración de los servicios integrales de intervenciones a pozos;
- Pemex Transformación Industrial (PTRI): Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, 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 propileno, por cuenta propia o de terceros; y
- 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 capacidades 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 aquellas 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 sí influencia 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 Anzures, Alcaldía Miguel Alemán, 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 de diciembre de 2022, por los siguientes funcionarios: Ing. Octavio Romero Cropera, Director General, Lic. Carlos Fernando Cortez 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.P. Oscar René Orozco Villado, 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 Órgano de Gobierno apruebe los resultados de 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 a) numeral 3 y 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisiones de valores y a otros participantes del mercado de valores.

Bases de preparación –

A. Bases de contabilización

PEMEX prepara estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y por los años terminados a 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 histórico con excepción de las siguientes partidas, que han sido medidas usando una base alternativa:

PARTIDA	BASE DE MEDICIÓN
INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS (IFD'S)	Valor razonable
BENEFICIOS A EMPLEADOS	Valor razonable de los activos de plan menos valor presente de la obligación. (Plan de Beneficios Definidos)

C. Negocio en marcha

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de negocio en marcha, la que supone que PEMEX seguirá continuando con sus operaciones y cumplir con sus obligaciones de pago por un periodo 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 opera Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias por ser entidades del Gobierno Federal, incluyendo el techo de gasto de servicios personales, se elabora, aprueba y ejerce en pesos mexicanos.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- i.i. La provisión por beneficios a los empleados representa el 33% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2022 y 2021. Esta provisión es calculada, denominada y liquidable en pesos mexicanos.
- ii. 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 ciertos 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 de país (Banco de México), establece que las dependencias de la Administración Pública Federal que no tengan carácter de intermediarios financieros estarán obligadas a enajenar 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 "\$", se trata de miles de pesos mexicanos; cuando se hace referencia a dólares estadounidenses, dólares americanos o "US\$", se trata de miles de dólares de los Estados Unidos de América; cuando se hace referencia a yenes o "¥", se trata de miles de yenes japoneses; cuando se hace referencia a euros o "€", se trata de miles de euros; cuando se hace referencia a libras esterlinas o "£", se trata de miles de libras esterlinas, y cuando se hace referencia a francos suizos o "Fr.", 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 Bases de consolidación – Combinaciones de negocios
 - Nota 3-C Instrumentos financieros – Determinación del valor razonable y pérdidas crediticias esperadas.
 - Nota 3-E Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo – Vida útil.
 - Nota 3-F Activos intangibles; pozos no asignados a una reserva, gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural – Método de esfuerzos exitosos.
 - Nota 3-H Deterioro en el valor de los activos no financieros – Valores razonables, estimación de flujos de efectivo y determinación de tasa de descuento.
 - Nota 3-I Arrendamientos – Opciones de cancelación anticipada o de renovación.
 - Nota 3-J 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 clientes



**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 transacciones 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 corredores 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 requerimientos de las NI F, incluyendo el nivel dentro de la jerarquía de valor razonable dentro del que deberían 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 las técnicas de valoración, como sigue:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) 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, provenientes de los precios).
- Nivel 3: datos o insumos 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 del 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 insumo y un proceso sustantivo y si el conjunto adquirido tiene la capacidad de crear un producto.

PEMEX tiene la opción de aplicar una "prueba de concentración" que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración opcional se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.



**Petróleos 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 prima resultante es sometida a pruebas anuales de deterioro. Cualquier prima a petróleo crudo 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 sustanciales 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 está autorizado, o tiene derecho, a manejar tres variables procedentes de su implicación en la gestión y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre ella. Los estados 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 tabla 5.

iii. Participaciones no controladoras

Las participaciones no controladoras se miden inicialmente por la participación proporcional de los activos netos identificables de la adquirida a la fecha de adquisición. Los cambios en la participación de PEMEX en una subsidiaria, que no resulten 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 controladora relacionada y otros componentes de patrimonio.

Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si PEMEX retiene alguna participación en la 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 responsabilidades sobre sus activos y obligaciones por sus pasivos operados conjuntos.

Las participaciones en asociadas y en el negocio conjunto se contabilizan usando el método de participación. Inicialmente se reconocen al costo, que incluye los costos de transacción. Después del reconocimiento inicial, los estados financieros consolidados incluyen la participación de PEMEX en los resultados y el resultado integral de los negocios contabilizados bajo el método de la participación, hasta la fecha en que la influencia significativa o el control conjunto cesa. En caso de pérdida de influencia significativa sobre la entidad 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 millones 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 libros de la inversión incluyendo cualquier inversión a largo plazo, se reduce a cero y los demás reconocimientos de pérdidas adicionales, exceden en los casos en que PEMEX sea responsable solidaria 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 costo no realizado que surja de transacciones intercompañía iguales, son eliminados. Las ganancias o pérdidas provenientes de transacciones con sociedades cuya inversión es reconocida según el método de la participación son eliminadas 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 sólo 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 monedas extranjeras se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio en la fecha de presentación. Los activos y pasivos no monetarios que reflejan el valor razonable en una moneda extranjera se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio cuando se diferencian al valor razonable. Las pérdidas 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 (pérdida) en cambios.

ii. Operaciones en el extranjero

Los estados financieros de las subsidiarias y asociadas extranjeras se convierten a la moneda de reporte, según sean el inicialmente en la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera en 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 ello el tipo de cambio de cierre del periodo para las cuentas de activos y pasivos, al tipo de cambio histórico para las cuentas de patrimonio; y el tipo de cambio de la fecha de la transacción para los datos de resultados.

La diferencia de conversión de moneda extranjera se reconoce en otros resultados integrales y se presenta en el efecto por conversión, ejemplo cuando la diferencia de conversión se distribuye a la participación no controladora.

Cuando una operación en el extranjero se dispone total o en parcial medida de tal manera que se pierde el control, influencia significativa o control conjunto, la cantidad acumulada en la reserva de conversión relacionada con esa operación en el extranjero se reconoce 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 no tiene el control, entonces la proporción correspondiente al monto acumulado se reconoce a la parte parcialmente 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 reconoce a resultados.

C. Instrumentos financieros

i. Reconocimiento y medición inicial

Los activos y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando estos activos se originan o se adquieren, o cuando estos pasivos se emiten o asumen (ambos) voluntariamente.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

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 componente de financiamiento 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 su adquisición o emisión, cuando en lo subsecuente se midan a su costo amortizado. Una cuenta por cobrar sin un componente 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 del reconocimiento inicial y el precio de transacción en el estado consolidado de resultados integrales.

ii. Clasificación y medición posterior

Activos financieros –

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido al costo amortizado; a valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCOR) – inversión en deuda; a VRCOR – 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	<p>Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 especificadas, 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).
INVERSIÓN EN DEUDA	<p>Una inversión en deuda deberá medirse al VRCOR si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente (SPPI).
INVERSIÓN DE PATRIMONIO	<p>En el reconocimiento inicial de una inversión de patrimonio 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.</p>

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o al VRCOR como se describe anteriormente, son medidos a 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 al costo amortizado o al VRCOR como a VRCR si haciendo lo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento que surgiría en otro caso.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas 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 mantenga un activo financiero a nivel de portafolio, ya que este 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 la estrategia de la Administración se enfoca en cobrar ingresos por intereses contractuales, mantener un nivel de tasa de interés concreto o coordinar la duración de los activos financieros con la de los pasivos que dichos activos están financiando o las salidas de efectivo esperadas, o realizar flujos de efectivo más ante 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 gestores del 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 periodos anteriores, las razones 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 negociación y cuyo rendimiento es evaluado 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 periodo de tiempo concreto y por otros riesgos y costos básicos de los préstamos (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 condición contractual que pudiera cambiar la oportunidad o importe de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpliría esta condición.

Al hacer esta evaluación, PEMEX toma en cuenta:

- eventos contingentes que cambiarían el importe o la oportunidad de los flujos de efectivo;
- términos que podrían ajustar la tasa de 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 "sin 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 de pagos 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 una compensación adicional razonable por término anticipado) se trata como consistente con este criterio si el valor razonable de la característica de pago anticipado es insignificante en el reconocimiento inicial.

Activos financieros: Medición posterior y ganancias y pérdidas –

Activos financieros al VRCR.	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 costo amortizado	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 deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.
Inversiones de deuda a VRCR	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, las ganancias y pérdidas acumuladas en otro resultado integral se reclasifican en resultados.
Inversiones de patrimonio a VRCR	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 reclasifican en resultados.

Pasivos financieros: Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas –

En el caso de los pasivos financieros, estos se reconocen 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 reconocen inicialmente al valor de la obligación que representan (a su valor razonable) y se remunerarán sucesivamente bajo el método de costo amortizado devengado a través de la tasa de interés efectiva, donde los gastos, primas y descuentos relacionados con la emisión, se amortizan a través de la tasa de interés efectiva. El ingreso por intereses y las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

PEMEX da de baja en cuentas un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del 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 da 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 expresados 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 extinto 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 medido 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 como consecuencia directa de la reforma, y
- la nueva base para determinar los flujos de efectivo contractuales es económicamente equivalente a la base anterior, es decir, a base inmediata antes del 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 actualiza la tasa de interés efectiva del activo financiero o pasivo financiero para reflejar el cambio que es requerido por la reforma de la tasa de interés de referencia. Posteriormente, PEMEX aplica las políticas sobre la contabilización de modificaciones a los cambios adicionales.

ix. 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 contabilidad de coberturas

PEMEX mantiene instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera, tasa de interés y precio de commodities relacionados a sus productos. Los derivados implícitos son separados del contrato principal y registrados 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 IFD se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como un pasivo financiero cuando el valor razonable es negativo.

vi. Deterioro

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 medidos al valor 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 a la fecha de presentación, y
 - otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los que el riesgo crediticio (es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

PEMEX considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando es probable que el deudor no cumpla con sus obligaciones contractuales por completo a PEMEX, sin un recurso por parte de PEMEX tal como acciones para la ejecución de la garantía (si existe alguna).

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

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 Baa3 (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 es 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 del activo que provienen 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 mínimo 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 a VRCOAI tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene 'deterioro crediticio' cuando han 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 incobrabilidad establecido en las Políticas Generales y Procedimientos para Cancelar Adeudos. En el caso de los clientes corporativos 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 de estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de terminación y gastos estimados de venta. Dicha estimación considera entre otras cosas disminuciones al 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, mercadeado, en su caso, por las reacciones en el valor neto de realización de los inventarios durante el período.

Los anticipos otorgados para la adquisición de inventarios son presentados como parte del rebro 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

i. Reconocimiento y medición

Los elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se registran al costo, que incluye los costos por préstamos capitalizados, menos de depreciación acumulada y pérdidas por extinción.

El costo inicial de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo comprende el precio de compra o costo de construcción, e cualquier costo directamente relacionado con la puesta en operación de un activo, y en su caso, la estimación inicial de la obligación de funcionamiento y abandono de pozos.

El costo por financiamiento de proyectos que requieren grandes inversiones, y el incurrido por financiamientos, como 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 períodos en los que se interrumpe el desarrollo de las actividades de construcción, y la capitalización finaliza cuando se han completado sustancialmente, las actividades necesarias para la utilización del activo calificable. Todos los demás costos por financiamiento se reconocen en el estado consolidado de resultado integral en el período 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 aplica, también incluye el costo de funcionamiento y remoción 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 operación se presentan al costo ya sea como costos en construcción o activos intangibles, de acuerdo con sus características, una vez que los activos están listos para uso, se transfieren al momento 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 distinta, se contabilizan como elementos separados (componentes identificables) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida procedente de la disposición de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se reconoce en resultados.

Los anticipos otorgados para la adquisición de pozos, propiedades, planta y equipo son presentados como parte de este rebro, cuando los riesgos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos a PEMEX.

ii. Mantenimiento y reparaciones

Los costos de mantenimiento mayor, así como los de reemplazo 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 efectuados para mantener las instalaciones en estado operativo normal se cargan a los resultados del período.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iii. Depreciación

La depreciación y amortización de los costos capitalizados en pozos se determinan en función de la vida comercial estimada del campo al que pertenecen, considerando la relación existente entre la producción de barriles de petróleo crudo equivalente del período 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 13. 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 del reconocimiento inicial a su costo de adquisición. Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles se valúan 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. Todos los demás gastos se reconocen en resultados a medida que se ocurren.

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 vía.

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 ochientos 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 Exitosos –

PEMEX aplica la NIIF 5 – Exploración y Evaluación de Recursos Minerales, que permite que una entidad registre una poliza contable para activos para la exploración y evaluación. Por lo cual PEMEX, utiliza el método de esfuerzos exitosos que, requiere una relación de causa y efecto entre los costos incurridos y el reconocimiento de reservas específicas. Generalmente, si se incurrió en un costo sin un beneficio futuro identificable, se carga a gastos.

Antes de estar en posibilidad 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 incluyendo costos topográficos, estudios geológicos, estudios de accesos a propiedades, remuneraciones 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, difieren a los costos incurridos en el pozo al menos, se capitalizan inicialmente como un activo intangible (por no asignados a una reserva) hasta que se complete la perforación de 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 sujeta a una actividad de evaluación adicional, es probable que sean capaces de desarrollo comercial, los costos continuarán 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 donde no se encontraron hidrocarburos, se capitalizan inicialmente como un activo intangible (por no asignados a una reserva), cuando se determinen las reservas probadas de petróleo y gas nativa y el desarrollo es aprobado por la gerencia, los gastos relevantes se transfieren a pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Los pozos de exploración con antigüedad mayor a 12 meses son reconocidos como gasto, salvo cuando: (i) se encuentran en un área que requiere de inversiones de capital mayores antes de que la producción pueda iniciar, (ii) se hayan descubierta cantidades de reservas que resulten comercialmente productivas, y (iii) estén sujetos a futuras actividades de exploración o evaluación, bien sea porque se este llevando a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o porque está planeado hacerlos en el futuro cercano, o (b) 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 inauguración de las instalaciones de infraestructura, como plataformas, tuberías y la perforación de pozos de desarrollo, incluidos los costos de servicio y de desarrollo en pozos, se capitalizan dentro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y se deprecian o amortizan al inicio de la producción como se describe en la política contable para pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Exploración –

La exploración comprende todos los costos relativos a la búsqueda de reservas en petróleo y/o gas, incluyendo la depreciación y los costos operativos 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 sin explotar, debido a que tales costos no incrementan las posibilidades de que dichos 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 para 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 a crearse un sistema de pozos productivos, equipos relacionados e 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 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 consideran 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 son las aceptadas por la industria petrolera internacional.

La estimación de las reservas depende de la interpretación 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.

Aún 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 (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 esperan generados por los activos y su valor de disposición al final de su vida útil, usando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las condiciones actuales del mercado sobre el valor temporal de 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 de compra o UGA, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su interés más económico.

En el caso de los activos o unidades generadoras de efectivo dedicadas a la evaluación y explotación de reservas se utilizó el valor en uso, el cual considera las reservas probadas y reservas probables en algunos casos, junto con un factor de riesgo asociado a las reservas.

Las pérdidas por deterioro y su reversión se reconocen en los resultados de esta, en las revaluaciones de costos y gastos en las que se reconoce 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 inventarios se registran como parte del costo de ventas. Las pérdidas por deterioro de inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones patrimoniales se reconocen en el rubro 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 utilizadas 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 se hubiera reconocido. Dependiendo de su importancia relativa, las pérdidas por deterioro o su reversión se presentarán por separado en el estado consolidado del resultado integral.

J. Arrendamientos

Al inicio de un contrato, PEMEX evalúa si un contrato es, o 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 periodo de tiempo a cambio de una contraprestación.

i. Como arrendatario -

Al comenzar o en la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, PEMEX asienta la contraprestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus periodos individuales respectivos. 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 e antes de la fecha de inicio, más los costos directos iniciales incurridos y una estimación de los costos para desmantelar y retirar el activo subyacente o para restaurar el activo subyacente a la condición en que se encuentra, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

El activo por derecho de uso se deprecia posteriormente utilizando el método de línea recta a lo largo de su vida útil que sea menor desde la fecha de inicio hasta el final de plazo del arrendamiento o término que el arrendamiento transfiere la propiedad del activo subyacente a PEMEX al final del plazo del arrendamiento o el costo del activo por derecho de uso refleje que PEMEX ejercerá una opción 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 el costo propiedad y equipo. Además, el activo por derecho de uso se reduce periódicamente por pérdidas por devaluación, y corresponde, y se ajusta para ciertas nuevas mediciones 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 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 penalizaciones por la terminación anticipada de un arrendamiento a menos que PEMEX esté razonablemente seguro de no rescindir anticipadamente.

El pasivo por arrendamiento se mide al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo. Se vuelve a medir cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento futuros que surge 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 intención 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 refleja 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 lo requiere la reforma de la tasa 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 alternativa.

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 negociar en la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, PEMEX asigna la 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, si no, 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 Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

Si un acuerdo contiene componentes 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 también revisa periódicamente los valores residuales estimados no garantizados utilizados para calcular la inversión neta 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".

J. Provisiones

Las provisiones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados usando una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones correspondientes al valor temporal de dinero que el mercado cotice, 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 conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según correspondan. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o 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 respectivo costo. Los incrementos a la provisión de gastos de protección ambiental, se reconocen en el estado consolidado de resultados integrales en "costo de ventas".

Retiro de activos –

Las obligaciones asociadas al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sea legales o asumidas relacionadas con el retiro de componentes de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo. En su caso, las mismas deben de ser reconocidas utilizando la técnica de valor presente esperado. La determinación del valor razonable se basa en la tecnología y normatividad existente; en el remoto caso que no pueda determinarse una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, de gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indefinido en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores.

Por otro lado, los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a pozos temporalmente cerrados son reconocidos en resultados con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y tapamiento ha sido reconocido en resultados al final de cada periodo. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido. Los incrementos a la provisión de retiro 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 del 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 pasivo por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el rendimiento 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 de periodo anual a 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 esta 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 del 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 Productivas 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 resultado neto 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 a las ganancias, incluyendo los tratamientos fiscales inciertos, se contabilizan bajo la Norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes

i. 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 gravable 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 corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a 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 el impuesto causado a la utilidad se compensan 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 owedos 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 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 momento 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 pueden 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 suficiente para reconocer un activo por impuestos diferidos, entonces se consideran las ganancias fiscales futuras ajustadas 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 se reducen en la medida que sea 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 revertirán usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha de presentación, y refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a la utilidad, si la hubiere.

La medición de los impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que PEMEX espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe 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.

ii. Derechos, regalías y contraprestaciones

Derechos –

PEMEX es sujeto de impuestos y derechos especiales, los cuales se basan principalmente en el valor de los hidrocarburos extraídos con ciertas deducciones.

Estos impuestos y derechos se reconocen de conformidad con la NIC 12, Impuesto a las Utilidades (NIC 12), cuando cumplen 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 valorada a un precio de venta) menos gastos, consecuentemente se debe reconocer el impuesto corriente 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 remanentes de costos y gastos relativos a las operaciones que les dieron origen.

M. Contingencias

Las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con contingencias se reconocen cuando es probable que sus efectos se materialicen y existan 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 correspondidos. Los activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización.

N. Subvenciones del Gobierno (Ingresos por FONADIN)

Las subvenciones gubernamentales relacionadas con activos se reconocen inicialmente como ingresos diferidos a valor razonable si existe una seguridad 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 cumplen 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 6).

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 información 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 y minimizan el uso de datos de entrada no observables. La técnica de valoración escogida 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 valor razonable tiene un precio de compra y un precio de venta, PEMEX valora los activos y las obligaciones de largo plazo a un precio de compra y los pasivos y posiciones cortas a un precio de venta.

Normalmente la 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 considera que los datos de entrada son observables son insignificantes en relación con la medición, el instrumento financiero se mide inicialmente a 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 de momento en que la valoración es 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 un 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 Nota 2).

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 dispone de 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 gastos mostrados 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.

L. 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, compras, costos 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 expresados 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 costo financiero y ganancia (pérdida) neta por instrumentos financieros derivados, neta

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 efectiva 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 deterioro crediticio posterior al reconocimiento inicial, el ingreso por intereses se calcula aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero.

Si el activo deja de tener deterioro, el cálculo del ingreso por intereses vuelve a la base bruta.

Pérdidas y ganancias por instrumentos financieros derivados, neta -

Incluye el resultado de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados. Nota 18.

5. 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 tomando como base el volumen de combustible enajenado aplicándole una tasa que es emitida 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 resultados cuando el cliente 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 del mes siguiente al que se generó el incentivo automotriz, y éste es recuperado durante los siguientes 30 días a la solicitud del mismo.

PEMEX no tiene ninguna obligación de desempeño que cumplir para hacerse acreedor del incentivo automotriz o no que no sea la enajenación del combustible a terceros que es lo que en principio da origen al incentivo de conformidad con el Decreto. Dado que no se aceptan 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 Productoras Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

T. Obligaciones de combustibles renovables

PFMEX 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 (tales como el etanol) que debe ser mezclado con combustibles de motor en dicho país (la Norma de Combustible Renovable o "Renewable Fuel Standard"). La obligación global se basa en un porcentaje de embarques 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 periodo dado, y en gastos pre-pagados y otros activos circulantes cuando el monto de los RINs generados y comprados es mayor que las obligaciones de RINs acumuladas durante el año.

4. PRONUNCIAMIENTOS NORMATIVOS EMITIDOS RECIENTEMENTE

Una serie de nuevas normas son aplicables a los periodos 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 PFMEX 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

- NIF 17 Contratos de seguro y sus modificaciones
- Clasificación de Pasivos en Corrientes o No Corrientes (Modificaciones a la NIC 1).
- Definición de estimados contables (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 12).

ii. Aplicables a partir del 1 de enero de 2024

Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (Modificaciones a la NIF 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 Transformación 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:

- P.M.I. Holdings, B.V. ("PMI HBV") ^(100%)
- P.M.I. Trading, DAC. ("PMI Trading") ^(100%)
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U. ("HPE") ^(100%)
- P.M.I. Services North America, Inc. ("PMI SUS") ^(100%)
- P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. ("PMI NASA") ^(100%)
- P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. ("PMI CIM") ^(100%)
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. ("SANMA") ^(100%)
- Pro-Agroindustria, S.A. de C.V. ("AGRO") ^(100%)
- PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. ("PTI ID") ^(100%)



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- P.M. . Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V. ("PMI SP") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Pemex Procurement International, Inc. ("PPI") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Pemex Finance Limited ("F.N") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Mex Gas Internacional, S.L. ("MGAS") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V. ("PDI") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- KOT Insurance Company, AG. ("KOT") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- P&Q Cadena Productiva, S. de C.V. ("P&QCP") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- P.M. Servicios, S.A. de C.V. ("PMS") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V. ("PMI DJ") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V. ("PMX FH") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V. ("PMX FP") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Grupo Fertinal, S.A. de C.V. ("GP FER") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. ("COMESA") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- P.M. Trading México, S.A. de C.V. ("TRDMC") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Holdings Holanda Services, B.V. ("HHS") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
- Deer Park Refining Limited Partnership ("Deer Park" or "DPRLP") ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾

i. Compañías Subsidiarias PM.

- i. Compañía con participación no controladora (98.33% de tenencia accionaria en PMI CIM y 60.0% en COMESA)
- ii. 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 incluye 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, proceso 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), Corporativo y Otras Compañías Subsidiarias. Hasta el 31 de diciembre de 2023 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 precios 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 algunas de las compañías Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM alrededor de 17 clientes 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 perforación, 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, la mayoría de las cuales se destinan a México y tienen lugar dentro del mercado nacional. Este mercado también suministra a la Comisión Federal de Electricidad ("CFE") una porción significativa de su producción de combustibles y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, la Turbosina. Los productos refinados más importantes son las gasolinas y el diésel.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La información Industrial también permite ingresos de fuentes comerciales 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 eteno, los aromáticos, acetato, fertilizantes y sus derivados.

- Logística permite ingresos por el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por suelo y por medios marítimos y terrestres, así como a través de capacitación para su guarda y manejo.
- DPRLE a partir del 20 de enero de 2022 este segmento incluye las operaciones de DPRLE cuyos resultados operativos y de desempeño son revisados actualmente por el Consejo de Administración de PEMEX de forma separada. DPRLE obtiene ingresos en la venta de diésel y gasolina en el mercado de Estados Unidos de América.
- Comercializadoras se componen de PMA, CIM, PMA, PMA, PMA, PMA y PMA, las cuales comercializan petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PMA.
- Corporativa se encarga de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría a las entidades de grupo.
- Otras compañías Subsidiarias se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, consultoría y servicios logísticos, así como asesoría económica, fiscal, jurídica, servicios de seguros a las compañías subsidiarias y otras compañías subsidiarias que realizan actividades del negocio.

En la Hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a informar en forma condensada. Esta información se ha determinado después de las eliminaciones por utilidades o (pérdidas) no realizadas. Las columnas antes de las eliminaciones intersecciones 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 regímenes de aplicación son presentados en la moneda de reporte de PEMEX.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El/los bien(es) representado(s) el/los miembros de 2022	Explotación		Formación		Otras compañías				Total
	Productiva	Industria	Log. MPA	OPM, IV	Comercialización	Empresas	Subsidiarias asociadas	Financieras	
REVENOS OPERATIVOS									
Revenos operativos	\$ 547,722,399	3,246,476,774	—	229,212,854	594,263,640	—	27,498,824	—	\$ 3,676,972,965
Interregional	717,337,991	40,173,557	89,411,248	24,155,545	831,994,984	47,742,277	73,071,263	12,111,459,272	—
Ingresos por explotación	88,727	3,026,295	1,782,712	422,217	7,175,275	547	5,741	—	9,895,152
Declaración de ajuste financiero (intercambio de Moneda extranjera)	107,438,370	479,912,321	2,121,943	—	64,815	—	—	—	185,538,001
Costos de explotación	590,274,748	2,977,211,777	79,776,627	249,266,204	1,148,275,679	1,138,125	8,503,907	27,030,684,246	3,666,244,732
Costos de explotación	638,163,481	29,474,896	75,529,800	24,774,842	22,725,072	28,702,411	3,648,949	182,814,795	481,297,466
Costos de explotación (intercambio de Moneda)	471,147	21,442,474	284,174	—	678,284	52,127	82,324	19,195,750	19,378,944
Costos de explotación	54,590,635	61,156,292	18,214,724	1,707,036	7,668,514	27,975,645	21,112,631	175,562,290	255,679,366
Otros ingresos	27,631,916	3,612,598	11,134	27,272	11,438,183	905,823	8,898,728	—	39,812,073
Utilidades	121,224,227	464,876	24,330	1,220,897	445,651	770,529	12,012,650	286,754	122,992,233
Resultado operativo (de explotación)	557,887,974	2,569,331,321	12,461,262	22,757,797	17,873,662	3,279,318	4,988,946	226,174	3,411,246,944
Ingresos financieros	87,982,263	202,812	14,464,466	241,197	47,575	175,179,924	797,354	272,132,549	22,222,594
Costos financieros	(124,649,824)	(21,481,794)	(44,212)	—	(1,389,174)	(27,446,118)	(7,544,455)	—	(15,841,942)
Resultado operativo (de explotación) (de explotación de activos, pasivos)	(36,667,650)	(21,278,882)	—	—	(1,387,603)	(26,446,195)	—	—	(15,841,942)
Resultado operativo (de explotación) (de explotación)	124,620,324	27,172,436	12,461,262	22,757,797	17,873,662	3,279,318	4,988,946	226,174	3,427,105,002
Resultado operativo (de explotación) (de explotación asociada)	645,695	12,332,437	174	—	22,757,389	126,619,117	82,462,240	(12,987,481)	349,421
Costos de explotación (intercambio de Moneda)	54,590,635	—	(2,942,112)	(25,611)	(7,668,514)	(27,975,645)	(21,112,631)	—	28,120,612
Resultado operativo (de explotación)	\$ 741,211,171	2,548,152,964	19,519,150	21,975,293	26,921,448	106,472,257	57,536,538	(12,987,481)	\$ 3,439,346,272
Costos de explotación (de explotación)	\$ 915,332,623	28,667,688	23,172,435	11,278,945	208,002,267	1,548,252,584	707,154,481	(2,727,188,412)	\$ 4,222,664,198
Revenos operativos (de explotación)	486,217,794	578,418,717	143,991,447	22,175,298	294,455,305	47,134,173	62,242,625	182,175,210	2,727,669,246
Costos de explotación (de explotación)	517,922,186	12,874,427	73,817,267	10,247,164	11,027,220	1,826,611,594	48,615,944	7,829,072,511	4,976,131,124
Costos de explotación (de explotación)	1,346,555,771	82,466,455	75,727,324	4,233,281	513,270	1,251,640,285	82,842,715	12,914,244,646	3,248,462,213
Costos de explotación (de explotación)	685,914,135	29,524,138	29,735,877	27,111,437	249,281,211	1,148,533,412	44,176,827	224,854,527	3,746,972,254
Declaración de ajuste financiero (intercambio de Moneda)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Declaración de ajuste financiero (intercambio de Moneda)	17,452,464	73,116,247	3,918,253	2,471,237	420,799	246,672	1,625,280	—	19,175,914
Declaración de ajuste financiero (intercambio de Moneda)	150,211	1,245,371	326,224	—	64,815	402,551	26,727	—	3,622,718
Costos de explotación (de explotación) (de explotación)	35,264,712	52,521,811	6,387,177	—	8,246	22,690,147	67,707	—	229,899,812
Ingresos por explotación	1,80,644	395,420	6,425	171,011	11,364	32,129,546	78,784	—	11,714,189
Costos de explotación	(174,822)	(425,847)	(51,711)	(1,152,760)	(1,972,299)	(21,522,227)	(1,718,927)	—	(2,064,982)

¹⁰ Incluido en Ingreso financiero.

¹¹ Incluido en costo financiero.

¹² A partir del 20 de enero de 2022, la información de DPRLP se incluye como un segmento de negocio.



**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 2021	Explotación		Transformación		Otros negocios			Total
	Producción	Industrial	Logística	Comercialización	Comerciales	Financieros	Financieros	
Ingresos por ventas								
Explotación	\$ 668,417,239	704,824,248		356,334,717		14,277,187	—	\$ 1,730,053,291
Transformación	490,214,560	289,474,071	58,392,795	420,866,815	85,747,487	20,234,238	11,449,981,491	—
Ingresos por servicios	177,617	610,006	2,514,647	1,114,288	1,222	78,124	—	4,177,374
Reversión de depósitos, dividendos, intereses, comisiones	14,742,334	132,158,782	23,124,367	147,128	—	—	—	17,011,991
Costo de producción	461,811,148	584,170,071	58,129,574	690,645,432	199,587	38,287,836	12,284,716,230	2,066,957,271
Explotación	101,918,688	121,677,573	28,131,131	18,169,724	12,813,833	4,179,712	182,143,211	441,757,211
Costo de distribución y transformación	329,496	17,257,689	11,799	1,249,890	145,754	145,124	1,836,254	18,738,230
Costo de administración	18,146,015	15,664,698	18,826,281	1,262,411	75,297,140	8,814,918	11,411,791	148,982,314
Depreciación	8,374,822	42,073,917	2,481,819	645,815	2,212,131	637,424	—	53,785,908
Traspagos	14,674,108	11,218,547	1,561,276	107,633	17,561,261	1,244,214	179,474	30,000,099
Reversión de dividendos pagados	340,252,892	174,772,667	1,479,144	13,924,218	1,111,569	11,433,476	1,625,411	528,827,377
Ingreso financiero	15,133,364	78,784	8,287,714	345,268	148,666,274	245,430	171,587,179	348,065,899
Costo financiero	11,424,124	11,478,974	1,208,123	11,650,807	11,343,744	148,474	22,170,481	38,445,145
Reversión de dividendos pagados, intereses, comisiones, depósitos	143,076,349	172,146	—	14,646,717	2,572,271	—	—	158,297,483
Reversión de dividendos, intereses	111,571,370	15,627,713	85	21,874	17,183,634	338,428	—	144,621,004
Reversión de dividendos pagados, intereses, comisiones, depósitos, Reversión de ingresos por ventas, Reversión de ingresos por servicios	142,827	11,801,464	134	121,138	144,892,439	10,144,271	245,771,147	319,088,137
Diferencial de pagos por impuestos	—	—	—	11,702,164	—	—	—	11,702,164
Reversión de dividendos	308,129,276	—	148,148	2,243,471	11,217,471	272,917	—	328,731,373
Eligible, equivalente de caja	\$ 179,392,041	1,25,812,780	1,271,917	313,667	124,544,442	124,653,275	243,787,187	\$ 1,349,228,392
Total pasivos corriente	\$ 875,055,441	241,342,777	219,221,628	244,342,361	1,070,521,447	11,474,912	17,274,321,287	\$ 2,680,979,246
Total de pasivos corriente	811,207,824	418,981,185	142,076,715	40,877,718	888,667,128	22,514,264	1,127,146,736	1,734,976,739
Total de pasivos corriente	491,494,727	778,244,708	62,466,236	109,041,164	2,158,472,071	16,184,577	18,174,107,126	342,888,134
Total de pasivos corriente	226,522,185	611,010,321	37,617,882	710,648	2,266,482,758	17,542,966	1,777,463,246	1,795,452,629
Deudas (a) (b) (c)	694,750,507	1141,924,873	237,948,821	84,249,078	1,127,124,432	229,549,021	1,759,982,814	3,029,262,783
Deudas (a) y (b) (c) (d)	158,473,967	1,127,227,311	1,847,247	265,743	784,271	1,775,234	—	2,973,571,363
Deudas (a) de deudas (a) (b) (c)	845,817	4,175,179	1,630,735	494,327	218,118	124,237	—	4,979,471
Grupos de pasivos de beneficios contingentes	10,215,647	54,170,244	11,661,937	14,271	45,144,126	179,714	—	142,271,424
Reversión de dividendos	174,415	784,576	16,614	12,168	14,272,497	28,146	—	14,718,400
Costo de producción	1,249,625	4,928,431	22,246	1,811,455	211,448,172	446,627	—	511,712,648

(a) Incluido en Ingreso financiero.

(b) Incluido en costo financiero.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Año por año terminado el 31 de diciembre de 2020	Explotación y Producción	Transformación Industrial ¹	Logística	Comercializador as	Corporativo	Otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
INGRESOS POR VENTAS								
Productos básicos	\$ 302,493,433	4,924,973	--	271,099,116	--	8,521,265	--	\$ 686,967,349
Interregional	242,454,754	97,728,709	80,074,471	240,514,389	28,419,174	11,191,520	(500,134,934)	--
Migrados por actividad	133,315	111,657	4,098,090	279,146	2,387	55,780	--	4,715,469
Inventarios al reverso de deterioro de pasivo, el costo, prima recibida, etc. y otros								
Equivalencia	15,011,541	21,554,715	426,550	42,234				(10,161,257)
Costo de la venta (c)	142,713,875	695,688,193	43,614,128	449,672,627	381,895	26,358,416	(229,413,121)	3,526,148,690
Financiamiento (costo del dinero)	187,159,246	(251,126,469)	41,008,263	17,170,266	27,728,781	2,026,179	(89,724,132)	64,699,654
Gastos de distribución y transformación	254,523	14,823,749	10,164	1,277,987	79,072	140,894	(4,234,473)	12,415,242
Gastos de administración	14,561,771	22,116,760	15,754,946	2,126,750	25,738,880	1,184,172	(36,471,944)	145,994,644
Otros ingresos	2,167,516	4,166,245	11,117	874,432	174,836	3,842,154	--	11,319,645
Otros gastos	1856,181	(174,722)	(7,641)	(28,916)	(91,836)	(13,624)	34,579	(1,196,214)
(Pérdida) o beneficio de operación	116,056,459	(116,335,793)	21,121,337	1,124,758	1,811,690	1,533,873	16,751	(63,063,100)
Ingreso financiero	27,479,889	769,372	3,340,737	97,122	163,678,495	1,177,880	(27,877,393)	16,717,048
Costo financiero	(144,439,575)	(12,586,777)	(437,897)	(842,557)	(213,315,333)	(1,474,176)	121,880,644	(11,109,242)
Rendimiento (menor) por instrumentos financieros derivados, neto	24,939,148	22,882	--	(2,784,243)	7,077,223	--	--	21,096,141
(Pérdida) en cambios, neto	(1,632,887)	(1,021,940)	(452,153)	(750,041)	(1,728,913)	385,171	--	(28,549,304)
(Pérdida) o beneficio neto en la participación en los resultados de negocios con joint, asociadas y otras	51,051	(1,016,062)	1,111	(1,543,625)	(143,417,020)	(8,294,278)	441,174,562	(1,940,348)
Impuesto, exención y otros	159,609,146	--	1,847,173	3,413,920	20,504,173	1,902,534	--	185,327,075
(Pérdida) o beneficio neto	\$ 421,921,887	(258,237,348)	22,732,587	(644,171)	(508,878,820)	(9,389,190)	441,174,562	\$ 1,029,012,095
Depreciación y amortización	\$ 131,126,265	21,341,863	5,417,568	571,241	1,066,578	1,450,578	--	\$ 139,973,879
Depreciación de inversiones de capital	514,002	4,715,134	467,973	261,248	644,858	125,044	--	7,279,241
Costo neto del periodo de referencia a los empleados	15,156,466	51,266,577	4,247,561	(1,375)	10,547,614	33,388	--	128,908,510
Ingresos por intereses ²	61,051	449,015	38,972	87,345	12,483,215	177,741	--	13,149,424
Ganancia por intereses ³	3,313,074	5,140,096	194,871	126,249	111,564,175	1,290,196	--	118,331,671

¹ Incluido en Ingreso financiero.

² Incluido 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
Ventas netas:			
En el país	\$ 1,197,714,214	762,114,551	503,712,031
Incentivo a los combustibles automotrices (ver notas 3-S y 7-E) ...	111,863,956	—	—
Total de ventas en el país	1,304,578,170	762,114,551	503,712,031
De exportación:			
Estados Unidos de América	847,736,491	503,358,963	304,344,008
Canadá, Centro y Sudamérica	3,946,092	2,888,992	7,105,703
Europa	77,239,046	69,012,487	45,254,008
Otros países	144,502,560	153,261,386	93,520,590
Total de ventas en el extranjero	1,073,424,789	728,540,828	445,234,329
Ingresos por servicios ^{***}	5,385,350	4,973,241	4,715,484
Total de ingresos	\$ 2,383,388,309	1,495,628,620	953,661,844

*** Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, los ingresos por servicios prestados en el mercado nacional, representaron el 85%, 90% y 97%, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX cuenta con activos de larga duración significativos fuera de México por \$29,840,782, pertenecientes al segmento DPRAP (ver nota 12-B).

Ingresos por producto -

	31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Naciones:			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 1,155,023,948	622,091,842	409,240,569
Gas	123,754,371	113,103,547	79,176,837
Productos petroquímicos	25,799,849	26,910,162	15,294,625
Total ventas en el país	\$ 1,304,578,170	762,114,551	503,712,031
Exportación:			
Petróleo crudo	\$ 583,740,941	468,219,954	301,199,114
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	445,703,834	172,389,717	107,391,773
Gas	17,429,517	76,144,006	32,192,334
Productos petroquímicos	26,550,447	11,787,141	4,451,108
Total ventas de exportación	\$ 1,073,424,789	728,540,828	445,234,329

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

Año y año terminado en Diciembre de:	Exploración y Producción	Transformación industrial ^{1/2}	Logística	DPSLP ^{3/}	Comercialización	Corporativo	Otras compañías	
							Subsidiarias operativas	Total
2021								
Ingresos monetarios								
2021								
Comercialización de petróleo	\$ 430,276,430	-	-	235,000,305	291,119,418	-	1,073,151	\$ 648,100,504
Comercio	133,001,414	-	-	-	4,862,493	-	3,656,343	141,520,250
Gas	77,281,454	-	-	-	1,073,151	-	-	78,354,605
Local	117,543	1,006,148,405	1,481,712	-	81,449,388	507	12,276,237	1,507,661,055
Ingresos de la actividad de ventas de servicios ^{4/}	-	111,861,056	-	-	-	-	-	111,861,056
Suma	\$ 580,408,947	1,006,148,405	1,582,712	235,000,305	296,982,012	507	12,276,237	\$ 2,161,158,109
2021								
Estados Unidos de América	\$ 178,120,547	-	-	-	740,012,757	-	8,029,858	\$ 926,163,162
Comercio	145,831,748	-	-	-	13,741,857	-	1,178,875	159,752,480
Gas	32,288,799	-	-	-	1,000,000	-	-	33,288,799
Local	178,120,547	453,115,735	1,941,64	-	50,270,899	2,00	2,852,001	734,470,641
Suma	\$ 468,594,405	453,115,735	2,941,64	-	483,754,656	2,00	11,060,926	\$ 1,405,638,821
OTRO								
Ingresos de la actividad de comercio	\$ 171,841,760	-	-	-	141,164,120	-	1,061,117	\$ 314,067,007
Comercio	151,171,096	-	-	-	3,799,094	-	1,114,617	156,084,807
Gas	44,287,007	-	-	-	366,026	-	-	44,653,033
Local	171,841,760	473,465,615	4,795,00	-	13,363,000	2,501	5,002,257	613,478,613
Suma	\$ 312,526,766	473,465,615	4,795,00	-	158,015,276	2,501	6,064,274	\$ 950,661,814
Principales productos operativos								
2021								
Petróleo crudo	\$ 583,405,350	-	-	-	3,284,512	-	-	\$ 586,689,862
Gas	325,748	132,041,281	-	12,119,681	241,098,293	-	-	370,584,303
Tronco de gas	-	95,816,538	-	710,402,817	125,549,313	-	-	1,746,769,238
Ingresos de la actividad de ventas de servicios ^{4/}	-	112,611,994	-	-	-	-	-	112,611,994
Comercialización	-	17,714,414	-	15,667,545	617,008	-	12,148,812	34,147,389
Gas	88,348	1,796,579	1,942,77	420,512	2,113,025	251	18,711	3,349,153
Suma	\$ 583,405,350	1,708,022,305	1,582,712	238,940,945	298,537,922	251	12,167,583	\$ 2,161,158,109



**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:	09:21 Compañías Subsidiarias							Total
	Exploración y Producción	Transformación Industrial ¹⁾	Ingeniería	DPRLP ²⁾	Comercialización	Corporativa	Operativas	
2021								
Petróleo Crudo	\$ 468,219,366	—	—	—	—	—	—	\$ 468,219,366
Gas	193,275	17,906,872	—	—	75,844,205	—	—	189,747,553
Petroquímicos	—	572,450,634	—	—	272,950,727	—	—	754,162,541
Otros Productos	—	19,232,133	—	—	6,403,564	—	11,571,330	18,706,627
Servicios	177,652	519,949	2,949,754	—	1,227,182	1,700	18,705	4,099,342
Suma	\$ 668,504,846	706,135,235	2,949,047	—	305,850,900	1,700	13,095,871	\$ 1,405,628,629
2020								
Petróleo Crudo	\$ 301,199,114	—	—	—	—	—	—	\$ 301,199,114
Gas	194,512	622,465,129	—	—	51,058,075	—	—	112,365,376
Petroquímicos	—	409,242,560	—	—	137,951,773	—	—	751,612,343
Otros Productos	—	9,978,240	—	—	1,795,208	—	8,523,475	19,745,712
Servicios	134,335	142,167	4,079,000	—	274,140	2,562	59,753	4,715,484
Suma	\$ 301,526,766	479,476,635	4,099,000	—	169,025,876	2,562	6,580,985	\$ 951,661,844
Reconstrucción del Ingreso								
2022								
En un punto en el tiempo	\$ 567,222,594	1,150,730,445	1,587,717	218,500,033	145,864,947	—	17,463,810	\$ 2,121,407,609
Al largo del tiempo	45,108	17,273,877	—	831,517	2,473,075	867	15,741	59,960,420
Suma	\$ 567,267,702	1,208,012,345	1,587,717	219,331,550	148,338,022	867	17,479,551	\$ 2,389,388,769
2021								
En un punto en el tiempo	\$ 412,617,249	651,854,339	7,493,094	—	137,636,711	—	13,077,353	\$ 1,445,651,513
Al largo del tiempo	177,652	59,287,826	—	—	1,235,183	1,100	18,705	54,791,231
Suma	\$ 412,794,901	706,135,235	7,493,094	—	305,850,900	1,700	13,095,871	\$ 1,499,628,629
2020								
En un punto en el tiempo	\$ 301,526,766	479,476,635	4,099,000	—	169,025,876	—	6,580,985	\$ 951,115,513
Al largo del tiempo	—	191,657	—	—	226,110	2,562	59,753	481,165
Suma	\$ 301,526,766	479,476,635	4,099,000	—	169,025,876	2,562	6,580,985	\$ 951,661,844

¹⁾ 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.

²⁾ A partir del 20 de enero de 2022, la información de DPRLP se incluye como un segmento de negocio.

³⁾ Ver Nota 3-5 o inciso E, más abajo en esta misma nota.



1
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 específica cada en un contrato con un cliente. PEMEX reconoce los ingresos cuando transfiera el control sobre un bien o servicios a un cliente.

La siguiente tabla 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 los correspondientes métodos 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 (Incoterm "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, que se estiman en el precio de la transacción, para pedidos que tienen 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 fórmula de componentes del mercado y con respecto al crudo vendido.	Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control del 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 pagos de petróleo crudo vendido y entregado vencen a 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 periodo 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 petrolíferas	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 / u 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, retrasos 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 lecturas son generalmente pagaderas dentro de 30 días.



**Petróleos 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>Se o 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 o volumen o incentivos para la compra de productos; que se conocen días después de la transacción.</p>	<p>Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control se transfiere al cliente, lo que ocurre cuando se entrega en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, las tarifas de transportes 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 reclamos de calidad y volumen, etc. Las facturas son generalmente pagaderas dentro de 30 días.</p>
Servicios	<p>En los casos donde dentro de una misma orden de servicio se tengan servicios de transportación y a almacenamiento, pueden existir más de una obligación de desempeño, dependiendo del término del servicio. Cuando hay una obligación de desempeño no se distribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe más 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 encuentran 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 pagaderas 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 realizan al mismo tiempo y debido a que son FOB, el transporte para poner el producto en el destino es anterior a la entrega de 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 contraprestaciones variables, es decir, capacidad, penalizaciones o nominaciones por encima de la base firme, también existen cláusulas de ajustes por reclamos de calidad o volumen o 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 reclamos de calidad y volumen, etc.</p> <p>Las facturas son pagaderas a más tardar en 30 días.</p>

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

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 \$101,759,081, respectivamente (ver Nota 1C). 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 \$7,673,880, respectivamente.

C. Expedientes prácticos utilizados

i. Componente financiero significativo, menor a 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 transferencia 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 del desempeño que PEMEX ha completado, puede reconocer un ingreso de actividades ordinarias por el importe al 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 6 de marzo de 2020, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) liderada por Arabia Saudita, Rusia y otro grupo de socios petroleros, no lograron un acuerdo para reducir la producción y apoyar los precios del petróleo, lo que resultó en una baja significativa del precio del crudo en manera 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 almacenamiento 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 interrupciones relacionadas 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 pueden 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 evolución que PEMEX no puede predecir.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(CIF se expresadas en miles de pesos)

1. Actividades de Rusia en 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 del 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 OPEP, OPEC+ o otras naciones productoras de petróleo. La desestabilización de 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 ser seguidos por disminuciones de precios basadas 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 U.S.\$ 27.56 o un 34.3%, de U.S.\$ 80.40 por barril en 2021 a U.S.\$ 88.11 por barril en 2022. Esto se reflejó en el aumento en el valor de las ventas de PEMEX.

Las ventas totales incrementaron 99.4% a \$887,750,849 en 2022, de \$1,455,826,620 en 2021 a \$7,353,366,299 en 2022, debido principalmente a un aumento en los precios de venta de gasolina, diésel, combustóleo y turbotina.

5. 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 estableció 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 período de once meses terminados al 31 de diciembre de 2022, el incentivo complementario fue de \$111,893,258, el cual está incluido en un renglón por separado, como parte del total de ingresos en el estado consolidado del resultado integral. (Ver Nota 3 b).

5. 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 2020 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.



Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Saldo al 31 de diciembre de 2014	Valor en libros					Agrupación de valor nominal				
	Valor nominal con cambios en reservas	Valor razonable con cambios en otros instrumentos de valorización de dividendo	Valor razonable con cambios en otros instrumentos de valorización de dividendo	Acciones Financieras a corto y a largo plazo	Otros pagares Financieras	Total Valor en libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
		Cuando	Cuando	Cuando	Cuando	Cuando	Cuando	Cuando	Cuando	Cuando
Activos Financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos Financieros a corto plazo	\$ 11,755,768	—	—	—	—	11,755,768	11,755,768	—	—	11,755,768
Instrumentos a largo plazo	—	—	51,317	—	—	51,317	—	51,317	—	51,317
Total	\$ 11,755,768	—	51,317	—	—	11,807,085	11,755,768	51,317	—	11,807,085
Activos Financieros medidos a valor razonable - Disponibles										
Plazos cortos y a largo plazo efectivos	—	—	—	48,414,311	—	48,414,311	—	—	—	—
Derivados	—	—	—	177,111,340	—	177,111,340	—	—	—	—
Créditos y depósitos	—	—	—	4,263,240	—	4,263,240	—	—	—	—
Deuda por ventas	—	—	—	4,570,213	—	4,570,213	—	—	—	—
Instrumentos financieros conjuntos, asociaciones y otros	—	—	—	2,043,846	—	2,043,846	—	—	—	—
Documentos por cobrar	—	—	—	5,111,126	—	5,111,126	—	—	—	—
Bonos del Gobierno Federal	—	—	—	117,175,917	—	117,175,917	117,175,917	—	—	117,175,917
Participaciones	—	—	—	4,664,811	—	4,664,811	—	—	—	—
Total	\$ —	—	—	182,131,554	—	182,131,554	117,175,917	—	—	117,175,917
Activos Financieros medidos a valor razonable - Disponibles										
Instrumentos Financieros a corto plazo	\$ 171,225,816	—	—	—	—	171,225,816	171,225,816	—	—	171,225,816
Total	\$ 171,225,816	—	—	—	—	171,225,816	171,225,816	—	—	171,225,816
Activos Financieros medidos a valor razonable - Disponibles										
Participaciones	—	—	—	—	282,348,130	282,348,130	—	—	—	—
Otros instrumentos financieros	—	—	—	—	87,428,814	87,428,814	—	—	—	—
Participaciones en otras empresas	—	—	—	—	15,111,111	15,111,111	—	—	—	—
Participaciones	—	—	—	—	17,562,441,966	17,562,441,966	—	17,562,441,966	—	17,562,441,966
Total	\$ —	—	—	—	184,942,502	184,942,502	17,562,441,966	—	—	17,562,441,966

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)

Saldo al 31 de diciembre de 2021	Valores libros				Jerarquía de valor razonable					
	Valores negociados con contratos en el rol de negociación de derivados	Valores negociados con contratos en el rol de cobertura de negociación de derivados	Activos financieros a costo amortizado	Otros pasivos financieros	Total Valores libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	
Activos financieros negociados a valor razonable										
Mercado de instrumentos de capital	\$ 12,876,411	—	—	—	12,876,411	—	12,876,411	—	12,876,411	
Instrumentos de derivados	—	—	448,749	—	448,749	—	448,749	—	448,749	
Total	\$ 12,876,411	—	448,749	—	13,325,160	—	13,325,160	—	13,325,160	
Activos financieros negociados a costo amortizado										
Mercado de instrumentos de capital	\$ —	—	—	76,463,941	76,463,941	—	—	—	76,463,941	
Cuentas	—	—	—	10,271,741	10,271,741	—	—	—	10,271,741	
Activo de inversión en participaciones	—	—	—	3,750,878	3,750,878	—	—	—	3,750,878	
Préstamos financieros	—	—	—	37,658,147	37,658,147	—	—	—	37,658,147	
Instrumentos negociados por el rol de cobertura de derivados	—	—	—	2,772,852	2,772,852	—	—	—	2,772,852	
Documentos por cobrar	—	—	—	1,848,761	1,848,761	—	—	—	1,848,761	
Activos financieros federales	—	—	—	150,855,156	150,855,156	150,855,156	—	—	301,710,312	
Otros activos	—	—	—	4,237,483	4,237,483	—	—	—	4,237,483	
Total	\$ —	—	—	345,829,278	345,829,278	150,855,156	—	—	496,684,434	
Pasivos financieros negociados a valor razonable										
Instrumentos negociados en el rol de cobertura	\$ 213,034,086	—	—	—	213,034,086	—	213,034,086	—	426,068,172	
Total	\$ 213,034,086	—	—	—	213,034,086	—	213,034,086	—	426,068,172	
Pasivos financieros negociados a costo amortizado										
Préstamos	\$ —	—	—	—	28,014,530	—	—	—	28,014,530	
Instrumentos negociados por el rol de cobertura	—	—	—	—	28,014,530	—	—	—	56,029,060	
Instrumentos negociados por el rol de cobertura	—	—	—	—	12,711,485	—	—	—	25,422,970	
Total	\$ —	—	—	—	68,740,545	—	—	—	137,476,960	
Total	\$ —	—	—	—	68,740,545	—	—	—	137,476,960	

7 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					
Importo de moneda extranjera					
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	20,362,175	111,567,112	(101,204,937)	19.4143	\$ (1,964,823,008)
Euros	2,464	10,143,850	(10,141,386)	20.7083	(210,910,864)
Libras esterlinas	4,467	450,285	(445,818)	23.3496	(10,409,672)
Yenes japoneses	-	110,180,315	(110,180,315)	0.1470	(16,196,506)
Franco suizo	-	365,554	(365,554)	20.9791	(7,658,991)
					\$ (2,209,109,044)

31 de diciembre de 2021					
Importo de moneda extranjera					
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	14,262,352	97,614,622	(83,346,270)	20.5835	\$ (1,715,557,049)
Euros	741,098	11,735,890	(10,994,801)	23.4686	(257,277,899)
Libras esterlinas	2,085	469,032	(466,947)	27.8834	(13,020,070)
Yenes japoneses	-	110,178,061	(110,178,061)	0.1789	(19,710,855)
Franco suizo	-	165,348	(165,348)	27.5924	(4,551,088)
					\$ (2,013,915,861)

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 existentes 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 no 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 método de las 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 miles de pesos)

Los valores razonables determinados por insumos de Nivel 1, utilizan precios cotizados, en mercados financieros, para activos o pasivos idénticos. Los valores razonables determinados por los insumos del Nivel 2, están basados en precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos y en otros insumos, distintos a los precios cotizados, que se observan o aplican a esos activos o pasivos. Los insumos del Nivel 3 son insumos no observables para los activos o pasivos e incluyen situaciones en las que no existe o hay poca actividad en el mercado para estos.

Para medir el valor razonable de los activos y pasivos financieros de PEMEX se utilizan técnicas de valuación apropiadas, basadas en los insumos disponibles.

Cuando están disponibles, PEMEX calcula el valor razonable usando insumos del Nivel 1, debido a que éstos generalmente proveen la evidencia más confiable del valor razonable.

9. 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	\$ 41,316,301	41,520,864
Inversiones de inmediata realización ¹⁰¹	23,098,207	34,985,583
Total de efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 64,414,511	76,506,447

¹⁰⁰ El rubro de efectivo y bancos se integran principalmente por bancos.

¹⁰¹ Al 31 de diciembre 2021, incluye efectivo destinado para el plan de retiro de beneficios a empleados por \$15,461,286, estos recursos son obtenidos del cobro de los Bando Gubernamentales que será transfiriendo exclusivamente al FOLAPF (Fondo Laboral Pemex) para el pago de obligaciones relacionadas con pensiones y planes de retiro.

¹⁰² El rubro de inversiones de inmediata realización está integrado principalmente por inversiones gubernamentales a corto plazo.

10. CUENTAS Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR FINANCIERAS Y NO FINANCIERAS

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se integran como se muestra a continuación:

A. Clientes

	31 de diciembre	
	2022	2021
Clientes en el país	\$ 69,979,713	54,031,475
Clientes en el extranjero	37,137,432	47,227,606
Total de cuentas por cobrar, neto	\$ 107,117,145	101,259,081

Para conformar una mejor presentación las cifras correspondientes al rubro de Clientes y otras cuentas por cobrar, neto fueron separadas, en el estado de situación financiera consolidado.

A continuación, se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2022 y 2021, así como el saldo futuro:

100
1000

**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	1,383,538	876,782
31-60 días	876,493	384,335
61-90 días	527,907	46,024
más 90 días	3,868,537	2,528,849
Total	75,617,469	57,490,539
Saldo deteriorado	(5,637,756)	(3,459,063)
Total clientes en el país, neto	\$ 69,979,713	54,031,475

	Clientes en el extranjero	
	2022	2021
Saldo no vencido	\$ 34,637,823	41,540,673
1-30 días	1,180,553	4,980,175
31-60 días	15,010	12,227
61-90 días	6,117	47,616
más 90 días	1,422,708	921,432
Total	37,328,211	47,510,523
Saldo deteriorado	(190,779)	(282,917)
Total de clientes en el extranjero, neto	\$ 37,137,432	47,227,606

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX tiene exposición al riesgo de crédito relacionado con las cuentas por cobrar, ver 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)	(1,182,729)	(1,300,166)
Deterioro en cuentas por cobrar	(2,178,693)	(2,276,334)	(82,513)
Saldo al final	\$ (5,637,756)	(3,459,063)	(1,182,729)

	Clientes en el extranjero		
	2022	2021	2020
Saldo al inicio del año	\$ (282,917)	(211,363)	(182,923)
(Incrementos) cancelaciones	143,689	(72,761)	(20,353)
Efectos por conversión	(51,551)	1,202	(8,187)
Saldo al final	\$ (190,779)	(282,917)	(211,363)



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Metodología para el cálculo del deterioro de las cuentas por cobrar

PEMEX asigna una calificación a cada exposición 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 incumplimiento. Las exposiciones dentro de cada grado de riesgo crediticio están segmentadas por Entidades Subsidiarias y sus líneas de negocios comerciales, como resultado, la tasa de pérdida crediticia esperada se calcula para cada segmento y en función a la experiencia real de pérdida crediticia de los últimos 2 años. Estas tasas se multiplican por factores escalonados para reflejar las diferencias entre las condiciones económicas durante el período, respecto a la recopilación de datos históricos, las condiciones actuales y la opinión de PEMEX sobre las condiciones económicas durante las vidas esperadas de las cuentas por cobrar.

Al 31 de diciembre de 2022, el porcentaje de pérdida de crédito esperada para las cuentas por cobrar obtenido para cada Entidad Subsidiaria y compañía subsidiaria fue: Pemex Transformación Industrial 7.36%, Pemex Corporativo 3.87%, Pemex Logística 0.88%, PMI CIM 0.16%, y PMI 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%, PMI CIM 0.01% y PMI TRD 0.8%.

El monto de (deterioro) de clientes nacionales y extranjeros cargado al estado de resultados en 2022, 2021 y 2020 fue de \$(7,035,004), \$(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:		
Deudores diversos ⁽¹⁾	\$ 40,074,758	37,034,460
Funcionarios y empleados	4,965,645	3,757,693
Total de otras cuentas por cobrar financieras	\$ 45,040,403	40,792,153
Otras cuentas por cobrar no financieras:		
Impuestos por recuperar y anticipo de impuestos	\$ 44,597,094	80,581,355
Impuesto Especial Sobre Producción a favor (acreditable)	75,233,134	53,176,900
Otras	2,911,791	2,591,360
Total de activos otras cuentas por cobrar no financieros	\$ 122,722,019	136,350,115

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, incluye deterioro de \$(261,086) y \$(210,672), respectivamente.

11. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2022	2021
Refinadas y petroquímicos	\$ 60,838,241	40,359,715
Productos en tránsito	25,345,686	21,014,227
Petróleo crudo	32,971,427	18,540,376
Materiales y accesorios en almacenes	6,171,040	5,036,587
Materiales en tránsito	393,964	315,899
Gas y condensados	298,029	248,338
Total	\$ 126,018,397	86,113,142



**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 integran como se muestra a continuación:

	Porcentaje de participación	31 de diciembre	
		2022	2021
Deer Park Refining Limited Partnership ⁽¹⁾	49.995%	\$ —	6,703,324
Sierrita Gas Pipeline LLC	35.00%	1,051,626	1,187,170
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%	170,388	174,321
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C.V.	40.00%	91,537	110,344
Otros, neto	Varios	124,551	130,800
Total		2,043,966	8,958,376
Deterioro de negocio conjunto de DPRLP ⁽²⁾			(6,703,324)
Total		\$ 2,043,966	2,254,952

- (1) Al 31 de diciembre de 2021, PEMEX tenía el 49.995% de participación en DPRLP, se reconocía 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).
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⁾	\$ —	(3,374,314)	(4,056,037)
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V.	(18,807)	(97,809)	42,782
Sierrita Gas Pipeline, LLC	188,329	200,260	187,805
Frontera Brownsville, LLC	18,632	34,670	55,739
CH4 Energía, S. A. de C.V.	39,367	32,983	21,224
Texas Frontera, LLC	19,321	20,892	34,480
Otros, neto	102,550	95,211	178,469
Rendimiento (pérdida) neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos y compañías asociadas	\$ 349,401	(3,088,107)	(3,540,533)

- (2) 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 combinación de negocios, era reconocer solo un ingreso por comisión de las partes que integran el negocio conjunto y ahora corresponde a la venta de productos refinados a terceros.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas 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 al 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:

I. Negocio conjunto

Estados condensados de situación financiera	
Deer Park Refining Limited	
	31 de diciembre 2021 ⁽¹⁾
Activo y equivalentes de efectivo	\$ 16,931
Otros activos circulantes	2,747,712
Total de activos circulantes	2,764,673
Total de activos no circulantes	43,991,962
Total de activos	\$ 46,756,635
Pasivo financiero circulante	\$ 20,056,325
Otros pasivos circulantes	1,040,825
Total de pasivo circulante	\$ 21,097,140
Pasivos financieros no circulantes	\$ 11,000,707
Otros pasivos	1,250,799
Total de pasivo no circulante	\$ 12,251,506
Total de pasivo	\$ 33,348,646
Total de capital	13,407,989
Total de pasivo y capital	\$ 46,756,635

⁽¹⁾ Negocio conjunto hasta enero de 2022 (ver Nota 12-B).

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	4,223,056	4,776,575
Interés pagado	684,673	674,504
Impuestos	8,660	6,038
Resultado neto	\$ (6,749,296)	(8,112,881)

⁽¹⁾ Debido a reparaciones no esperadas en la unidad principal de destilación y coquizadora de la Refinería y a las fuertes nevadas en la zona de Texas 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 desaceleración económica y de la disminución 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)

I. Asociadas

Estados condensados de situación financiera

Sierrita Gas Pipeline, LLC

	Al 31 de diciembre	
	2022	2021
Total de activos circulantes	\$ 144,229	131,266
Total de activos no circulantes	2,997,861	3,354,987
Total de activos	\$ 3,137,090	3,489,253
Total de pasivo circulante	132,444	97,339
Total de pasivo	132,444	97,339
Total de capital	3,004,646	3,391,914
Total de pasivo y capital	\$ 3,137,090	3,489,253

Estados condensados de resultados

Sierrita Gas Pipeline, LLC

	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Ingresos	\$ 949,075	957,545	912,024
Costos y gastos	410,993	385,376	419,729
Resultado neto	\$ 538,082	572,173	522,295

- B. A continuación, se presenta información sobre las inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras más significativas.

Negocio conjunto

- Deer Park Refining Limited Partnership L.P. ("Deer Park") (Negocio conjunto). El 31 de marzo de 1993, PMI NASA adquirió el 49.995% de la refinería de Deer Park. En su calidad de socio general de DPRLP, 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, reparto de dividendos, endeudamiento y movimientos en el capital. De conformidad con el contrato de inversión y el financiamiento 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 \$6,703,374 que representaba el 49.995% de participación de PMI NASA en el patrimonio de Deer Park. (ver inciso A.)

Los efectos del COVID-19 impactaron negativamente a la industria de energéticos debido 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 refinación 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, resolviendo 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 Durango 2021, se presentarán tres efectos con respecto a los ingresos de explotación:

- 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 viciosa. En febrero de 2021, las industrias situadas dentro de la zona de Texas fueron afectadas por fuertes nevados. En la refinería Deer Park este fenómeno resultó en un paro total de emergencia, restaurándose las actividades hacia el último trimestre de marzo de 2021. Sin embargo, fue necesario ejecutar actividades de reparación que finalizaron en noviembre de 2021.
- c) Incremento en el costo de los etiquetados de metanol de origen renovable del programa "Renovable Fuel Standard" establecido por la Environmental Protection Agency de los Estados Unidos de América, que exige el uso de productos renovables en los combustibles de transporte, originando un mayor costo de "Renewable Identification Number".

Adquisición del negocio conjunto

Ver políticas contables en la nota 3-A1 Combinaciones de negocios y (iv) Inversiones controlizadas 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 mencionada adquisición, se identificaron indicios de deterioro y al cierre del ejercicio 2022, se realizaron pruebas de deterioro sobre el monto de la inversión reconocida a Deer Park, resultando en un deterioro por el monto total de la inversión al 31 de diciembre de 2022 por \$6,703,324 el cual se presenta 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. \$1,187,000, es decir, 55% (30 equivalente al 30.00%)

El 20 de enero de 2022, PEMEX adquirió el 50.00% restante de la participación en Deer Park a través del acuerdo de compra celebrada con Shell. Mediante esta operación PEMEX adquirió de forma indirecta el control sobre Deer Park. Como resultado de esta adquisición, esta compañía es ahora controlada en los estados financieros de PEMEX. A partir del 30 de enero de 2022, el modelo de negocio de DPRP 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 gasolina y destilados.

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, autoriza la capitalización de Petróleos Mexicanos a FHS y HPI hasta por el monto recibido del Fondo Mexicano de Infraestructura ("FONADIN") como una aportación financiera no recuperable, a efecto de que FHS y HPI, a su vez, capitalicen con FMI NASA y PMI SUS. Esta capitalización se usaron para solventar los compromisos financieros derivados de la adquisición de la participación de Shell en Deer Park. En enero de 2022, el monto recibido y registrado del FONADIN fue de \$23,300,000 (9,531,177,295). Adicionalmente, PEMEX contrató un préstamo del cual se dispuso la cantidad de \$6,977,405 (U.S. \$450,000) con vencimiento en un año.

Para el reconocimiento de esta transacción, PEMEX usó el método de compra de acuerdo con la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 2 "Combinaciones de Negocios", contabilizando la transacción como una adquisición de etapas. La empresa adquirida ingresó en los activos identificables a la fecha de adquisición de DPRP insusos (Propiedades, plantas y equipo y patentes, principalmente), procesos productivos y mano de obra. PEMEX ha determinado que, en conjunto, los insusos y procesos adquiridos contribuyen significativamente a la generación de 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 miles 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		896,391
Pago de deuda con socios		3,496,054		171,350
Total de la contraprestación pagada en efectivo		30,382,863		1,489,137
Liquidación de la relación preexistente		6,663,803		326,609
Total de la contraprestación pagada en efectivo y liquidación de la relación preexistente	\$	37,046,666	U.S.\$	1,815,746

La liquidación de la relación preexistente incluye el pago del 100% de la deuda que mantenía Deer Park con sus socios (\$1,327,383 o U.S.\$60,157 en efectivo, y \$5,436,420 o U.S.\$266,452 con contribuciones al patrimonio), de los cual es Deer Park usaba 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 PV NASA capitalizada. Debido 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 pagados para la adquisición del 50.005% de la participación de Deer Park ascendieron a \$145,937 (o 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 en la participación de PEMEX previo a la compra:

Efectivo y equivalentes de efectivo	\$	1,597,759	U.S.\$	78,310
Inventarios		6,918,473		339,091
Otros activos circulantes		131,661		6,453
Total de activos circulantes		8,647,893		423,854
Propiedades, planta y equipo		29,669,561		1,454,196
Total de activos identificables adquiridos	\$	38,317,454	U.S.\$	1,878,050

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 informadas 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 a precio de ganancia como sigue:

Contraprestación transferida	\$	37,046,666	U.S.\$	1,815,746
Valor razonable de los activos netos identificables adquiridos		(38,317,454)		(1,878,050)
Ganancia a precio de ganancia	\$	(1,271,188)	U.S.\$	(62,304)

No hubo ganancia o pérdida en la participación previamente mantenida de la compañía porque el valor en libros de estas partidas 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.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La ganancia a precio de ganga en la compra fue reconocida en el rubro de Otros ingresos en el Estado de Resultados Integral del periodo.

La ganancia a precio de ganga de U.S. \$42,304 (\$1,271.188) 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 al 31 de diciembre 2022, DPRLP contribuyó con \$238,940,945 y \$20,905,292 a los ingresos totales y utilidad neta del periodo, respectivamente, de PEMEX.

Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX reconoció \$(10,383,296) de efectos de conversión de la inversión de DPRLP en otros ingresos, como resultado del des-reconocimiento del método de participación.

Asociadas

- **Serrita 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.
- **Frontier Brownsville, LLC.** A partir del 1 de abril de 2011, PEMEX llevó a cabo un acuerdo conjunto, con TransMontaigne Operating Company L.P para tomar Frontier Brownsville (TransMontaigne). Dicha compañía fue constituida en Delaware, Estados Unidos de América, para poseer y operar ciertos instalaciones para el almacenamiento, lavado y limpieza de productos derivados del petróleo. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- **Texas Frontera, LLC.** Fue constituida el 27 de julio de 2010, su actividad principal es el arrendamiento de tanques para el almacenamiento de producto refinada. PEMEX es dueña del 50% de las acciones de la compañía. Levó a cabo un acuerdo conjunto con Magellan OIP, 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.
- **CH4 Energía, S. A. de C.V.** Fue constituida el 21 de diciembre de 2000, su actividad principal es la compra-venta de gas natural y todas 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 Dos Bocas, S. A. de C. V.** fue constituida el 12 de agosto de 1999, está a cargo del uso y aprovechamiento de las áreas de agua y terrenos del dominio 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 vía método de participación.

13. POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

En la hoja siguiente, se presenta la integración de los movimientos 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 millones de pesos)

	Ejercicio 2022					Ejercicio 2021					Activos empujados deudas	Total	
	Plantas	Plataformas Marítimas	Ductos	Refinerías	Logística	Plataformas Marítimas	Modular y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción ⁽¹⁾	Terceros			
Inversión													
Saldo al 1 de enero de 2021	\$ 411,751,222	17,407,134	781,791,605	1,077,738,249	56,871,735	259,105,029	48,801,030	20,829,510	162,870,607	44,125,519	-	\$ 3,340,007,170	
Adquisiciones	16,762,698	51,184	4,906,709	1,256,7812	28,710	4,540,354	115,157	316,126	111,214,721	57,902	-	20,944,608	
Reconstrucciones	3,114,824	-	1,001,565	64,049	115	7,531,776	2,649	1,191,971	127,147	1,616,666	574,678	305,667	
Amortización y depreciación	(13,522,135)	(1,217)	(24,131,191)	(11,511,186)	(1,417,911)	(7,307,664)	(308,799)	(6,191,816)	(5,777,292)	-	-	(28,759,193)	
Capitalizaciones	5,292,461	-	1,971,149	19,075,170	(54,044)	4,837,563	152,745	5,145,745	(65,840,768)	156,215	-	1,046,769	
Financiamiento	(3,415,071)	-	(18,362,898)	(25,382,714)	-	(12,718,274)	(128,411)	(101,149)	(2,754,867)	-	(154,674)	(129,517,769)	
Saldo al 31 de diciembre de 2021	511,496,189	14,543,091	499,471,971	1,037,461,570	73,711,582	415,961,713	46,310,585	24,524,417	233,435,510	44,761,498	-	3,211,215,727	
Adquisiciones	40,763,176	1,561,543	5,773,338	12,919,626	1,011,404	11,113,302	1,641,544	5,174,066	235,162,094	8,498,148	-	161,194,176	
Reconstrucciones	44,178,171	-	1,137,091	1,571,399	110,647	2,256,135	1,181,652	4,586,727	4,095,227	-	-	61,159,684	
Capitalizaciones	35,291,747	-	13,169,374	12,078,360	7,330,990	3,352,849	5,449,069	1,136,126	(25,471,796)	416,751	-	-	
Refinanciamiento	(4,351,671)	(49,174)	(21,467,411)	(17,130,505)	(17,784)	(4,704,999)	(46,144)	(376,137)	(1,141,740)	(41,674)	-	(47,761,511)	
Efectos de conversión	(6,424,641)	-	(83,700)	-	(512,117)	-	-	(21,647)	(11,567,711)	(1,957,961)	-	(16,271,811)	
Saldo al 31 de diciembre de 2022	\$ 1,053,816,879	14,840,995	499,661,642	1,066,407,716	73,865,712	420,362,210	50,409,617	29,291,417	274,025,364	53,115,289	-	\$ 4,350,296,991	
Derechos y amortización en México													
Saldo al 1 de enero de 2021	\$ (120,541,119)	(5,902,442)	(779,612,771)	(1,092,356,817)	(19,875,562)	(254,210,464)	(47,114,811)	(4,214,557)	-	-	-	\$ (2,134,111,194)	
Depreciación y amortización	(99,226,126)	(366,199)	(36,731,327)	(41,760,717)	(1,846,485)	(76,617,854)	(4,439,167)	(67,175)	-	-	-	(149,451,391)	
Reconstrucciones	(4,517,737)	(5,413)	(92,297)	(89,867)	(1,211,911)	(4,144)	(8,131)	(67,385)	(1,111,470)	-	-	(675,641)	
Amortización de intangibles (devaluación)	(15,670,759)	(1,217)	(21,282,202)	(171,070,886)	(8,217,977)	(67,176,035)	(248,799)	(5,101,445)	(25,777,341)	-	-	(147,279,150)	
Minería de petróleo	(4,519,628)	-	(1,545,178)	(2,549,176)	-	(1,777,244)	-	-	1,769,001	-	-	(59,610,712)	
Refinanciamiento	471,265	-	(1,092,128)	(5,107,611)	-	(4,230,911)	(41,914)	(81,548)	-	-	-	(12,210,864)	
Saldo al 31 de diciembre de 2021	(427,897,731)	(6,275,268)	(799,417,715)	(1,382,871,028)	(25,929,068)	(284,074,556)	(46,691,707)	(15,094,967)	(24,818,479)	-	-	(2,516,981,914)	
Depreciación y amortización	(17,484,471)	(647,145)	(11,490,175)	(14,111,249)	(1,210,504)	(11,079,121)	(1,854,885)	(301,884)	-	-	-	(33,771,211)	
Reconstrucciones	(4,147,319)	-	(2,241,366)	(1,504,414)	(411,161)	(3,370,692)	(34,734)	(1,171,461)	(1,169)	-	-	(13,614,944)	
Amortización	(128,635,020)	(14,261,718)	(142,961,718)	(41,679,729)	(14,147)	(12,656,840)	(14,122)	(5,746)	(2,797,354)	-	-	(177,969,741)	
Refinanciamiento	1,016,367	-	(1,343,410)	(2,541,785)	(1,029,277)	(4,022,277)	-	-	4,092,710	-	-	(14,007,120)	
Refinanciamiento	(4,843,071)	(17,784)	(6,040,184)	(6,511,087)	(5,510)	(1,840,943)	(15,547)	(48,384)	-	-	-	(11,911,711)	
Minería de petróleo	(1,611,144)	-	(4,897)	-	(76,438)	-	(47,479)	(1,123)	-	-	-	(4,110,356)	
Saldo al 31 de diciembre de 2022	\$ (597,443,811)	(6,993,644)	(794,641,516)	(1,270,108,091)	(37,796,490)	(294,291,096)	(46,837,401)	(15,064,011)	(27,216,129)	-	-	\$ (2,781,507,245)	

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Plantas	Equipos de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marítimas	Mobiliario y Equipo	Equipo de Transporte	Obras en construcción ⁽¹⁾	Activos Intangibles	Otros	Total
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2022	262,986,454	7,267,028	259,024,586	305,061,567	24,855,235	151,830,657	4,615,343	17,474,435	393,617,031	44,765,993	—	1,274,532,607
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2021	264,493,026	8,247,351	229,247,137	326,341,633	26,069,216	126,171,320	4,673,256	17,611,285	316,699,455	53,126,296	—	1,366,750,659
Tasa de depreciación	3 a 5%	7%	7 a 7%	—	1 a 7%	4%	1 a 10%	4 a 20%	—	—	—	—
Vida útil estimada en años	20 a 15	70	15 a 45	—	13 a 35	25	3 a 15	5 a 25	—	—	—	—

⁽¹⁾ Principalmente se integra por los conceptos de Pozos, Ductos y Plantas.

⁽²⁾ 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.

⁽³⁾ 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 12).

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, \$3,100,007 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 7.05%, 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 costos y gastos de operación ascendieron a \$139,771,815, \$133,431,365 y \$129,691,820, 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 \$24,327,143, \$24,779 y \$2,734,317, 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 \$66,699,388 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 pozos no asignados a una reserva por \$10,630,314, \$15,698,296 y \$6,229,356, 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, costos, 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	35,031,541
Pemex Transformación Industrial	(25,615,351)	(32,153,192)	(71,761,571)
Pemex Logística	2,121,045	(3,161,108)	426,560
Perdi Azufre Industrial	—	—	42,214
Gas Bienestar	—	(282,452)	—
Pemex Fertilizantes	—	—	(92,444)
MGAS	394,355	(176,674)	—
Total	\$ (83,538,021)	(1,210,595)	(36,353,700)

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 \$35,031,541, respectivamente, los cuales se produjeron en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

	2022	2021	2020
Cantarrull	\$ (48,371,891)	(5,782,224)	3,477,189
Chuc	(6,517,953)	25,962,488	8,348,555
Islal - Yanik	(5,042,806)	461,673	(485,672)
Antonio J. Bermúdez	(5,510,789)	(1,815,596)	(9,705,730)
Acosta Terclario del Golfo	(2,870,870)	13,493,508	29,954,187
Tamaulipas Constituciones	(2,333,354)	684,766	(2,819,337)
Sancti Spiritus El Golpe	(1,454,789)	—	—
Cárdenas-Mora	(1,150,448)	—	—
Chakch	(648,846)	(705,781)	(1,269,083)
Cuenca de Matucana	(281,770)	38,939	735,970
Burgos	10,447,135	(12,517,196)	9,659,028
Ysimón Xux	2,268,459	(4,600,480)	3,970,244
Esano (CEI)	1,298,911	(1,281,396)	—
Ogario Magallanes	530,061	(530,061)	—
Visión (CEI)	290,830	(938,043)	(574,047)
Crudo Ligero Marino	—	20,238,977	(2,141,285)
Arenque	—	803,757	(803,250)
Aylin - Alarc	—	—	(3,269,173)
Total	\$ (60,438,070)	34,562,831	35,031,541



**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 \$166,438,070 debido principalmente a: (i) una disminución en los volúmenes de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) por \$256,203,054 destacando las UGE's Cantarril por \$166,852,540, Acuña Terciario del Golfo (ATG), Latac Maná, Antonio J. Bermúdez y Chuc, así como a: (ii) la variación cambiaria por \$17,563,791 pasando el tipo de cambio de \$20,5655 a \$19,4142 por dólar americano de diciembre 2021 a diciembre 2022, respectivamente. Estos efectos se contrarrestaron por: (i) aumentos en precios de los crudos y gas por \$157,896,173 destacando las UGE's Burgos, Ogarino Magallanes y Crudo Ligero Marino; (ii) incremento en la tasa de descuento por \$52,553,103 pasando de 6.89% a 5.31% motivado por aumento en el componente de deuda dentro de la WACC, el cual obedece a la baja de tasas de interés a nivel global, lo que impacta en el benchmark de las tasas de PEMEX y la industria de petróleo y gas que utilizan para la determinación de dichas tasas de descuento, destacando la UGE Cantarril derivado principalmente a la reducción de un 12.5% en su reserva probada 1P conllevada al 1 de enero de 2023 pasando de 683.82 MMBCPe a 474.95 MMBCPe de diciembre 2021 a diciembre 2022, respectivamente; y (iii) un beneficio en impuestos por \$4,743,649 motivado básicamente por menores ingresos en las reservas probadas al 1 de enero de 2023 de las UGE's Cantarril, Acuña Terciario del Golfo y Latac Maná.

Al 31 de diciembre de 2021 se reconoció una reversa de deterioro neto por \$14,567,231 debido principalmente a: (i) un incremento positivo en los precios de los crudos por \$243,623,784 destacando las UGE's Acuña Terciario del Golfo, Chuc, Crudo Ligero Marino, y Latac Maná; (ii) mayor variación cambiaria por \$13,361,070 pasando el tipo de cambio de \$19,5174 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 \$624,875 pasando de 6.24% en 2020 a 5.89% en 2021. Este efecto fue contrarrestado por: (i) una disminución en el volumen de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) por \$34,941,068 y mayores costos de transporte y distribución generando un efecto negativo por \$6,7542,025, principalmente en las UGE's Cantarril, Burgos, Antonio J. Bermúdez y Magucpaná; (ii) a los incrementos de reservas probadas en los nuevos desarrollos destacando Tuziti, Questur, Xan, Tactul, Chac, Alabal, Tel, Teckit, Suuk, Pokché y Mulché; (iii) un incremento en impuestos por \$18,119,784 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 ATG, Chuc, Crudo Ligero Marino and Tsimé Xan, principalmente; y (iv) un deterioro en los Contratos de Exploración y Extracción de las UGE's Misión y Ebanos por \$2,189,440.

Al 31 de diciembre de 2020 se reconoció una reversa nota de deterioro por \$35,031,541 debido principalmente a: (i) efecto positivo por incremento en los precios de los crudos por \$50,763,557 destacando las UGE's Cantarril y Acuña Terciario del Golfo; (ii) aumento en los volúmenes de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) generando un efecto por \$37,754,306 destacando principalmente en las UGE's ATG, Burgos y Crudo Ligero Marino. Cabe señalar que se presentaron incrementos de reservas probadas en los nuevos campos destacando Tuziti, Nikis, Tactul, Chac, Teckit, Tel, Teckit, Suuk, Pokché y Mulché; (iii) efecto positivo por mayor período carencia por \$2,067,337 destacando las UGE's Cantarril, ATG y Burgos pasando el tipo de cambio de \$18,2457 pesos a \$19,4478 pesos por dólar americano de diciembre 2019 a diciembre 2020, respectivamente; (iv) Se reconocen ligeros incrementos en impuestos por \$2,846,410 motivado por menores ingresos en los perfiles de producción y precios con respecto al 31 de diciembre de 2019 destacando las UGE's Antonio J. Bermúdez, Chuc y Tsimé Xan; (v) efectos contrarrestados por mayor costo en la tasa de descuento por \$74,428,066 pasando de 6.16% a 5.33%, este motivo que las UGE's con mayores ingresos en volumen, precio y paridad cambial a reconocerían estos efectos en mayor proporción.

Las unidades generadoras de efectivo en Petros Exploración y Producción son proyectos de inversión que agrupan campos productores que tienen asociadas reservas de hidrocarburos con categoría 1P - reservas probadas. Estos campos productores de hidrocarburos contienen diversos grados de poder al arribo (AP) integrados por un conjunto de pozos y se encuentran apoyados por activos fijos asociados directamente a la producción, como son ductos, instalaciones de producción, plataformas marítimas, equipo especializado y maquinaria.

Cada proyecto representa la unididad 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 en uso).

En exploración y producción para la determinación del importe recuperable de los activos fijos se utilizan las reservas probadas (1P) con precios estimados a largo plazo. El monto recuperable se considera activo en el valor en uso.

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a la extracción de hidrocarburos, se determina el valor presente neto de las reservas utilizando las siguientes primas:

**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	59.17 U.S.\$/bbl	56.60 U.S.\$/bbl	52.96 U.S.\$/bbl
Precio promedio de gas	4.98 U.S.\$/mpe	4.66 U.S.\$/mpe	5.21 U.S.\$/mpe
Precio promedio de condensados	64.95 U.S.\$/bbl	65.50 U.S.\$/bbl	61.09 U.S.\$/bbl
Tasa de descuento después de impuestos	9.31% anual	6.89% 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 mmbpce (miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente), 7,341 mmbpce y 6,731 mmbpce 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, determinando flujos de efectivo asociados a reservas LP después de impuestos y utilizando una tasa de descuento igualmente después de impuestos, la provisión de taponamiento 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 una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro y a reversa de deterioro son los siguientes:

	2022	2021	2020
Chos	\$ 58,826,338	86,717,289	33,037,408
Aceite Terciario del Golfo	44,910,967	75,544,451	38,617,185
Telmix Xux	42,487,962	29,336,464	21,703,642
Ogarrio Magallanes	29,222,531	25,089,823	—
Credito Ligero Marino	27,993,723	34,424,670	11,455,311
Bugos	13,254,788	4,403,791	16,003,831
Itzal - Manik	10,377,668	23,071,621	10,361,747
Antonio J. Benítez	10,090,851	18,666,302	23,717,426
Arenque	5,307,305	5,920,659	5,756,420
Ébano (CEE)	4,857,880	(7,573,169)	—
Tamaulipas Constituciones	3,000,177	5,878,883	4,571,735
Cuenca de Maruspana	82,709	722,874	899,838
Misión (CHE)	(493,397)	(101,442)	832,734
Pakarh	(2,746,174)	(1,820,553)	(571,834)
Cárdenas-Mora	(3,309,463)	4,893,697	—
Santuario El Golpe	(4,082,727)	17,225,366	—
Camarell	(13,100,589)	54,559,887	121,968,126
Pova Hica	—	—	6,276,904
Costero	—	—	5,335,324
Total	\$ 226,574,049	376,570,683	301,905,067

Unidades Generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

A 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, Pemex Transformación Industrial reconoció deterioros, neto por \$(25,625,362), \$(32,253,192) y \$(71,761,571), respectivamente, los cuales se produjeron 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	\$ 117,192,044	(4,676,356)	(37,432,794)
Complejo Petroquímico Morelos	(7,512,581)	363,522	(2,250,734)
Complejo Petroquímico Campesina	(6,419,034)	1,115	—
Refinería Salamina	(5,819,073)	(2,197,781)	(5,386,275)
Complejo Procesador de Gas Peto Rica	(3,656,338)	—	—
Complejo Procesador de Gas Arzobispo	(1,993,931)	—	—
Refinería Santa Cruz	(1,915,431)	(3,263,178)	—
Refinería Cadereyta	(68,060)	(2,295,115)	(7,083,756)
Refinería Tula	9,757,714	(6,446,377)	(2,820,776)
Refinería Matamoros	5,244,352	(13,210,073)	(18,412,056)
Complejo Petroquímico Cuscutaque	630,486	(776,631)	—
Complejo Petroquímico Peñitas	21,596	195,324	(1,484,489)
Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex	—	—	(1,080,853)
Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex	—	—	(709,127)
Total	\$ (25,645,351)	(32,153,197)	(71,761,571)

A) El 31 de diciembre de 2022 Femex Transformation Industrial reconoció un deterioro neto por \$175,615,351; debido a (i) la baja en el tipo de cambio, el cual pasó de \$20.5335 en diciembre 2021 a \$19.4143 en diciembre 2022; (ii) al alza relevante en la tasa de descuento al pasar de 3.43% en diciembre 2021 a 4.16% en diciembre 2022; y (iii) para las UGEs de Petroquímica secundaria se proyecta una disminución en el margen bruto, lo que derivó en el deterioro de estas instalaciones.

A) El 31 de diciembre de 2021, se reconoció un deterioro neto por \$(32,153,197); debido a (i) incapacidad de alcanzar los niveles de producción proyectados por problemáticas de la operación, (ii) los proyectos Gasolina Ultra Baja en Arzobispo (GUBA) y Gasolina Ultra Baja en Arzobispo (GUBA), 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 Matamoros, la cual, debido a sus altos costos y gastos proyecta un resultado negativo, por lo que, debe deteriorarse de manera total. Estos efectos se compensaron con (i) un incremento de ingresos derivados del aumento de precios de venta para las UGEs de petroquímica secundaria; (ii) el aumento en el tipo de cambio al pasar de \$19.9487 en diciembre 2020 a 20.5835 en diciembre 2021, y (iii) la disminución de la tasa de descuento al pasar de 10.83% a 2020 a 9.45% en 2021.

A) El 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 Matamoros, Minatitlán y Tula, por un menor proceso de crudo en el primer año en producción, (ii) decremento en los precios de los principales productos, (iii) una continuación en las tasas de descuento en las unidades generadoras de efectivo de refinador, 0.61%, gas de C 16% y decremento en Petroquímicos de 1.15% y Etileno de 0.35%, (iv) el efecto de la depreciación de peso respecto al dólar, en los flujos de efectivo que utilizan al dólar como referencia, que pasó de \$18,6432 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													
	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	
	Refinerías			Gas			Petroquímicos			Líquidos ⁽ⁱ⁾			Fert. Azúcar	
Descomposición														
Valorado en \$	66.73	67.4	71.87		5.4				N.A.			N.A.		N.A.
				2001	2147	2134								
				147.208	147.208	147.208								
				28.644	28.644	28.644								
Valor en \$				1.71.160	1.71.160	1.71.160								
Valor promedio	199.160	201.160	202.160	1.71.160	1.71.160	1.71.160								
Flujo de efectivo	\$1.641.13	\$2.940.23	\$1.944.1	\$1.41.163	\$1.141.163	\$2.940.23	\$1.41.163	20.161	\$19.345.7	211.443	10.343.5	\$19.941.1	\$19.41.1	\$2.940.23
Activos de largo plazo														
Costo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Costo promedio	11.26%	9.41%	10.81%	11.26%	12.13%	9.16%	12.16%	8.61%	9.74%	10.79%	8.61%	8.79%	11.26%	11.26%
Valor	2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valor	2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017	2012	2013	2014	2015	2016	2017

⁽ⁱ⁾ Promedio de los primeros 4 años.

⁽ⁱⁱ⁾ 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 procesadores que se agrupan de acuerdo a sus tipos de procesos ejecutados en: refinerías, centros procesadores de gas y complejos petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos terminados para venta directa al cliente o productos intermedios que podrán ser procesados por el mismo negocio en otra de sus unidades generadoras de efectivo con 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 posibilidad 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 diversos modelos estadísticos que consideran 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

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2022	2021	2020
Refinería Salina Cruz	\$ 49,725,087	31,909,325	30,422,588
Refinería Tula	48,695,398	39,815,747	34,829,922
Refinería Cuernavaca	48,101,707	39,432,148	40,793,541
Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex	31,708,026	—	—
Refinería Salamanca	17,799,785	51,998,803	44,771,784
Refinería Madero	10,279,749	—	6,799,072
Refinería Minatitlán	4,061,210	20,545,810	18,919,747
Complejo petroquímico Cosoleacaque	1,974,154	625,255	—
Complejo Procesador de Gas Aranguay	105,610	—	—
Complejo Petroquímico Cangreera	—	—	11,493,567
Complejo Petroquímico Morelos	—	7,303,064	9,396,763
Total	\$ 212,541,057	192,330,147	197,332,486

Unidad generadora de efectivo Pemex Logística

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, Pemex Logística reconoció una reversa de deterioro en 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	(2,927,035)	—
Buque tanque	—	—	303,516
Transporte terrestre (pipas blancas)	—	(234,073)	123,044
Reversa (deterioro), neto	\$ 2,121,045	(3,161,108)	426,560

	Al 31 de diciembre de								
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
	Ductos			Transporte terrestre			Buque tanque		
Tasa de descuento	12.73%	12.57%	11.97%	12.73%	12.57%	11.97%	12.73%	12.57%	11.97%
Vida útil	19	25	27	2	3	5	16	17	19

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 descuento que inició 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 \$(3,161,104) debido a: (i) el deterioro de algunas obras en proceso, a las cuales se les estimó una reserva debido a los ajustes económicos que para estos proyectos presenta la empresa y (ii) el incremento de la tasa de descuento incidido 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 Logística 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 Logística para la determinación del importe recuperable, utiliza el cálculo de valor de uso.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Logística 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
TAD, TDGL, TOMS (Terminales de Amacanamonto)	\$ 66,431,756	76,527,322	95,169,597
Ductos	43,707,101	113,847,249	88,740,662
Logística Primaria	74,294,282	72,281,553	108,036,325
Total	\$ 184,432,639	262,652,324	291,946,584

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

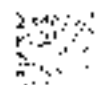
La tasa de descuento utilizada para 2020 fue 9.51%, como consecuencia de la actualización de la muestra de empresas utilizadas como referencia en el cálculo de la tasa.

Al 31 de diciembre de 2020 se incluye \$(92,444) por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las unidades generadoras de efectivo mencionadas anteriormente. El deterioro obedece 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 del amoníaco.

	2020
Tipo de cambio	1\$.9487
Tasa de descuento	9.51%
Vida útil	22

§ 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 Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Algunos C.I. son operados a través de acuerdos de operación conjunta, los cuales PUMEX, mediante sus estados financieros, tiene derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, así como los ingresos y gastos relacionados con estos acuerdos.

Los C.I. 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 del Ejecutivo Federal por conducto de la CNH y por otra parte el contratista, como contratista del área contractual a su respectivo 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 contraprestaciones en favor del contratista:

i. Contratos de Producción compartida sin Socio

- Área Contractual 29 de Cuencas del Sureste, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Área Contractual Ek-Balari, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

ii. Contratos de Producción en Consorcio

- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 2 Tampico Misantla, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción y DEA Deutsche Erdöl Mexico S. de R.L. de C.V. (operador) y Compañía Española de Petróleos S.A. de C.V. (obligado 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 extractiva a su respectivo 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 contraprestaciones en favor del contratista. Pemex Exploración y Producción y DEA tienen una participación de 50% para cada uno, la condición de operador cubo a cargo de Pemex Exploración y Producción.
- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 8 Cuencas de Sureste, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (operador), EPC Hidrocarburos México, S.A. de C.V. (EPC) y Cupetrol Global Energy, S. de C.V. (obligado solidario). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para Pemex Exploración y Producción y 50% para EPC.
- Área Contractual 16 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio DEUTSCHE Erdöl Mexico 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 DEUTSCHE Erdöl 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 Misantla, otorgado al consorcio DEUTSCHE Erdöl Mexico 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 DEUTSCHE Erdöl Mexico 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 Misantla, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador) y Compañía CEPSA 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 22 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 de 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.

2022
12
31

**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 del 50% para cada uno.
- Área contractual Santuario y El Golpe, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Petrolas 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 Petrolas.
- Área contractual Misión, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Servicios 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 Servicios Múltiples de Burgos.
- Contrato correspondiente al área contractual Ébano, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), DS 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 de: 54.99% para DS 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 petrolíferas, 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 deberá 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 al corriente en el pago de las Contraprestaciones al Estado.

I. Contratos de Licencia sin 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 18, Cordilleras Mexicanas, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

II. 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 "Cinturón 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 del 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 al 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 una.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 22, Cuenca Salina quebrado 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 Tran conformado por BHP Billiton Petróleos Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). 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 Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas 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 (socio), Petrolera Cárdenas Mora, S. A. P. I. de C. V. (operador) y Cheiron Holdings Limited (obligado solidario). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y Petrolera Cárdenas Mora es de 50% cada una.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Ogazco, conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), Deutsche Erdöl-Mexico, S. de R. L. de C. V. (operador) y DEA Deutsche Erdöl, A. G. (obligado solidario). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y DEA Erdöl es de 50% cada una.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Miquetán, conformado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). 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)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2022	Producción compartida												
	EO: Bafom	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 28	Bloque 17	Bloque 18	Bloque 19	Bloque 27	Bloque 23	Bloque 35	Santopie El Golpe	Misión	Ebano
Ingresos													
Ventas netas	\$ 29,750,552	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,104,331	1,475,641	\$ 1,130,228
Costos de explotación	5,802,024	107,918	11,009	35,862	38,575	73,599	20,124	36,571	164,427	12,347	1,252,681	159,622	1,704,615
Beneficio (pérdida) bruto	13,948,528	(107,918)	(11,009)	(35,862)	(38,575)	(73,599)	(20,124)	(36,571)	(164,427)	(12,347)	(1,148,350)	(159,622)	(574,387)
Otros ingresos (gastos) neto	25,355	(5,302)	(5,425)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(596)
Costos de adquisición de	774	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5,067	—	81,885
Beneficio (pérdida) de operación	13,482,479	(113,220)	(16,434)	(35,862)	(38,575)	(73,599)	(20,124)	(36,571)	(164,327)	(12,347)	(1,153,417)	(159,622)	(154,388)
Impuestos, derechos y otros	4,402,531	—	—	—	—	—	—	—	—	271	45,274	374,198	—
Rendimiento (pérdida) neto	\$ 8,979,948	(113,220)	(16,434)	(35,862)	(38,575)	(73,599)	(20,124)	(36,571)	(164,327)	(12,347)	(1,198,691)	(1,020,820)	(154,388)
Activos y pasivos													
Electricidad	\$ —	158,344	16,011	—	123,294	94,416	114,029	—	—	—	35,304	—	\$ —
Cuentas por pagar	70,044,645	246,228	56,568	35,105	15,867	36,061	1,129,278	263,171	48,200	316,120	10,201,811	7,920,779	1,095,264
Total al final del año	70,044,645	404,572	190,579	35,105	25,367	160,775	1,238,014	367,174	48,200	316,120	10,917,075	7,920,779	1,995,264
Recechos, derechos, propiedades, planta y equipo, neto	78,124,354	—	—	—	—	—	—	—	—	—	59,070	1,451,427	318,525
Otros activos	—	12,111	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total del activo	\$ 146,168,999	416,683	190,579	35,105	25,367	160,775	1,238,014	367,174	48,200	316,120	10,976,145	7,920,779	\$ 1,995,264
Provisiones	14,052,558	—	—	—	—	—	—	—	—	681,557	5,434,599	2,470,654	—
Impuestos y derechos por pagar	537,069	668	1,271	—	1,642	931	2,076	—	—	—	9,017	15,759	7,003
Otros pasivos circulantes	1,700,644	896,333	487,011	61,871	50,571	446,541	1,308,915	610,383	95,941	48,402	2,272,280	1,033,148	565,073
Impuestos diferidos por (paga)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total del pasivo	\$ 16,490,261	903,801	498,283	61,871	52,212	447,512	1,310,915	612,459	95,941	48,402	2,281,297	1,048,861	\$ 572,076
Patrimonio (deficit)	\$ 129,678,738	(387,118)	(69,704)	(26,766)	(26,845)	(186,740)	(102,881)	(245,285)	(219,900)	(232,720)	(1,184,652)	(6,971,882)	\$ 1,423,188



**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 al 31 de diciembre de 2022	Contratos de Licencia						Cárdenas		
	Envo	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 5	Bloque 18	Bloque 22	Mora	Osario	Miguista
Ingresos:									
Ventas netas	\$	—	—	—	—	—	2,097,230	2,084,907	\$ 427,144
Costo de la venta	—	42,947	127,365	66,975	71,444	61,617	7,325,587	959,455	1,162,390
Rendimiento (pérdida) bruto	—	(42,947)	(127,366)	(66,975)	(71,444)	(61,617)	(233,340)	(1,125,442)	(1,739,594)
Otros ingresos (gastos) neto	—	—	—	—	—	—	(659)	(261)	(8,374)
Gastos de administración	—	—	—	—	—	—	61	86,162	147,842
Rendimiento (pérdida) de operación	—	(42,947)	(127,366)	(66,975)	(71,444)	(61,617)	(233,870)	(1,039,280)	(1,895,810)
Impuestos, derechos y otros	—	—	—	—	—	—	263,585	306,956	—
Rendimiento (pérdida) neto	\$	—	(127,366)	(66,975)	(71,444)	(61,617)	(697,151)	(732,294)	\$ (995,810)
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$	—	—	108,522	111,921	—	43	—	\$
Cuentas por cobrar	—	31,260	157,640	44,581	50,291	341,860	8,648,213	1,359,559	1,576,331
Total activo circulante	—	31,260	157,640	153,103	151,592	341,860	8,648,253	1,359,559	1,576,331
Pasos, ductos, propiedades, planta y Equipo, neto	—	—	—	—	—	—	235,650	1,356,020	222,840
Total del activo	\$	—	31,260	153,103	151,592	341,860	8,883,903	2,695,579	\$ 1,799,171
Proveedores	—	181,591	190,000	89,436	99,995	575,203	3,974,082	2,341,715	2,095,395
Impuestos y derechos por pagar	—	—	—	5,521	5,893	—	2,506	12,710	1,729
Otros pasivos contingentes	—	59,442	707,321	459,175	477,335	116,167	1,762,514	4,021,183	261,675
Total del pasivo	\$	—	241,034	591,330	554,072	583,224	5,742,422	6,378,557	\$ 2,359,797
Patrimonio (déficit), neto	\$	—	(166,817)	(130,324)	(133,394)	(136,588)	(4,058,957)	(1,415,471)	\$ (560,626)

**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 \$20,016,145, se integra 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	\$ 18,639,136	21,435,160
Incrementos en obras en construcción	34,291,324	25,377,983
Deducciones contra gastos	(15,911,491)	(12,565,711)
Deducciones contra activo fijo	(10,630,314)	(15,608,296)
Saldo al final del año	\$ 28,388,655	18,639,136

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, \$22,296,103 y \$19,351,986, respectivamente.

B. Otros activos intangibles

	Licencias	Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones	Total
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2022	\$ 5,758,823	1,845,848	\$ 7,104,671
Adiciones	1,016,289	73,953	1,040,234
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(33,617)	(105,591)	(139,208)
	\$ 6,241,495	1,764,208	\$ 8,005,697
Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2022	\$ (4,950,315)	(277,346)	(5,727,661)
Adiciones	(135,948)	—	(195,948)
Gasto por amortización	(492,311)	(24,031)	(516,342)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	25,486	45,047	70,533
	(5,613,088)	(256,330)	(6,369,418)
Saldo al 31 de diciembre de 2022	\$ 628,401	1,007,878	\$ 1,636,279

Vidas útiles

1 a 3 años

Hasta 36 años



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Licencias	Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones	Total
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2021	\$ 4,885,365	1,769,100	\$ 6,654,465
Adiciones	416,070	70,165	486,235
(Bajas)	(35,885)	—	(35,885)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(6,567)	56,583	49,916
	<u>5,258,823</u>	<u>1,845,848</u>	<u>7,104,671</u>
Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2021	\$ (4,592,114)	(721,467)	\$ (5,313,581)
Bajas	32,561	—	32,561
Gasto por amortización	(371,115)	(32,180)	(403,295)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(19,647)	(25,499)	(45,146)
	<u>(4,950,315)</u>	<u>(777,346)</u>	<u>(5,727,661)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2021	\$ 308,508	1,068,502	\$ 1,377,010

Vidas útiles

1 a 3 años

Hasta 36 años

15. BONOS DEL GOBIERNO FEDERAL, DOCUMENTOS POR COBRAR A LARGO PLAZO Y OTROS ACTIVOS

A. Pagarés

El 5 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos recibió pagarés 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 26 pagarés a favor de Petróleos Mexicanos. El destino de los recursos obtenidos de los Bonos Gubernamentales será transferido exclusivamente al FGLAPE para el pago de obligaciones relacionadas 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 ⁽¹⁾</u>	
Movimientos de los pagarés:		
Saldo al inicio del año	\$	126,534,822
Cobros de pagaré		(4,102,622)
Rendimientos devengados		7,097,040
Intereses cobrados		(881,248)
Reversa (deterioro) de pagaré		8,000
Intercambio		(128,656,192)
Saldo al final del año	\$	—

⁽¹⁾ Hasta el 19 de noviembre de 2020.

B. Bonos del Gobierno Federal

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los Bonos Gubernamentales están valuados a costo amortizado, como sigue:

	<u>2022</u>		<u>2021</u>	
Total de los Bonos del Gobierno Federal ⁽¹⁾	\$	110,179,517	\$	110,855,356
Menos: porción circulante de los Bonos del Gobierno Federal, neto de pérdidas crediticias esperadas		46,526,257		1,253,451
Porción no circulante de los Bonos del Gobierno Federal	\$	63,653,260	\$	109,601,905

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el monto de pérdida crediticia esperada reconocida corresponde a \$9,717 y \$13,038, respectivamente.

Al 19 de noviembre de 2020, el valor de los Bonos Gubernamentales fue de \$128,786,611, y el pasivo reconocido fue de \$95,597,610.

El 20 de noviembre de 2020, Petróleos Mexicanos monetizó a totalidad de los Bonos Gubernamentales al entrar en un acuerdo financiero de tres años para obtener una parcialidad de su valor equivalente a \$95,597,610 a una tasa del 8.55775% anual, con vencimiento el 24 de noviembre de 2023. Petróleos Mexicanos conserva 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 están reconocidos como activos restringidos 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 periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, los intereses generados por los Bonos Gubernamentales ascendieron a \$7,534,938 de los cuales Petróleos Mexicanos recibió pago por \$7,455,715. Durante el periodo 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.

Al 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 \$107,497,032 y \$913,487 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 \$108,067,414 y \$109,174,514 que, con respecto al valor razonable de los pasivos asociados de \$82,372,990 y \$83,860,441, presentan una posición neta de \$25,694,424 y \$25,314,073, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el pasivo reconocido es de \$90,577,556 (\$80,739,938 de principal y \$88,958 de intereses) y \$84,189,749 (\$83,401,120 de principal y \$788,629 de intereses), respectivamente (ver Nota 16).

A continuación, se muestran los movimientos de los Bonos del Gobierno Federal:

	2022	2021
Saldo al inicio del año	\$ 110,855,356	\$ 179,549,519
Bonos del Gobierno Federal cobrados ⁽¹⁾	—	(15,768,696)
Revoluciones devengados	7,534,938	7,094,180
Intereses cobrados	(7,455,715)	(7,126,555)
Impacto de valuación de valores denominados en U.D.I.s	491,979	459,149
Costo amortizado	(1,250,358)	(3,336,781)
[Decremento] de bonos	3,321	4,544
Saldo al final del año	\$ 110,179,517	\$ 110,855,356

⁽¹⁾ El Bono fue cobrado el 9 de diciembre de 2021.

C. Documentos por cobrar a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los documentos por cobrar ascendieron a \$1,334,126 y \$1,646,790, respectivamente, que incluyen \$783,999 y \$833,473 de derechos de compra de IVA derivado del contrato de factoring financiero sin recurso entre Pemex Logística y Banco Mercantil 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⁾	\$ 20,515,825	\$ 35,931,157
Cifros	2,565,824	2,377,877
Seguros y fianzas	1,621,076	853,891
Total	\$ 30,702,725	\$ 39,112,930

⁽¹⁾ Principalmente pagos anticipados a contratistas para la construcción de la Refinería Dos Bocas, a través de PII IC.

16. DEUDA

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2022 publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el 12 de noviembre de 2021, estableció que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$27,242,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S. \$1,860,000. PEMEX podrá contraer 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 o constitución 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 SIEP 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 24 de febrero de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la contratación de un pagaré por \$750,000 a una tasa fija de interés mercenario de Equilibrio (T-E) a 28 días más 235 puntos base, con vencimiento en febrero de 2023.
- El 18 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos adquirió una línea de crédito por U.S. \$75,000, con vencimiento en enero de 2023 a tasa de interés flotante SOFR más 700 puntos base.
- El 30 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos concluyó el intercambio de nota emitida previamente bajo la Regla 141-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. \$}
6.375% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$ 901,836
6.700% Notas con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$ 6,773,842

- El 18 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos renovó un pagaré por \$1,000,000 emitido inicialmente en octubre 2021 a una tasa de interés flotante T-E a 28 días más 315 puntos base con vencimiento en 2023.
- El 26 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos obtuvo \$10,000,000 de acceso a los mercados de la bursealización en Bonos de Gobierno Federal, con vencimiento en febrero de 2024.
- El 29 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos incrementó una línea de crédito con 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 14 de mayo de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$500,000 a una tasa de interés flotante T-E 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 \$1,000,000 con vencimiento en febrero de 2023, con tasa T-E a 28 días más un margen de 300 puntos base.
- El 31 de mayo de 2022 se pagó el cupón y se emitió el bono y promesas con fecha de interés el día 2 de junio, por un total de U.S. \$ 1,984,089 con vencimiento en junio de 2023 y cupón de 8.750%, con motivo del intercambio de deuda de los preterritos.
- El 15 de junio de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de dos pagarés emitidos originalmente en diciembre de 2021 y enero de 2022, respectivamente, cada uno por un monto de \$2,000,000 con vencimientos en mayo de 2023, con tasa T-E a 28 días más un margen de 300 puntos base.
- El 14 de junio de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de un crédito de corto plazo emitido originalmente en septiembre de 2021, por U.S. \$300,000 con vencimiento en enero de 2023, con tasa SOFR a 217 días más un margen de 300 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 ajuste 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. \$11,062, con vencimiento en febrero de 2023 a una tasa de interés flotante SOFR a 90 días más 170 puntos base.
- El 15 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 105 puntos base.
- El 26 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos Petróleos Mexicanos concluyó el intercambio de nota emitida previamente bajo la Regla 144-A y bajo la Regla S por notas registradas ante la SEC. En lo siguiente tabla se muestra el monto del principal emitido y registrado por Petróleos Mexicanos.

Titulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	(U.S. \$)
8,750,000 Notas con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$ 1,981,058

- El 28 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$500,000 a una tasa de interés flotante TIE a 28 días más 225 puntos base, con vencimiento en abril 2023.
- El 9 de noviembre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito revolving por \$15,500,000 a una tasa de interés flotante TIE a 28 días más 350 puntos base, con vencimiento en noviembre de 2023. El 13 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 31 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por una línea de crédito no comprometida por U.S. \$155,000 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 205 puntos base con vencimiento en marzo 2023.

Todas las emisiones de bonos bajo este programa fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística y sus respectivos sucesores.

El monto de deuda al 31 de diciembre de 2022 por el esquema establecido de factoring financiero para apoyar a proveedores es por un monto de \$ 18,447,026 (que incluye U.S.\$ 104,599) a un plazo de hasta 150 días a tasa TIE y CETES más sobre tasas de 160 a 280 puntos base.

A 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 revolving de PM Trading era por U.S. \$267,547. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022, PM Trading obtuvo U.S. \$1,736,218 y pagó U.S. \$1,775,899. Al 31 de diciembre de 2022, el monto pendiente de pago era por U.S. \$162,866. El monto disponible de estas líneas de crédito revolving fue de U.S. \$62,134.

La Ley de 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 Entidades 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 lineamientos aprobados por la SHCP para el ejercicio fiscal 2021.

Durante el periodo 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 27 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.\$152,237, con vencimiento en enero de 2031 a tasa de interés LIBOR a 1 año + 1.38% 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 un 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.\$160,000 con vencimiento en julio 2026, a una tasa flotante vinculada a LIBOR a 3 meses, más 370 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 160 días. Esta renovación se realizó a un plazo de 180 días, vinculada a una TIE a 182 días más 248 puntos base.
- El 16 de noviembre de 2021, Petróleos Mexicanos, renovó e incrementó un pagaré suscrito en julio 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 10 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 Pagarés a Mediano Plazo Serie C.
- El 16 de diciembre de 2021, Petróleos Mexicanos, suscribió un pagaré por \$3,000,000 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 260 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 a un plazo de 90 días, con una tasa TIF 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 consistente en el intercambio de oferta privada por ofertas de compra, de las cuales Petróleos Mexicanos emitió un monto adicional de capital agregado de U.S. \$5,813,567 de sus pagarés del 6.700% que vencen en 2032 y pagó una cantidad de efectivo igual a U.S. \$4,434,800 por los valores aceptados en las ofertas, intereses devengados y no pagados y otros cargos 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, mientras que las de pesos están totalmente utilizadas.

Todas 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, PMI Trading obtuvo U.S. \$43,297,749 y pagó U.S. \$43,309,777 de líneas de crédito revolventes. Al 31 de diciembre de 2021, el monto pendiente de pago era por U.S. \$2,310,047.

Algunos contratos de financiamiento establecen 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 esenciales para las operaciones del negocio.
- No contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujeto a ciertas excepciones.
- Transferir, vender o asignar derechos de cobro *prima* 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)

	Tasa de Interés (%)	Vencimientos	2022	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Limitación de bonos	Tasa fija de 7.75% a 8.50%, SOFR más 1.20% a 3.00% y Libor más 0.75% a 1.4%	Varios hasta 2060	\$ 1,104,663,968	US\$ 16,902,007
Emisión reciente de bonos	Fija de 7.96% y libor más 0.65% a 1.78%	Varios hasta 2033	21,706,956	1,112,193
Créditos directos	Tasa fija de 5.25%, libor más 1.75% a 3.0%	Varios hasta 2011	13,190,498	1,012,789
Créditos indirectos	libor más 1.35%	Varios hasta 2076	48,131,190	2,500,000
Créditos de terceros	Tasa fija 1.50% y libor más 1.75% y 2%	0 - 2021	66,229	3,411
Créditos involucrados	SOFR más 3.00%, Libor más 3.55% a 3.75% y libor efectivo más 1.55%	En 2021	151,646,107	7,311,000
Emisión reciente de acciones de refinanciamiento	Tasa fija de 3.40% a 3.40%	Varios hasta 2016	21,495,216	1,210,619
Acciones en pago	SOFR más 1.5%	0 - 2015	7,042,018	124,977
Total en dólares estadounidenses			\$ 1,472,097,040	US\$ 25,291,320
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 2.75% a 3.50%, LIBOR más 2.00%	Varios hasta 2070	\$ 193,131,638	€ 9,249,018
Créditos directos	Tasa fija de 1.12%	Varios hasta 2023	80,554,150	1,000,000
Total en euros			\$ 273,685,788	€ 10,249,018
En pesos				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 2.50%	Varios hasta 2026	\$ 36,157,648	\$ 302,513,780
En pesos				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.00% y variable de 7.15% a 7.47%	Varios hasta 2046	\$ 33,530,610	
Créditos directos	Tasa fija de 7.50% y 11.00% más 0.25% a 1.1%	Varios hasta 2019	16,822,666	
Créditos indirectos	1.00% más a 3.00% a 3.60% a 4.00% más 1.60% a 2.50%	En 2023	16,415,364	
Créditos involucrados	1.00% más 0.9%	Varios hasta 2025	10,207,197	
Créditos involucrados	Tasa fija de 1.50% a 3.50%	En 2023	21,500,000	
México, cambio de bonos del Gobierno Federal	Tasa fija de 9.0070%	Varios hasta 2024	94,319,118	
Total en pesos			\$ 206,391,527	
En USD				
Créditos de corto plazo	Tasa fija de 6.00% a 6.10%	Varios hasta 2025	\$ 38,085,401	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.00% a 2.75%	Varios hasta 2025	\$ 18,156,580	
Total de principal en moneda extranjera			\$ 2,091,706,099	
Más				
Intereses demandados			29,165,297	
Provisiones por pagar a corto plazo			--	
Total principal en moneda extranjera			\$ 2,091,415,396	
Menos				
Variaciones de corto plazo de la deuda			476,144,306	
Deuda vendida por pagar a corto plazo a corto plazo			--	
Emisión de largo plazo			32,323,797	
Tasa de la provisión de colateral de la deuda a corto plazo			486,774,254	
Deuda a largo plazo			\$ 1,625,516,313	



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

			2021	
	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tarifa de 1.75% a 1.5% y 0.00% a 1.25% a 1.65%	Varios hasta 2029	\$ 1,242,815,126	U.S.\$ 60,381,523
Financiamiento de proyectos	Libre más 0.75% a 1.75%	Varios hasta 2031	74,596,547	3,712,707
Crédito directo	Tarifa de 0.75% y libre más 1.00% a 0.50%	Varios hasta 2031	43,802,406	2,143,946
Crédito sindicado	Libre más 0.75%	Varios hasta 2024	57,436,750	2,801,120
Financiamiento bancario	Tarifa de 0.50% y libre más 1.00% y 0.25%	Varios hasta 2023	467,961	19,818
Crédito a corto plazo	Libre más 1.75% a 2.75% y fact effective más 1.00%	01/2022	160,505,235	7,791,655
Financiamiento de activos de infraestructura	Tarifa de 0.40% y 0.40%	Varios hasta 2026	2,152,567	1,059,004
Total en dólares estadounidenses			\$ 1,948,265,582	96,000,133
En euros				
Emisión de bonos	Tarifa de 1.875% a 0.55% y libre más 0.75%	Varios hasta 2032	\$ 352,512,144	10,891,437
Crédito directo	Tarifa de 0.11%	Varios hasta 2023	14,264,330	429,007
Total en euros			\$ 366,776,474	11,320,444
En yenes				
Emisión de bonos	Tarifa de 0.04% a 0.04%	Varios hasta 2025	\$ 29,685,977	302,513,510
En pesos				
Crédito sindicado	Tarifa de 1.00% y tarifa de 0.75% a 0.75%	Varios hasta 2025	\$ 91,428,972	
Crédito directo	Tarifa de 0.55% y libre más 0.85% a 0.74%	Varios hasta 2029	76,420,675	
Factoring para	Tarifa de 0.00% a 0.00%	01/2022	20,042,348	
Crédito sindicado	Tarifa de 0.00%	Varios hasta 2021	25,072,900	
Crédito a corto plazo	Tarifa de 1.50% y 0.00%	01/2022	2,062,000	
Monetización de bonos del Gobierno Federal	Tarifa de 0.45275%	Varios hasta 2023	61,403,321	
Total en pesos			\$ 286,432,216	
En UPI				
Emisión de bonos	Tarifa de 0.02% a 0.25%	Varios hasta 2025	\$ 8,454,884	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tarifa de 0.35% a 0.25%	Varios hasta 2021	\$ 30,563,056	
Total del principal en moneda nacional⁽²⁾			\$ 2,211,978,821	
México				
Intereses devengados			67,138,471	
Documentos por pagar a contrapartes ⁽³⁾			428,779	
Total principal e intereses de la deuda			\$ 2,279,546,071	
Extranjero				
Moneda extranjera corto plazo de la deuda			436,516,363	
Documentos por pagar a contrapartes a corto plazo ⁽⁴⁾			428,779	
Intereses devengados			37,138,471	
Total de la porción corriente de la deuda a largo plazo			474,083,613	
Deuda a largo plazo			\$ 2,753,629,684	

**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 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, incluye deuda a corto y largo plazo:

	31 de diciembre de	
	2022 ^(a)	2021 ^(b)
Movimientos de la deuda		
Saldo al inicio del año	\$ 2,249,695,894	2,258,727,317
Captaciones - instituciones financieras ^(c)	1,064,179,416	1,652,151,747
Amortizaciones	(1,107,159,280)	(1,707,581,580)
Intereses devengados ^(d)	160,020,297	162,903,771
Intereses (pagados)	(154,017,189)	(157,256,625)
Variación cambiaria	(121,255,142)	40,751,264
Saldo al final del año	\$ 2,091,463,996	2,249,695,894

^a Estos saldos incluyen documentos a pagar de Contratos de Obra Pública Financiera ("COPF") los cuales no generaron flujo de efectivo.

^b 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.

^c Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 incluye \$379,045 de amortizaciones de premios y primas; \$(355,978) de comisiones y gastos de colocación de deuda y costo amortizado de \$3,827,232.

^d Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021, incluye \$3,290,673 de amortizaciones de premios y primas; \$(2,835,359) de comisiones y gastos de colocación de deuda y costo amortizado de \$6,725,947.

	2022	2021	2020	2019	2018	2017 en adelante	Total
Ventajas del trabajo propio Intereses de la deuda en mercado monetario	\$ 468,541,581	250,015,095	92,786,910	165,722,035	146,138,908	971,291,653	\$ 2,091,463,996

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 5.48214% y 5.83130%, respectivamente; TIE a 28 días 10.7605% y 5.715%, respectivamente; TIE a 91 días 10.975% y 5.855%, respectivamente y TIE a 182 días 11.080% y 6.070%, 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 \$1,940,130,632.

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: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	428,799
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	\$ —

⁽¹⁾ PEMEX tenía celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de Pemex Exploración y Producción. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las 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 Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

21. 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.\$723,575. Al 31 de diciembre de 2022 se ha depreciado y al 31 de diciembre de 2021, el saldo era de \$445,299 (U.S.\$21,437).

22. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	2022	2021
Dólar estadounidense	19.4143	20.5835
Yen japonés	0.1470	0.1789
Lira esterlina	23.3456	27.6834
Euro	20.7083	23.4086
Franco suizo	20.9791	22.5924

17. ARRENDAMIENTOS

PEMEX arrienda plantas, equipo de transporte y almacenamiento, instalaciones portuarias, inmuebles y terrenos. Los arrendamientos generalmente se ejecutan 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 pagos de renta estén conforme 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 ingresos en cualquier acuerdo de subarrendamiento.

Los arrendamientos de plantas, equipo de transporte y almacenamiento, instalaciones portuarias, inmuebles y terrenos fueron celebrados 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 / o arrendamientos de artículos de bajo valor. PEMEX ha decidido no reconocer los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento para 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:

	Al final del ejercicio 2022								
	Ejercicio de comparación y arrendamiento	Pesos	Ejercicio de comparación	Derechos de uso a pagar	Derechos de uso a pagar	Impuestos	Garantías	Ejercer	
Saldo al 31 de enero de 2021	\$	25,298,382	23,822,684	5,388,828	5,664,623	2,417,828	46,751	23,169	\$ 18,196,251
Adquisición de nuevo arrendamiento		3,671,572	3,761,243	3,533,319	3,493,931	1,447,887	21,840	3,196	1,461,410
Cancelaciones		(1,261,155)	(1,115,662)						(1,164,611)
Amortización		(2,138,118)	(2,128,912)			21,146	25,111	7,111	(4,657,952)
Reversión de arrendamiento		(4,111)			—	(4,111)	421	(52)	52,494
Saldo al 31 de enero de 2022					9,127,555				(4,622)
Saldo al 31 de diciembre de 2022	\$	26,667,826	21,177,346	5,163,160	5,482,166	2,682,871	47,478	11,511	\$ 14,286,458
Adquisición de nuevo arrendamiento		3,323,478	3,254,872	3,127,111	3,043,410	1,187,168	17,478	1,114	1,451,778
Cancelaciones		(4,176,322)		(4,144,111)		(41,301)	16,626	(44)	(1,117,515)
Amortización		(1,784,157)	(1,667,150)						(1,583,461)
Reversión de arrendamiento		(247,226)			—	(247,226)	234	(2,702)	512,912
Saldo al 31 de diciembre de 2023	\$	19,756,149	16,657,966	3,976,050	3,578,266	3,428,582	46,244	27,021	\$ 9,522,641
Valor agregado		1,120,465	24,456	10,661	23,854	20,466	1,214,761	5,466	



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ii. El movimiento de pasivos por arrendamiento se presenta a continuación:

	2022	2021
Pasivo por arrendamiento al inicio del año	\$ 59,351,649	63,184,128
Altas de arrendamientos	5,318,533	4,657,950
Cancelaciones	(4,397,850)	(3,734,303)
Pago de principal	(7,362,686)	(7,622,403)
Intereses devengados	4,304,918	4,773,883
Pago de intereses	(3,274,137)	(3,646,028)
Variación cambiaria	(2,813,852)	1,738,422
Pasivo por arrendamiento al final del año	\$ 51,131,575	59,351,649

La obligación reconocida al 31 de diciembre de 2022 y 2021, ascendió a \$51,131,575 y \$59,351,649, de los cuales se reconocieron \$6,680,488 y \$7,962,874 en el pasivo circulante, y \$44,451,087 y \$51,418,775 en pasivo no circulante, respectivamente.

iii. Importes reconocidos en pérdidas y ganancias:

	2022	2021
Depreciación de los derechos en 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)	\$ (10,636,833)	(11,268,431)

18. 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, se regula el uso de Instrumentos Financieros Derivados (IFD) y se formulan 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 contratación de IFD de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas 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 PIM Trading, los IFD son negociados en CME-Clearport.

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 mercados 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 propiciar la reducción del impacto 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 IFD 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 políticas, 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 IFD con propósitos 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 4) límites de VaR por unidad de negocio y global, y límites de pérdida (stop-loss).

Dado que los IFD vigentes de PEMEX han sido contratados 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, la normatividad en materia de administración de riesgos financieros determina el establecimiento y monitoreo de métricas y límites de riesgo (como el VaR, entre otras).

PEMEX cuenta con Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura que Pemex Transformación Industrial ofrece a sus clientes nacionales, en los que se establece la aplicación de garantías, así como la determinación de líneas de crédito. Para los IFD en mercados organizados, se opera bajo los requerimientos de margen del propio mercado, por lo que no se cuenta con una política interna.

Los IFD que PEMEX contrata con sus contrapartes financieras no están sujetos 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 tercero independiente que verifique el cumplimiento de la normatividad anterior, 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

1. 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 2022, 58.7% del total de la deuda, incluyendo los IFD, consistía en tasa variable.

En ocasiones, por motivos estratégicos o 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 contratados, 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 alzas en las tasas de interés flotantes de algunos de sus financiamientos.

Al 31 de diciembre de 2022, 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 promedio 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 financiamientos, PMI NASA también tiene contratados dos swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal remanente 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 distintos objetivos, buscando rentabilidad sujeta a parámetros de riesgo que acotan 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 sobrevaloración de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad UDI/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 interbancarias de referencia (Interbank Offered Rates -IBORs), como es el caso de la LIBOR en dólares (overnight (O/N), una semana (1W), dos meses (2M) y doce meses (12M)) y la EURIBOR en euros, a partir de 2022 dejaron de publicarse y deben ser reemplazadas por otras referencias, las cuales deben estar basadas en tasas libres de riesgo obtenidas de operaciones de mercado.

El cese de la publicación de dichas tasas estaba previsto para diciembre de 2021, sin embargo, en noviembre de 2020, ICE Benchmark Administrator Limited (conocido como "ICE") anunció una extensión en el plazo de publicación de las tasas LIBOR más comunes en dólares (un mes (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:

	<i>Tasa de referencia</i>	<i>Nacionales Al 31 de diciembre de 2022 (cifras en Miles de las Divisas)</i>
<i>Deuda</i>	LIBOR 1M U.S.\$	471,780
	LIBOR 3M U.S.\$	343,790
	LIBOR 6M U.S.\$	787,068
<i>IFD</i>	LIBOR 1M U.S.\$	2,500,000
	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 continuará 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 TFE deje de publicarse, el portafolio de instrumentos financieros referenciados a estas tasas flotantes está compuesto por instrumentos de deuda e IFD, 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)

	<i>Tasa de referencia</i>	<i>Nacionales Al 31 de diciembre de 2022 (cifras en Miles de las Dólares)</i>
<i>Deuda</i>	TIE 28D MXN	66,950,939
	TIF 91D MXN	70,397,684
<i>IFD</i>	IIE 28D MXN	31,733,673

Nota: Montos nacionales vigentes después 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 cuadros anteriores, ya que estos no están expuestos al cambio en las tasas.

A la fecha, Petróleos Mexicanos mantiene constante comunicación con las contrapartes, con el objetivo de realizar esta 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 IDORs en el mercado, para prever cualquier impacto negativo que pudieran tener estos cambios.

Derivado de la transición a tasas de referencia basadas en tipos de interés libres de riesgo (RFR, 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 curvas 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 realizadas a tasa variable fueron contratadas con la referencia basada en tipos de interés RFR.

En lo que se refiere a PMI Trading, sus contratos de crédito contienen 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 concluyó y sus contratos de crédito cuentan con la posibilidad de utilizar la referencia UBOF hasta su conclusión definitiva y continuar con la nueva referencia conocida como Secured Overnight Financing 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 pagaderos en dólares. Adicionalmente, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS, cuotas, estímulos y otros conceptos, así como las ventas de gas natural y sus derivados, de 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 egresos de PEMEX, los derechos sobre hidrocarburos son calculados con base en precios internacionales denominados en dólares al igual que el costo de importación de los hidrocarburos que PEMEX adquiere para revender 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 otros IFD, con el fin de mitigar la exposición al riesgo de tipo de cambio. El resto de la deuda se encuentra denominada en pesos o en UDS, y en el caso de la deuda denominada en UDS, ésta se ha convertido a pesos a través de IFD con el fin de eliminar la exposición al riesgo inflacionario.

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 seleccionado 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 UDS contra el peso.

Al 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 recouping. 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 de 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. De dicha reestructura, el 25% de la emisión con vencimiento en 2026 permanece cubierta con esos swaps o an vanilla.

Adicionalmente, durante 2020 se realizó la reestructura de tres swaps de moneda, uno de ellos con cláusula de recouping, 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 recouping sin costo.

PEMEX registró por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2021 y 2020 una utilidad (pérdida) en cambios, neta por \$(129,690,090), \$(45,075,050) y \$(128,949,304), respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$121,255,142, \$(40,751,264) 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, 85.08% (principalmente), al 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. Dado que la estructura de flujo de efectivo descrita anteriormente, la depreciación de peso frente al dólar no afecta la habilidad de PEMEX para honrar sus obligaciones en dólares y genera un beneficio en el relativo a pago de obligaciones contraídas 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 PM enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones de 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 marginal comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones comerciales, 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 en riesgo más importantes y cuantifica el riesgo de mercado que dichas posiciones generan en su balance financiero.

Las exportaciones y las ventas domésticas de PEMEX están directa o indirectamente relacionadas con los precios internacionales de los hidrocarburos, por lo que PEMEX está expuesto 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 naturales 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 IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria 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 2019 se implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2020, en la cual se cubrieron 243 mil barriles día para el periodo comprendido entre diciembre 2019 y diciembre de 2020, con un costo de U.S.\$178,268.

Posteriormente, durante 2020 se implementó la cobertura petrolera para el primer semestre de ejercicio fiscal 2021, en la cual se cubrieron 332.5 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 junio 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.\$158,988.

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 103 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 del diferencial 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 de diésel 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 del suministro de gas natural, Pemex Transformación Industrial puede ofrecer a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre gas natural, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio de 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 IFO con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFO ofrecidos a sus clientes. Petróleos Mexicanos por su parte debe contratar IFO con la posición opuesta, a los IFO ofrecidos a Pemex Transformación Industrial, con contrapartidos financieras para transferir el riesgo del precio. Al 31 de diciembre de 2022 no se contaba con IFO vigentes, ya que los IFO de sus portafolios expiraron en 2019. En caso de contratar nuevas operaciones, los portafolios de IFO 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 refinados y líquidos del gas natural y por la volatilidad de sus precios, por lo cual frecuentemente lleva a cabo operaciones con IFO 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 contrastados 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 preexistente 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 de 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 del 95%, para un periodo 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 implícita 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 \$(15.15) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$0.00 para el portafolio de FOIAPF y de US 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 un cálculo de VaR.

Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFO en los que está obligado a realizar pagos referenciados a una tasa flotante, los IFO 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 valuación.

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFO se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación, se muestra la sensibilidad de los IFO y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre curvas capón cero. El incremento de 10 pb permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFO (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se estimó 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.

**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 Tasa de Interés + 10 pb**

Divisa	Curvas Interbancarias			Sensibilidad Neto	Curva PEMEX Sensibilidad Financiamientos
	Sensibilidad Financiamientos	Sensibilidad Derivados	Sensibilidad Financiamientos		
Franco suizo	U.S. \$ 266	U.S. \$ (368)	U.S. \$ (2)	U.S. \$ 357	
Euro	30,739	(27,583)	3,156	73,408	
Libra esterlina	1,468	(1,458)	10	1,302	
Yen	2,418	(2,237)	1,181	1,064	
Peso	12,349	454	12,803	11,534	
UDI	10,510	(10,143)	367	8,720	
U.S.\$	780,744	(76,361)	953,105	254,258	

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 pb las tasas de interés variables de los financiamientos, así como de sus coberturas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, si las tasas de interés del ejercicio hubieran sido superiores en 25 pb y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la utilidad neta al 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 hubieran sido inferiores en 25 pb, 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 interés.

Quantificación de riesgo de tipo de cambio

Las inversiones de los portafolios de PEMEX no generan un riesgo cambiario debido a que los recursos de estos fondos sirven para cumplir con las obligaciones de PEMEX tanto en moneda nacional como en dólares.

Los IFD de moneda se contratan 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 LDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MTM, principalmente por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación, se muestra la sensibilidad de los IFD 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 valores proporcionales 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 tasas de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaria considerando tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VaR histórico de la posición abierta remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo, para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD 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. \$ (42)	U.S. \$ (3,850)
Euro	(111,148)	76,215	(34,933)	136,092	(96,480)
Libra esterlina	(5,336)	5,334	(2)	(3)	(4,863)
Yen	(8,463)	2,045	(6,418)	17,542	(7,567)
Peso	(154,652)	(17,471)	(172,123)	(165,737)	(161,607)
UDI	(21,259)	20,794	(465)	(435)	(19,120)

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, a la libra y al yen es resultado de la delta de las estructuras de opciones antes descritas (Scalpel, Options y Calls), y a los niveles actuales de los tipos de cambio, representa un menor costo de fondeo 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 hubieran permanecido constantes, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido menor en \$198,697,226, 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 \$168,334,391, esto como consecuencia de una pérdida en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares que presenta PEMEX en la balanza de divisas. Análogamente, en el caso de una apreciación del peso respecto al dólar del 10%, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido mayor en \$198,697,226, 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 \$168,334,391, esto como consecuencia de una ganancia en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

Cualificación de Riesgo por precio de hidrocarburos

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 gas natural de Pemex Transformación Industrial era nula derivado de que todos los IFD de sus portafolios vencieron en 2019.

En caso de existir exposición a riesgo de mercado, ésta se mediría 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 300 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y CaR acordados 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 se encuentran referenciados 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 contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

El VaR global asociado a riesgo de mercado sobre commodities de PMI Trading al 31 de diciembre de 2022, calculado a través del VaR histórico al 95% de confianza, con dos años de historia, con un horizonte de un día, se situó en U.S.\$(4,064); con un nivel mínimo de U.S.\$(2,504) registrado el 12 de diciembre de 2022 y una máxima de U.S.\$(21,652) 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.\$(4,614).

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, este se situó en U.S.\$(8,191).

II Riesgo de contraparte o 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 portafolio diversificado de contrapartes.

Con el fin de estimar la exposición por riesgo de crédito de cada una de sus contrapartes financieras, PEMEX realiza el cálculo de la exposición potencial mediante la proyección de los distintos factores de riesgo utilizados en la valoración de cada IFD para la estimación del MtM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.

Por otro lado, PEMEX tiene contratados diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo, cláusulas de *recouping* (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MtM excede el umbral especificado en la confirmación del swap), que limitan tanto la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico, así como la exención de éstas 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 reinicio 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 USDs, con un monto nominal de USDs 721,554 y con vencimiento en 2028.

De acuerdo con la norma NIIF 3 – *Medición del Valor Razonable*, el MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor del 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.

Para cada IFD, el CVA se obtiene a través del diferencial entre el cálculo del MtM y la estimación de 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 ambas contrapartes, utilizando los siguientes insumos: (a) la proyección de MtM para cada fecha de pago, a partir de las curvas *forward*; (b) la probabilidad de incumplimiento implícita en los *Credit Default Swaps* (CDSs), tanto de PEMEX como de la contraparte, en cada fecha de pago; y (c) 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.\$ (176,454)	U.S.\$166,520	U.S.\$191,753	U.S.\$111,377	U.S.\$123,806	U.S.\$ —	U.S.\$ —
A	(102,791)	224,207	253,413	163,192	100,000	—	—
A-	(716,848)	378,031	218,832	253,977	124,570	—	—
BBB+	55,029	234,233	401,638	416,710	97,429	120,463	157,057
BBB	(52,381)	351,620	587,565	519,802	343,821	266,512	388,818
BBB-	(137,995)	29,622	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.\$ —	U.S.\$111,377	U.S.\$123,806	U.S.\$ —	U.S.\$ —
A	—	—	3,413	163,192	100,000	—	—
A-	—	96,659	147,855	253,977	124,570	—	—
BBB+	—	—	—	416,710	97,429	120,463	157,057
BBB	—	—	—	519,802	343,821	266,512	288,818
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 burros 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 (depósito en efectivo o carta de crédito) y en su caso, depósito de garantías colaterales. Dichos Lineamientos señalan que Pemex Transformación Industrial puede 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 abiertas, 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, estas se liquidarían 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, al 31 de diciembre de 2022 Pemex Transformación 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 total de las operaciones, las líneas de crédito eventas expiraron 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 CMF-Clearport.

III. Riesgo de liquidez

La principal fuente interna de liquidez de PEMEX proviene de la operación. Actualmente, a través de la planeación 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 tanto a sus gastos 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 comprometidas revolvinges 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 2023 y una por \$9,000,000 con vencimiento en noviembre de 2023. 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 2021, 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 2021, 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 2021, 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.\$664,000 y la segunda por un monto máximo de U.S.\$1,500,000, esta última fue transferida de Petróleos Mexicanos a PMI durante diciembre de 2020, adicionalmente cuenta con excedos de capital en custodia y con acceso a préstamos bancarios hasta por un monto de U.S.\$130,000.

Algunas de las empresas PMI monitorean 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 diversas razones financieras controladas en las políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, de 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 tasas de interés promedio ponderadas 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 del notional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo con lo contratado) a la fecha de vencimiento.
- 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 volumen se presenta en millones de barriles, y el promedio fijado y precios de ejercicio 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, PIP (Proveedor 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)

- Los precios utilizados en las transacciones comerciales y en los IFD de PMI Trading son índices publicados por fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional, como los son CME-NYMEX, Platts, Argus, entre otros.
- El valor razonable se calcula de manera interna, ya sea descontando los flujos de efectivo con la correspondiente curva de rendimientos cuando sea en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.
- Para todos los instrumentos, las tablas muestran los términos de los contratos, con la finalidad de determinar flujos futuros, de acuerdo con sus fechas de vencimiento.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾

Instrumento	Año de la forma de vencimiento esperada						Valor total en libros	Valor razonable
	2023	2024	2025	2026	2027	2028 en adelante		
Deuda en US								
Carta de crédito	\$ 43,771,477	\$ 22,793,794	\$ 4,344,813	\$ 25,023,161	\$ 213,345,329	\$ 495,161,528	\$ 1,190,961,494	\$ 1,111,136,679
Deuda por instrumentos de CM	-	-	-	-	-	-	6,145	-
Deuda por swaps	4,919,343	-	-	82,157,618	-	-	10,151,428	14,667,136
Deuda por instrumentos de CM	-	-	-	-	-	-	1,235	-
Deuda por swaps	-	-	12,429,474	-	-	-	19,605,879	2,641,265
Deuda por instrumentos de CM	-	-	-	-	-	-	1,235	-
Deuda por swaps	32,129,245	114,910,518	-	26,115,124	-	-	108,197,217	192,176,556
Deuda por instrumentos de CM	-	-	-	-	-	-	1,235	-
Deuda por swaps	-	-	-	2,260,601	-	14,224,300	18,086,421	13,131,818
Deuda por instrumentos de CM	-	-	-	-	-	-	1,235	-
Deuda por swaps	29,555,472	25,898,215	24,812,241	22,128,535	25,445,152	53,122,425	189,076,247	171,611,294
Deuda por instrumentos de CM	-	-	-	-	-	-	1,235	-
Deuda por swaps (activo)	(6,999,522)	-	-	-	-	-	(2,295,522)	(3,111,294)
Deuda por instrumentos de CM	-	-	-	-	-	-	1,235	-
Total de deuda en libros US	\$ 74,271,477	\$ 78,741,717	\$ 29,254,559	\$ 64,185,842	\$ 147,422,497	\$ 761,298,497	\$ 1,841,899,725	\$ 1,415,196,894
Deuda en otras divisas								
Deuda en libras esterlinas	\$ 27,419,242	-	-	-	-	-	19,415,742	13,117,422
Deuda en dólares suizos	8,277,949	2,176,815	1,216,481	1,216,138	1,216,138	1,216,138	11,609,782	11,246,240
Total de deuda en otras divisas	\$ 35,697,191	\$ 2,176,815	\$ 1,216,481	\$ 2,432,276	\$ 2,432,276	\$ 2,432,276	\$ 31,025,524	\$ 24,363,662
Deuda total	\$ 110,000,000	\$ 110,000,000	\$ 110,000,000	\$ 110,000,000	\$ 110,000,000	\$ 110,000,000	\$ 110,000,000	\$ 110,000,000

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 = US\$ 1.00; \$0.1470 = 1.00 Yen japonés; \$23.3496 = 1.00 Libra esterlina; 57.646804 = 1.00 UDI; \$20.7083 = 1.00 Euro y 570.9791 = 1.00 Franco suizo.

⁽²⁾ Los importes mostrados no incluyen los intereses devengados.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

NOTAS a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2021 (18)

Pasivos	Año de vencimiento de la deuda (en millones de pesos)						Valor en dólares	Valor razonable
	2021	2020	2019	2018	2017	2016		
Deuda a largo plazo								
Deuda a largo plazo	\$ 1,311,552	\$ 1,076,071	\$ 1,079,950	\$ 1,014,095	\$ 98,020,001	\$ 1,426,411,366	\$ 1,251,161,116	\$ 1,271,321,221
Deuda a largo plazo con vencimiento (No)								
Total (porcentaje)		100.00%			100.00%		100.00%	100.00%
Tasa de interés promedio (No)							1.00%	
Tasa (porcentaje)	3.751.00%	-		2.998.00%	-		11.262.15%	11.302.14%
Tasa de interés promedio (No)							0.00%	
Total (porcentaje)	15.211.17%	-	11.262.15%		11.000.00%		11.279.93%	11.400.28%
Tasa de interés promedio (No)							0.00%	
Total (porcentaje)	-				14.818.18%	19.011.17%	11.553.05%	11.251.26%
Tasa de interés promedio (No)							0.00%	
Total (porcentaje)	17.182.81%	11.262.15%	21.226.14%	16.916.18%	33.460.18%	30.025.75%	11.316.17%	26.951.16%
Tasa de interés promedio (No)							0.00%	
Total (porcentaje)		8.240.14%					8.170.28%	8.121.15%
Tasa de interés promedio (No)							1.00%	
Total de deuda a largo plazo	\$ 179,463,819	\$ 96,087,149	\$ 109,044,523	\$ 87,729,074	\$ 170,096,844	\$ 1,285,296,149	\$ 1,169,169,866	\$ 1,211,677,411
Deuda a corto plazo	\$ 200,000,000	\$ 41,147,100	\$ 81,153,000	\$ 6,549,574	\$ 3,767,867	\$ 11,206,314	\$ 21,811,964	\$ 29,525,000
Deuda a corto plazo con vencimiento (No)		25,114.74%					11.114.67%	11.271.10%
Tasa de interés promedio (No)							0.00%	
Total de deuda a corto plazo	83,217,000	25,114.74%	11,780,815	6,549.57%	14,825.55%	11,206.31%	21,811.96%	29,525.00%
Total de deuda a corto variable	\$ 184,670,106	\$ 56,190,658	\$ 77,581,288	\$ 13,857,087	\$ 8,588,936	\$ 12,472,374	\$ 48,234,654	\$ 60,079,180
Deuda total	\$ 364,133,925	\$ 152,277,807	\$ 186,625,811	\$ 101,586,161	\$ 178,685,780	\$ 1,300,572,523	\$ 1,217,404,520	\$ 1,271,700,631

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

(18) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2021 de \$20.5835 = USD\$ 1.00; \$0.1789 = 1.00 Yen japonés; \$27.8834 = 1.00 Libra esterlina; \$7.108233 = 1.00 UDI, \$23.4086 = 1.00 Euro y \$22.5974 = 1.00 Franco suizo.

(19) Los importes mostrados no incluyen los intereses devengados.



Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados
contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2022⁽¹⁾

	Año de vencimiento del instrumento					2022 en dólares	Valor Nominal Total	Valor Razonable ⁽²⁾
	2023	2024	2025	2026	2027			
Instrumentos de Cobertura IFD								
IFD de Tipo de Cambio								
Cartera de Tipo de Cambio (Cartera)								
Contratos de	\$ 4,340,414	\$ 2,221,627	\$ 2,178,257	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 9,740,308	\$ 106,176
Tasa de pago promedio	3.11%	3.11%	3.11%	—%	0.23%	0.20%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	3.42%	3.07%	4.14%	5	0.23%	0.20%	N.A.	N.A.
Instrumentos de Tipo de Tasa								
Contratos de Tipo de Tasa (Cartera de Tipo de Tasa)	\$ -	\$ 85,316,190	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 48,215,216	\$ 1,242,387
IFD de Débito								
Riesgo de Mercado								
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	\$ 45,121,253	\$ 25,416,554	\$ 12,200,500	\$ 21,218,281	\$ 26,274,431	\$ 51,611,520	\$ 212,529,261	\$ 11,255,850
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	\$ 686,577	-	-	-	-	-	\$ 686,577	\$ 11,155
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	-	-	1,410,607	-	-	-	\$ 1,410,607	\$ 1,714,200
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	-	-	1,051,141	1,277,241	-	22,394,431	\$ 11,755,824	\$ 1,427,445
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	2,681,220	-	-	-	-	-	\$ 2,681,220	\$ 65,451
Riesgo de Crédito								
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 12,685,210	\$ -	\$ -	\$ 12,685,210	\$ 1,681,240
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	-	25,528,130	25,662,821	-	-	25,528,130	\$ 25,528,130	\$ 2,750,465
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	-	-	22,554,134	-	-	-	\$ 22,554,134	\$ 2,825
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	2,114,511	-	-	-	-	-	\$ 2,114,511	\$ 1,821
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	15,208,755	-	11,248,965	1,562,251	25,918,710	28,012,061	\$ 48,215,216	\$ 2,712,111
Contratos de Tipo de Tipo de Débito								
Contratos de Tipo de Tipo de Débito (Cartera)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

N.A. = no aplica.

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 = USD\$ 1.00 y \$20,7083 = 1.00 euro.

⁽²⁾ La administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

⁽³⁾ Los números positivos representan un valor razonable favorable a Petróleos Mexicanos.

⁽⁴⁾ Las políticas y procedimientos de administración de riesgos de las empresas PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados
contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2021^{(1), (2)}**

	Año de la fecha de vencimiento esperada					Valor Nacional (M\$)	Valor Relacionado(M\$)
	2022	2023	2024	2025	2026		
Instrumentos de Cobertura (IFD)							
IFD por tipo de riesgo							
Tasa de Interés de Instrumentos de Cobertura							
Por tasa de tipo	\$ 4,296,128	\$ 4,966,794	\$ 5,472,007	\$ 4,711,875	\$ -	\$ 19,446,799	\$ 191,764
Tasa de pago promedio	2.02%	2.12%	2.15%	2.11%	—%	2.02%	N.A.
Tasa de compra promedio	2.02%	2.12%	2.12%	2.21%	—%	2.02%	N.A.
Opciones por Tasa de Interés							
Compra de Opciones de Tasa de Interés (Opciones de Compra)	\$ -	\$ -	\$ 1,268,214	\$ -	\$ -	\$ 1,268,214	\$ 127,714
IFD de Divisa							
Tasa de Tipo Variable							
Reservas de Pago Contingente (Reservas)	\$ 48,728,435	\$ 44,073,642	\$ 23,022,612	\$ 16,491,766	\$ 21,279,423	\$ 153,741,191	\$ 1,122,870
Reservas de Pago Contingente (Reservas)	-	4,347,860	-	-	-	4,347,860	20,117
Reservas de Pago Contingente (Reservas)	17,127,268	-	-	1,274,434	-	18,401,702	24,517
Reservas de Pago Contingente (Reservas)	-	-	-	1,641,111	17,626,591	19,267,702	17,122,847
Reservas de Pago Contingente (Reservas)	-	2,127,994	-	-	-	2,127,994	14,417
Cobertura de Divisa							
Compra por el tipo de cambio de la moneda extranjera	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 18,862,214	\$ -	\$ 20,647,251
Compra de la moneda extranjera y venta de la moneda local	-	-	18,763,547	11,152,046	-	29,915,593	15,298,541
Venta de la moneda extranjera y compra de la moneda local	-	-	-	11,152,046	-	12,314,094	17,184
Venta de la moneda extranjera y compra de la moneda local	-	8,171,132	-	-	-	8,171,132	11,202
Saldo de las coberturas	17,041,197	11,271,634	-	12,424,101	11,932,216	153,741,191	157,418
Formas de Tipo de Cambio							
Reservas de Pago Contingente (Reservas)	\$ 11,940,811	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 11,940,811	\$ 517

N.A. = no aplica.

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 2021 de \$20.5835 = US\$1.00 y \$23.4086 = 1.00 euro.

⁽²⁾ La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

⁽³⁾ Los números positivos representan un valor razonable favorable a Petróleos Mexicanos.

⁽⁴⁾ Las políticas y procedimientos de administración de riesgos de las empresas PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos; sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

Las tablas de la hoja siguiente, muestran los flujos estimados de principal e intereses, desglosados por año de vencimiento, de los pasivos financieros de PEMEX al 31 de diciembre de 2022 y 2021 (no se incluyen los IFD).

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Flujos de Principal e Intereses de los Pasivos Financieros por año de vencimiento
al 31 de diciembre de 2022¹²⁹**

	Año de la fecha de vencimiento aprobada							Total
	Valor total en Libras	2021	2022	2023	2024	2025	2026 en adelante	
Pasivos financieros								
Préstamos	\$ 24,265,290	\$ 28,245,211	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 24,265,290
Cuentas y gastos por pagar	\$ 1,008,725	\$ 1,008,474	-	-	-	-	-	\$ 1,008,474
Arrendamientos	\$ 1,191,471	\$ 1,651,495	\$ 526,188	\$ 587,881	\$ 632,446	\$ 6,062,075	\$ 10,294,14	\$ 11,295,111
Deuda	\$ 26,465,486	\$ 30,905,180	\$ 526,188	\$ 587,881	\$ 632,446	\$ 6,062,075	\$ 10,294,14	\$ 26,465,486
Total	\$ 26,465,486	\$ 30,905,180	\$ 526,188	\$ 587,881	\$ 632,446	\$ 6,062,075	\$ 10,294,14	\$ 26,465,486

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹²⁹ La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022 de: \$19.4143 = USD\$ 1.00; \$0.1470 = 1.00 Yen japonés; \$23.3496 = 1.00 Libra esterlina; \$7.646804 = 1.00 LDI; \$20.7083 = 1.00 Euro y \$20.9791 = 1.00 Franco suizo.

**Flujos de Principal e Intereses de los Pasivos Financieros por año de vencimiento
al 31 de diciembre de 2021¹³⁰**

	Año de la fecha de vencimiento aprobada							Total
	Valor total en Euros	2021	2022	2023	2024	2025	2026 en adelante	
Pasivos financieros								
Préstamos	\$ 264,051,198	\$ 264,051,198	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 264,051,198
Cuentas y gastos por pagar	\$ 1,635,864	\$ 1,316,826	-	-	-	-	-	\$ 1,635,864
Arrendamientos	\$ 5,117,147	\$ 7,576,476	\$ 6,076,174	\$ 6,573,071	\$ 6,627,718	\$ 6,327,811	\$ 64,174,621	\$ 93,062,124
Deuda	\$ 270,804,210	\$ 272,944,499	\$ 6,076,174	\$ 6,573,071	\$ 6,627,718	\$ 6,327,811	\$ 64,174,621	\$ 270,804,210
Total	\$ 270,804,210	\$ 272,944,499	\$ 6,076,174	\$ 6,573,071	\$ 6,627,718	\$ 6,327,811	\$ 64,174,621	\$ 270,804,210

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹³⁰ La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2021 de: \$20.5835 = USD\$ 1.00; \$0.1789 = 1.00 Yen japonés; \$27.8834 = 1.00 Libra esterlina; \$7.108233 = 1.00 LDI; \$23.4086 = 1.00 Euro y \$27.3924 = 1.00 Franco suizo.

B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

PEMEX evalúa periódicamente la exposición a los precios internacionales de hidrocarburos, tasas de interés y tipos de cambio del Grupo, y utiliza IFD como mecanismo para mitigar fuentes potenciales de riesgo.

PEMEX monitorea periódicamente el valor razonable de los IFD contratados. El valor razonable es un indicativo o estimación de precio al 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 obtenidos de los principales sistemas de información y proveedores de precios, por lo que no requiere de un tercero independiente que lleve a cabo la valuación.

PEMEX calcula el valor razonable de los IFD mediante herramientas desarrolladas por proveedores de información de mercado y mediante diversos modelos de valuación implementados en los sistemas que se utilizan para integrar las diferentes áreas de negocio y contabilidad de PEMEX, como por ejemplo SAP (System Applications Products).

El portafolio de IFD de PEMEX está compuesto principalmente de swaps cuyo MLM es estimado proyectando los flujos futuros y descontándolos con 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 NIIF13 – “Medición del Valor Razonable”, el MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor del 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 coberturas 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 insumos 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 establecida, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo con las cláusulas de los mismos, éstos no presentan 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 o por índice).

Tratamiento contable

PEMEX contrata los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos de 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 negociación, aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, eminentemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se encuentran asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, en el estado consolidado del resultado integral.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el valor razonable neto de los IFD, vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones vencidas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ (9,486,488) 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 notional de los IFD del tipo OTC con posiciones vigentes o abiertas y vencidas no realizadas, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, con derivados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- 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, PIP (Proveedor Integral de Precios, S.A. de C.V.), entre otros.
- El valor razonable se calcula de manera interna, ya sea descontando los flujos de efectivo con la correspondiente curva de rendimientos 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 USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	\$ 1,246,878	\$ 122,931	\$ 1,079,578	\$ (137,587)
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	5,678,683	286,469	8,027,565	(123,206)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TH 28d + spread y recibe fijo en USD	31,733,673	6,147,449	30,513,214	5,159,382
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en PY	4,685,612	(231,856)	4,967,860	70,651
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 3M + spread y recibe flotante en EUR Libor 3M + spread	14,868,234	(1,261,333)	15,763,653	(471,040)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR	197,454,268	(10,394,881)	248,018,268	(3,766,760)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP	—	—	30,227,298	(14,456)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en GBP	11,486,665	(1,123,000)	12,178,434	(80,603)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF	7,286,220	620,453	7,512,978	524,471
Opciones de tasa de interés	PEMEX Compra Cap. Venda Floor sobre USD Libor 1M	46,535,790	7,263,382	51,458,750	(323,652)
Opciones de moneda	PEMEX Compra put. Venda put y Venda call sobre PY	11,845,210	(463,143)	14,308,629	(206,576)
Opciones de moneda	PEMEX Compra call. Venda call y Venda put sobre EUR	67,025,200	(4,753,485)	75,474,101	(1,308,532)
Opciones de moneda	PEMEX Venta Call sobre GBP	10,556,234	(2,825)	17,544,074	(77,896)
Opciones de moneda	PEMEX Venta Call sobre CHF	7,564,521	(1,617)	8,229,792	(12,210)
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	2,575
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en U.S.\$ y recibe flotante en U.S.\$ Libor 1M	25,746	59	702,532	(2,757)
Opciones de Crudo	PEMEX Compra Put y vende Put	34.93	\$ (207,494)	54.10	\$ (458,268)
Swaps de Frank Snamd	PEMEX paga fijo en U.S.\$ y recibe flotante en U.S.\$ Cracks Spread Diesel	0.59	(27,959)	--	--
	Subtotal		\$ (235,453)		\$ (458,068)
	Total		\$ (19,456,486)		\$ (1,162,120)



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2022		31 de diciembre de 2021	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Internacional	3,481	\$ (263,000)	10,611	\$ (4,677)
Swaps de Petróleo	Sumario	(2,321)	145,828	12,741	(28,000)

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

El importe de los Futuros y de los Swaps de petróleo se presentan dentro del activo circulante como parte del rubro de Efectivo e equivalentes de efectivo por considerarse 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 \$22.5924 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 \$(22,862,951), \$(25,224,243) y \$17,096,141 respectivamente, reportada en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

Las siguientes tablas muestran el valor razonable de los IFD, 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 vencidas 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
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Forwards	\$ —	22,896
Opciones de divisas	--	164,218
Opciones de tasa de interés	2,253,382	—
Swaps de divisas	10,082,786	12,286,853
Swaps de tasa de interés	409,400	—
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	\$ 12,755,568	12,473,967
Total activo	\$ 12,755,568	12,473,967

**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
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Forwards	\$ --	(19,321)
Opciones de crudo	(207,494)	(458,068)
Opciones de divisas	(5,211,675)	(1,769,270)
Opciones de tasa de interés	—	(323,852)
Crack spread swaps	(27,959)	—
Swaps de divisas	(16,795,037)	(10,802,229)
Swaps de tasa de interés	59	(263,240)
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	\$ (22,247,056)	(13,636,086)
Total pasivo	\$ (22,247,056)	(13,636,086)
Total IFD neto	\$ (9,486,488)	(1,162,119)

La siguiente tabla presenta el rendimiento (costo) neto por IFD reconocido en el estado consolidado del resultado integral de PEMEX por sus ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, el cual se presenta en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto.

Derivados no designados como instrumentos de cobertura	Importe del (costo) rendimiento reconocida en el estado consolidado del resultado integral por instrumentos financieros derivados		
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Forwards	\$ (57,874)	255,045	—
Futuros	(1,871,162)	(1,478,143)	(1,612,650)
Opciones de crudo	(3,038,638)	(2,373,131)	4,996,014
Opciones de divisas	(3,592,333)	(4,791,503)	2,698,748
Opciones de tasa de interés	2,664,631	522,241	(1,807,514)
Crack spread swaps	(27,883)	—	—
Swaps de divisas	(17,511,767)	(17,144,621)	13,770,849
Swaps de tasas de interés de crudo	—	(146,350)	(176,341)
Swaps de tasa de interés	572,135	132,219	(777,965)
Total	\$ (22,862,951)	(25,224,243)	17,096,141

19. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Hasta el 31 de diciembre de 2015, PEMEX tenía únicamente un plan de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen. 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 principalmente 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 fondeo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos 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 los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto de operación) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a este y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio Fideicomiso.

En 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó modificaciones a la Estructura Orgánica de la Empresa, derivado de ello, las Entidades Subsidiarias y el Corporativo, cedieron y/o recibieron personal activo a través de la figura de Sustitución Patronal, con lo cual las Entidades Subsidiarias y el Corporativo reconocen las Obligaciones de Retiro del Personal transferido, cuyo impacto fue calculado en el estudio actuarial realizado por los expertos independientes.

Los montos totales reconocidos por estas obligaciones se muestran a continuación:

	31 de diciembre	
	2022	2021
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,295,765,636	1,371,307,692
Pasivo por Otros Beneficios a Largo Plazo	11,121,039	12,763,956
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	\$ 1,306,886,675	1,384,071,648

*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 cuanto al esquema de Contribución Definida, los Activos (pasivos) reconocidos en el balance (CD-garantía) pasaron de \$2,417,649 en 2021 a \$2,348,557 en 2022. El gasto en el estado de resultados (costo neto del período, CD-garantía) fue de \$452,923 y \$467,765, para 2022 y 2021, respectivamente.

El detalle de los beneficios se muestra a continuación.

Cambios en el Pasivo Neto Proyectado de Beneficios Definidos retiro y post empleo:

	31 diciembre	
	2022	2021
Pasivo Neto Proyectado		
Pasivo por Beneficios Definidos al inicio del periodo	\$ 1,371,307,692	\$ 1,516,671,029
Costo del Servicio ⁽¹⁾	18,446,170	41,135,899
Costo por servicios pasados	524	34,573
Interés neto	112,552,382	104,524,969
Pérdida por evento de liquidación	1,971	49,032
Pago de beneficios definidos	(6,673,574)	(6,608,749)
Monto de pérdidas y (ganancias) actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos financieros ⁽²⁾	(150,264,679)	(266,985,561)
Cambios en supuestos Demográficos ⁽³⁾	2,403,864	44,065,779
Por experiencia durante el ejercicio ⁽⁴⁾	16,188,726	2,561,284
En activos durante el ejercicio ⁽⁵⁾	277,256	(92,166)
Contribuciones al fondo	(68,475,296)	(64,127,697)
Pasivo por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,295,765,636	\$ 1,371,307,692

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los Estados Financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- ¹⁰ El cambio de enero 2022 y 2021 se debe principalmente al resultado de la revisión contractual realizada en 2021, en la que se modificaron los requisitos de jubilación para el personal del área de campo.
- ¹¹ El monto de las pérdidas actuariales se imputó entre los beneficiarios del plan y por lo tanto se reconocen dichos valores resultados integrados en el impuesto sobre la renta diferido por \$1,273,885,487 generados en el periodo de enero a diciembre 2022 corresponden contractualmente a incrementos en la tasa de descuento al pasar de \$400 en 2021 a 2.25% en 2022. Otros factores que influyen sobre el monto que se diferían es el género y por concepto de movimientos en la población asal, jubilados, vitalicio, jubilaciones y pensiones.

Cambios en los Activos del Plan	31 diciembre	
	2022	2021
Activos del Plan al inicio del año	\$ 2,789,697	2,439,724
Rendimiento imputado de los activos	253,721	294,713
Pagos con cargo al fondo de pensiones	(68,534,502)	(64,623,601)
Contribuciones de la empresa al fondo	68,410,638	64,127,697
Ganancia / (Pérdida) actuaria de activos	(121,876)	52,161
Ajustes al plan de contribuciones definidas ¹¹	(64,388)	---
Activos del Plan al final del año	\$ 2,233,490	2,289,697

¹² Conceptos preventivos de la valuación de pasivos de PMI

La reducción en las aportaciones al 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 Dirección 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 la relacionada con el intercambio de bonos del Gobierno Federal cobrado en diciembre 2021 por \$15,277,401 de principal, aportado durante los meses de enero a marzo 2022. Derivado de la Aportación de Gobierno Federal con motivo de la Modificación 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 \$7,534,036 de los cuales Petróleos Mexicanos recibió pago por \$7,455,713. (ver Nota 15)

Los pagos esperados para el ejercicio 2023 ascienden a \$85,750,924.

La distribución de los activos del plan a la fecha de presentación de información es la siguiente

Activos del Plan	31 de diciembre	
	2022	2021
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 168,367	37,199
Instrumentos de deuda	2,065,123	2,257,498
Suman los Activos del Plan	\$ 2,233,490	2,289,697



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)	31 de diciembre	
	2022	2021
Obligaciones por Beneficios Definidos al inicio del año	\$ 1,373,548,493	1,519,084,202
Costo del servicio	17,587,208	21,151,545
Costo financiero	112,801,977	104,844,611
Costo por servicios pasados	524	34,573
Pago de beneficios definidos	(75,708,077)	(71,232,349)
Pérdidas y (ganancias) actuariales reconocidas en otros resultados integrales debido a:		
Cambios en supuestos Financieros ⁽¹⁾	(150,264,079)	(266,985,561)
Cambios en supuestos Demográficos ⁽²⁾	2,403,864	44,085,770
Cambios por experiencia durante el ejercicio ⁽³⁾	16,188,726	2,581,184
Reducciones	1,971	—
Modificaciones al plan ⁽⁴⁾	864,011	10,984,109
Obligaciones por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,297,920,118	1,373,548,493

⁽¹⁾ Las variaciones en supuestos financieros se deben al incremento en la tasa de descuento al pasar de 9.46% en 2021 a 9.39% en 2022.

⁽²⁾ El principal factor que influyó en la pérdida actuarial por cambios en supuestos demográficos del ejercicio 2022, se debe a los cambios observados en la mortalidad.

⁽³⁾ Los cambios en los supuestos por experiencia dependen de factores que no necesariamente tienen el mismo comportamiento año con año y están por los movimientos en la población diferente a los egresados, los factores que influyen en el resultado por experiencia 2022 fueron el incremento de salarios, salidas y entradas en pensión, entre otras.

⁽⁴⁾ La variación entre 2022 a 2021 se debe principalmente al resultado de la revisión contractual realizada en 2021, en la que se modificaron los recursos de jubilación para el personal jubilado.

Los efectos en 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 (10.39)% y 12.39% respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 2.48% 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 mismo que se utilizó en la valuación anterior.

La tabla base de mortalidad para el personal activo es la EMSSA2009 de la Circular Única de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas con mejoras. Para la valuación a diciembre se actualizó la tabla de mortalidad para el personal jubilado a una propuesta del actuario con base en la experiencia de PEMEX. Por otro lado, la tabla de mortalidad para el personal incapacitado es la EMSSIno-IMSS2012 y para el personal inválido es la EMSSInv-IMSS2012.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los activos del plan están en el FOLAPE, 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 FOLAPE cuenta con un saldo de \$167,023, mientras que el resto \$2,066,467 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 indican 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	2,065,129	--	--	2,065,129
Total	\$ 2,233,496	\$ --	\$ --	\$ 2,233,496

***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	2,757,458	--	--	2,757,458
Total	\$ 2,289,657	\$ --	\$ --	\$ 2,289,657

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 post-mortem	0.00%	0.00%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65 %	7.65%
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 ¹¹¹	9.33 %	8.46%
Duración promedio de la obligación (años)	13.45	14.38

¹¹¹ Conforme a la NIIF 13, la tasa de descuento se determinó con base en la curva de tasas gubernamentales, generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal (Bonos M) y de los Certes, así como en el costo de los pasivos emitidos para cubrir las obligaciones contingentes. Como consecuencia de los cambios 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.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos tiene establecidos 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 cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

Los montos reconocidos por las otras obligaciones a largo plazo son los siguientes:

	31 de diciembre	
	2022	2021
Cambios en el pasivo de Otros Beneficios a Largo Plazo		
Pasivo por beneficios definidos al inicio del periodo	\$ 12,763,956	\$ 18,497,057
Carga a resultados del periodo	2,010,051	2,354,238
Monto de pérdidas y (ganancias) actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(1,899,096)	(4,127,075)
Cambios en supuestos Demográficos	(166,459)	(2,027,902)
Por experiencia durante el ejercicio	(1,585,760)	(1,937,645)
Pago de Beneficios	(1,653)	(714)
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 13,121,039	\$ 12,763,956

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 periodo son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de (14.12)% y 18.64%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 6.79% y (4.55)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 0.56% y 10.08%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 4.00% 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:

	31 de diciembre	
	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 (1)	9.39 %	8.46 %
Duración promedio de la obligación (años)	13.45	14.38



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

21. 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 M") y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes. Como consecuencia de los movimientos en los movimientos de los instrumentos financieros antes mencionados al cierre del ejercicio, a 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 integró como sigue:

	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Provisión gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 13)	\$ 66,699,388	70,144,756	77,125,513
Provisión juicios en proceso (ver Nota 27)	10,533,137	11,114,006	8,321,816
Provisión gastos de protección ambiental	11,814,160	11,138,904	9,178,555
	\$ 89,146,685	92,397,666	94,625,884

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	\$ 70,144,756	77,125,513	80,849,900
(D) disminución / incremento de la provisión contra el activo fijo	(3,573,943)	(13,834,388)	(12,816,396)
Efecto de tasa de descuento	4,647,200	4,454,106	4,555,092
Utilidad (perdida) cambiaria no realizada	(3,984,400)	2,454,810	4,766,921
Aplicación de la provisión	(534,325)	(55,285)	(230,664)
Saldo al final del año	\$ 66,699,388	70,144,756	77,125,513

	Juicios en proceso		
	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Saldo al inicio del año	\$ 11,114,006	8,321,816	8,075,031
Incremento de la provisión contra gastos	3,137,470	4,818,298	972,592
CANCELACIÓN de la provisión contra gastos	(3,704,699)	(2,025,221)	(724,026)
Aplicación de la provisión	(13,840)	(887)	(1,891)
Saldo al final del año	\$ 10,533,137	11,114,006	8,321,816

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

[Cifras expresadas en miles de pesos]

	Gastos de protección ambiental		
	31 de diciembre		
	2022	2021	2020
Saldo al inicio del año	\$ 11,138,904	9,178,555	9,086,977
Incremento de la provisión contra gastos	1,711,108	2,424,037	1,669,063
Cancelación de la provisión	(856,047)	(407,671)	(1,574,810)
Aplicación de la provisión	(79,805)	(56,017)	(2,675)
Saldo al final del año	\$ 11,914,160	11,138,904	9,178,555

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 descontada 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 entorno económico actual, se han realizado supuestos que, de acuerdo con la administración, construyen una base razonable sobre la 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 la larga 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 cierre de año, la tasa de inflación proyectada de los Estados Unidos de América, tasas de descuento interpoladas con base a la fecha de vencimiento de los instrumentos de deuda a largo plazo cotizados en los mercados de dólares, costos unitarios tipo obtenidos de los contratos vigentes a la fecha de valuación, estado de precios generado del catálogo único institucional y finalmente el límite de reservas probadas desarrolladas al 1 de enero de 2023.

A: 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, la provisión disminuyó debido a la baja de los límites de reservas, el efecto de la actualización de la tasa de descuento y a las aplicaciones de la reserva. Incluye los efectos de la tasa de descuento por el paso del tiempo por \$4,647,200, \$4,454,106 y \$4,555,692 para el ejercicio 2022, 2021 y 2020, respectivamente. Los rangos de tasas de descuento utilizados durante 2022, 2021 y 2020 fueron de 9.380% a 10.570%, 3.114% a 8.040% y 3.268% a 7.799% para conceptos en dólares americanos, respectivamente.

Además, el momento de taponamiento seguramente dependerá del momento en que los yacimientos cese 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	1,064,330
2025	955,654
2026	4,350,081
2027	5,640,335
Más de 5 años	54,612,297
Total	\$ 66,699,388



**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 sujeto al cumplimiento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, por lo que se regularán 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 período de ejecución de estos trabajos, ya que están sujetos a los presupuestos que se puedan otorgar a PEMEX.

21. IMPUESTOS Y DERECHOS

Al 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	\$ 25,134,959	63,233,153
Impuesto sobre la renta	4,268,496	3,743,571
Total de impuestos a la utilidad	33,403,455	66,976,724
Otros impuestos y derechos:		
Impuesto Especial Sobre Producción y	23,737,267	17,813,672
Derecho de extracción de hidrocarburos	6,895,491	17,723,515
Derecho de exploración de hidrocarburos	136,528	126,932
Impuestos por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos	413,371	375,903
Impuestos retenidos por pagar	5,800,188	9,155,475
Impuestos y derechos de importación	13,028	13,028
Otras contribuciones por pagar	933,972	558,342
Total de otros impuestos y derechos	37,409,900	45,776,867
Total de impuestos y derechos por pagar	\$ 70,813,355	112,753,591

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 las siguientes Derechos:

A. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)

A partir del 1 de enero de 2015, Pemex Exploración y Producción está obligada a pagar el DUC.

A partir de 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 consideren parte de las lecciones más algunos costos, gastos y derechos. Conforme a la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2023 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 presentó el 3 de abril de 2023, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$397,567,239, quedando un saldo a cargo por \$556,481 al cierre de diciembre 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 cifras de la declaración anual normal del ejercicio 2021, mismo que se presentó el 31 de marzo de 2022, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$300,374,423, un estímulo fiscal otorgado por el Gobierno Federal por \$73,280,000 quedando un saldo a cargo por \$79,455 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 \$431,444,989, \$265,883,549 y \$172,359,522, respectivamente.

El resultado contable difiere del resultado fiscal para efectos del DUC, principalmente por diferencias en depreciación, gastos no deducibles y otros. Tales diferencias ocasionan un 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 ⁽¹⁾	—	(73,280,000)	(65,000,000)
Gasto por DUC diferido	(6,703,627)	5,673,403	696,449
Total de DUC	\$ 391,420,083	306,827,282	154,609,136

(1) Para 2022 no se otorgó estímulo fiscal para DUC.

Los principales conceptos que originan el saldo del activo por DUC diferido son:

	31 de diciembre	
	2022	2021
DUC diferido activo:		
Créditos fiscales	\$ 454,631,317	571,306,914
DUC diferido pasivo:		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(171,170,789)	(241,237,295)
DUC diferido neto, activo	283,460,528	330,069,619
DUC diferido no reconocido	(274,008,700)	(327,321,418)
Activo a largo plazo, neto	\$ 9,451,828	2,748,201

El beneficio esperado por DUC en 2022 y 2021 es diferente del que resultaría de aplicar la tasa de 40% y 54%, respectivamente, a la pérdida antes de impuestos, derechos y aprovechamientos como resultado de las partidas que se mencionan en el cuadro.

	2022	2021	2020
Gasto (beneficio) esperado:	\$ 236,421,472	147,520,595	(20,837,768)
Incremento (reducción) resultante de:			
Beneficio esperado de contratos	(4,987,552)	(5,333,064)	(496,643)
Ingresos no acumulables ⁽¹⁾	(778,566,830)	(1,252,957,737)	(2,291,937,519)
Gastos no deducibles ⁽²⁾	547,132,910	1,110,770,206	2,313,271,930
Valor de la producción	526,049,742	507,957,938	321,353,133
Derechos deducibles	(51,970,424)	(44,770,558)	(21,850,672)
Estímulo fiscal DUC ⁽²⁾	—	(73,280,000)	(65,000,000)
(Beneficio) gasto por DUC diferido	(6,703,627)	5,673,403	696,449
Límite de deducciones	(75,936,608)	(89,293,461)	(80,589,774)
Gasto por derecho a la utilidad compartida	\$ 391,420,083	306,827,282	154,609,136

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Incluye la totalidad de la utilidad y pérdida por fluctuación en cambios la cual no tiene un efecto en la determinación del DUC.
- Corresponde al estímulo 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 58.3% 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 (DEXH)

Para la determinación de los tasas para el cálculo de este derecho, la SHCP 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 \$81,982,989 respectivamente los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

C. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Pemex Exploración y Producción como asignatario 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 3,703.86 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 \$1,443,437 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 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 \$8,081.17 pesos por kilómetro cuadrado.

Durante 2022 y 2021 se causó este impuesto por un total de \$4,664,541 y \$4,701,122 respectivamente, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

Régimen fiscal aplicable a contratos

A partir del 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 (licencia, utilidad compartida, producción compartida y servicios) y estipula los siguientes impuestos, derechos y otros pagos al Gobierno Federal:

- Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. Durante la fase exploratoria de área que tenga un contrato de exploración y extracción, se prevé una cuota mensual a favor del Gobierno Federal de 1,548.88 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a 3,703.86 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo. La cuota se actualizará anualmente de acuerdo al INPC.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- **Regalías.** El monto de las regalías se determinará con base en el valor contractual para cada tipo de hidrocarburo, 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 la 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, el contratista deberá pagar al Gobierno Federal una cantidad establecida por la 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 inicie 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 \$226,653 y \$211,095, 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 Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)-

- **IEPS sobre la venta de combustibles automotrices:** Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automoción, 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; \$4.59 por litro de gasolina mayor o igual a 91 octanos y \$6.04 por litro de diésel. Estas cuotas se actualizan anualmente de acuerdo con la inflación y se ajusta semanalmente 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 automoción, gasolina y diésel, que Pemex TRI recauda en nombre del Gobierno Federal. Las cuotas aplicables para 2022 han sido 48.47 centavos por litro de gasolina menor a 91 octanos, 59.14 centavos por litro de gasolina mayor o igual a 91 octanos y 40.23 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 sólo son aplicables por la venta en territorio nacional 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 8.30 centavos por litro para el propano, 10.74 centavos por litro para el butano, 14.56 centavos por litro para la gasolina y gas avión, 17.39 centavos por litro para turbinas y otros kerosenos, 17.66 centavos por litro para diésel, 18.85 centavos por litro para combustóleo y \$21.88 por tonelada de coque de petróleo, \$51.79 por tonelada de coque de carbón, \$38.62 por tonelada de carbón mineral y \$55.83 por tonelada de carbón de otros combustibles fósiles. Estas cuotas se incrementan anualmente de acuerdo con la inflación y también gravan la 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 del Impuesto al Valor Agregado, aplicable a los contribuyentes de este impuesto. La tasa general es del 16% y la de actividades incentivadas es del 0%.

A partir del ejercicio 2019 se aplica el decreto de estímulos fiscales región fronteriza norte, mismo que en materia del IVA consiste en un crédito equivalente al 30% 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 aplican 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 tienen derecho a acreditar 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, resalta cada mes en un saldo a pagar al fisco o en una cantidad 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 del 1 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos, y las Entidades Subsidiarias son sujetos de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, así como a algunas compañías subsidiarias.

El ISR se calcula aplicando la tasa del 30% al resultado fiscal, obtenido en el ejercicio. El resultado fiscal se determina como sigue: se obtendrá 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 del 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	2020
ISR causado	\$ 5,939,990	3,573,751	5,370,877
ISR diferido	(77,179,234)	(3,052,891)	25,592,117
Total ISR	\$ (71,239,244)	520,860	30,962,994

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el activo por ISR diferido neto de las Entidades Subsidiarias Pemex Exploración y Producción y Pemex Transmisión Industrial por \$679,649,787 y \$744,802,838, respectivamente, no se ha reconocido ya que no se estiman ganancias fiscales futuras contra las que pueda utilizar los beneficios correspondientes, dichos importos 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 lo que se muestran a continuación:

	2021	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	2022
Impuesto sobre la renta diferido activo:				
Provisiones	\$ 11,032,250	588,794		11,921,054
Pasivo laboral	61,711,054	3,579,336	(8,075,854)	57,214,536
Anticipo de clientes	176,967	43,248	—	220,215
Pasivos acumulados	2,676,964	5,094,352		7,771,316
Cuentas incobrables	24,890	102,953		127,843
Instrumentos financieros derivados	10,746	24,174	—	34,876
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	5,452,609	3,009,946	—	8,462,555
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ¹¹	8,466,185	67,960,156	—	76,428,341
Total impuesto sobre la renta diferido activo	89,553,675	80,702,909	(8,075,854)	162,180,730
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)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)	(3,341,350)	(3,523,675)	—	(6,865,025)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	\$ 86,212,325	77,179,234	(8,075,854)	155,315,705

	2020	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	2021
Impuesto sobre la renta diferido activo:				
Provisiones	\$ 8,919,555	2,112,705	—	11,032,260
Pasivo laboral	71,640,981	3,652,157	(13,582,084)	61,711,054
Anticipo de clientes	188,283	(11,316)	—	176,967
Pasivos acumulados	2,681,362	595,602	—	2,676,964
Cuentas incobrables	102,435	(77,543)	—	24,890
Instrumentos financieros derivados	41,735	(30,989)	—	10,746
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	5,151,623	300,986	—	5,452,609
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ¹¹	17,427,658	(3,959,473)	—	8,466,185
Total impuesto sobre la renta diferido activo	100,153,632	2,962,127	(13,582,084)	89,553,675
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo):				
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(1,101,832)	(89,202)	—	(1,191,034)
Otros	(2,310,282)	159,966	—	(2,150,316)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)	(3,412,114)	70,764	—	(3,341,350)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	\$ 96,741,518	3,032,891	(13,582,084)	86,212,325

¹¹ Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2031.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas 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	2020
Gasto esperado	\$ 163,937,963	69,725,125	78,835,256
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	(23,533,416)	30,058,216	5,694,637
Actualización fiscal de ductos, inmuebles y equipo	—	—	(161,883)
Derechos deducibles	(19,437,113)	(90,346,164)	—
Cambio en ISR diferido no reconocido	(99,334,219)	(20,941,629)	—
ISR diferido reconocido	4,248,411	—	—
Gasto esperado de contratos	—	1,311,075	—
Beneficios al retiro	7,930,425	1,101,292	(8,206,693)
Gastos no deducibles	16,019,493	3,113,625	2,405,635
Otros, neto ⁽¹⁾	(21,070,788)	6,498,500	7,395,987
(Beneficio) gasto por impuesto sobre la renta	\$ (71,239,244)	520,840	30,962,939

(1) Incluye principalmente el efecto de deterioro para 2022.

El efecto acumulado de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2022 y 2021 ascendió a \$(3,410,986) y \$4,664,868, respectivamente. Asimismo, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales de periodo se encuentra presentado en (pérdida) integral por un monto de \$8,073,834 y \$13,582,084, respectivamente.

22. 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:

	Imparte
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2020	\$ 524,931,447
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2021	316,354,129
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2021	841,285,576
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2022	188,306,717
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2022	\$ 1,029,592,293

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Las Aportaciones de Gobierno Federal, en forma de Certificados de Aportación "A" realizadas 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	\$	19,321,641	—
21 de enero	7,500,000	—	—
14 de febrero	7,500,000	—	—
8 de marzo	—	26,115,898	—
8 de marzo	7,500,000	—	—
28 de abril	752,100	—	—
26 de mayo	21,737,900	—	—
29 de junio	—	—	969,342
19 de agosto	4,000,000	—	—
30 de agosto	2,000,000	—	—
6 de septiembre	—	—	683,125
8 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	—	—	1,619,523
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	—	—	897,893
25 de noviembre	2,500,000	—	—
1 de diciembre	4,000,000	—	—
2 de diciembre	800,000	—	—
5 de diciembre	—	—	1,200,000
8 de diciembre	4,000,000	—	—
15 de diciembre	4,000,000	—	—
15 de diciembre	—	—	1,000,000
18 de diciembre	15,118,286	—	4,881,713
29 de diciembre	21,000,000	—	—
Total	\$ 129,818,286	45,437,539	13,050,892

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 \$23,000,000 destinado a la compra del 50.005% de la participación en Deer Park (ver Nota 12).

Al 31 de diciembre de 2021, no hubo contribuciones del Gobierno Federal distintas a los Certificados de Aportación "A".

C. RESERVA LEGAL

Bajo 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.

Durante 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, por el periodo terminado el 31 de diciembre de 2022 y 2021, PEMEX reconoció una pérdida actuarial por \$123,385,417 y \$225,401,008, respectivamente, en otros resultados integrales, que incluyen impuestos diferidos por \$(8,075,854) y \$(13,562,084), 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 8.46% al 31 de diciembre de 2021 al 9.39% al 31 de diciembre de 2022.

E. DÉFICIT 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 del 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 fondar 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 del 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 renegociaciones de deudas 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 \$99,994,470, 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 \$(1,758,822,325) y \$(2,170,000,783), respectivamente, derivado principalmente de las pérdidas netas que se han obtenido, y un capital de trabajo negativo de \$401,842,480 y \$464,754,286, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

PEMEX cuenta con autonomía presupuestaria, 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 SHCP. 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 de 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 \$465,947,689 (incluyendo pago de intereses).

El efecto combinado de los eventos arriba mencionados, indican 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)

Planes

PEMEX y el Gobierno Federal están llevando a cabo las siguientes acciones, entre otras, para preservar la liquidez y que esperán le permitan a PEMEX pagar sus compromisos:

Se mantiene para el año 2023 la aplicación del estímulo fiscal publicado mediante Decreto por el que se establecen estímulos fiscales complementarios a los combustibles automotrices publicado en el Diario Oficial de la Federación del 4 de marzo de 2022, el cual le permite a PEMEX recuperar sustantivamente 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 diésel, éstos son limitados a los efectos de la inflación en el país.

Durante 2023, se mantiene la reducción de la tasa fiscal del DUE de ejercicio inmediato anterior, ya que la tasa en este Decreto pasó de 54.0% en 2021 a 40.0% en 2022, manteniéndose este porcentaje para 2023.

Durante 2023, PEMEX ha recibido contribuciones de patrimonio por \$7,200,000 y ha emitido notas por un total de \$41,200,000.

Adicionalmente, PEMEX tiene planes para realizar operaciones de refinanciamiento en los mercados de capitales de acuerdo con las condiciones prevalcientes 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 directos y revolving. Asimismo, se logró establecer de manera conjunta con la Banca de Desarrollo y la Banca Comercial acuerdos bancarios, en apoyo a sus proveedores y contratistas. La capacidad de PEMEX para refinciar 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 \$29,912,400 [\$27,068,400, y U.S.\$142,200] el cual es considerado por el Gobierno Federal como obligaciones constitutivas de deuda pública y que podría utilizar para lograr cubrir su meta de balance financiero cero en 2023.

PEMEX revisa y alinea periódicamente su portafolio de inversión con premisas económicas actuales, priorizando aquellas inversiones que incrementan 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 mostraron una recuperación, 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 ninguno de los contratos 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 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, sobre la base contable de negocio en marcha. 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. Estos estados financieros consolidados no contienen los ajustes requeridos en caso de no haber sido preparados sobre la base de negocio en marcha.

G. PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA

PEMEX no posee el total de las acciones de PMI CIM y COMESA, el estado consolidado de variaciones en el patrimonio líquido y el estado consolidado del resultado integral presentan la participación no controladora de estas inversiones.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, la participación no controladora en el patrimonio presentó (pérdidas) utilidades de \$128,610, \$128,502 y \$369,692, 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	\$ 1,126,780,036	518,434,755	386,040,047
Depreciación de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, depreciación de derechos de uso y amortización de activos intangibles	146,251,935	140,155,507	137,398,830
Impuestos y derechos a la exploración y extracción	136,840,962	88,596,015	43,597,647
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	125,333,812	140,215,404	128,808,540
Servicios personales	107,990,777	100,401,001	103,044,657
Conservación y mantenimiento	78,323,591	65,239,595	69,939,637
Servicios auxiliares pagados a terceros	78,799,131	9,656,254	15,901,987
Pozos no exitosos	26,582,595	26,952,138	22,269,583
Materiales y refacciones	26,516,438	23,504,046	18,381,313
Pérdidas por sustracción de combustible ^I	19,891,204	6,791,377	4,279,542
Otros costos y gastos de operación	17,671,352	79,812,903	70,573,244
Otros impuestos y derechos de la operación	14,717,890	12,933,825	12,180,579
Gastos generales pagados a terceros	12,454,485	6,867,868	4,198,747
Gastos de exploración	6,126,787	6,458,310	6,732,689
Fletes	8,552,913	5,195,157	3,426,079
Seguros y fianzas	7,384,099	6,997,343	6,568,497
Honorarios	6,476,622	548,928	259,186
Contratos integrales	4,556,801	4,904,774	5,275,946
Variación de inventarios ^{II}	(38,474,306)	(11,544,077)	2,572,641
Total de costo de ventas, gastos de distribución y gastos de administración por naturaleza	\$ 1,868,747,124	1,232,121,563	990,945,376

^I 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 seductos 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 entregado en su sistema o equipos hasta la entrega al usuario. Pemex Logística determina a través de cálculos mensuales los volúmenes de los productos faltantes.

^{II} 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 se integran como se muestra a continuación:

A. Otros ingresos

	2022	2021	2020
Efecto por conversión acumulado por cambio de método de participación a concesión ¹¹	\$ 10,383,296	—	—
Actualización de impuesto ¹²	8,061,861	915,277	6,966
Otros ingresos ¹³	7,815,529	3,028,394	909,894
Otros ingresos por servicios	2,797,260	4,126,750	2,420,930
Risas de liquidación, sanciones, penalizaciones, etc.	2,353,815	1,429,152	1,170,637
Ingresos por reaseguro	1,772,399	110,994	2,534,466
Depuración de cuentas	1,558,361	523,365	485,562
Seguros y fianzas	1,510,943	1,459,760	2,149,214
Garantía a precio de compra por la compra de DPRP	1,271,168	—	—
Recuperación siniestros	881,462	1,147,424	1,515,295
Ingresos de FONADIN ¹⁴	732,194	1,674,225	—
Ingresos por acuerdo reparatorio ¹⁵	410,000	2,756,080	—
Adhesión y mantenimiento de franquicias	348,906	376,179	494,785
Ingresos por venta de activo fijo	43,850	52,266	30,215
Crecheros de participación ¹⁶	—	—	30,878
Total de otros ingresos	\$ 39,941,073	17,600,465	11,768,846

¹¹ Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX reconoció \$10,383,296 de efectos de conversión de la inversión de DPRP en otros ingresos, como resultado del des-reconocimiento del método de participación (ver Nota 12-B).

¹² A 31 de diciembre de 2022 este concepto incluye devolución de actualizaciones del IVA, recuperaciones del Impuesto Especial de Producción y Servicios (EPS) cuotas variadas y cancelación de obligaciones por normas de IEPS por resolución jurídica. En 2021 se realizó la apertura de este concepto para mejorar la presentación de otros ingresos. El importe en 2020 fue \$6,996 y se presentó en el concepto otros ingresos.

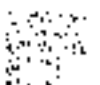
¹³ Al 31 de diciembre de 2022, incluye principalmente la cancelación de la provisión de Juicios en proceso.

¹⁴ 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 "Aprovechamiento de Residuos en la Refinería Miguel Hidalgo" en Tula Hidalgo, mediante el pago de obra ejecutada y gastos asociados reconocidos que incluyen: estimaciones generadas pendientes de pago, gastos e inversiones relacionadas con la obra ejecutada por un importe de \$4,399,765. El ingreso total de la aportación no recuperable del FONADIN fue de \$6,073,990, de los cuales \$1,674,225 fueron reconocidos en el ejercicio 2021 como otros ingresos.

PEMEX reconoció la aportación no recuperable como ingreso diferido, es decir se reconocerá sobre la vida útil del activo que dio origen a la aportación no recuperable; dicha vida útil está estimada en 20 años.

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.

¹⁵ Ingreso parcial y reconocimiento del acuerdo reparatorio de cumplimiento diferido a favor de Petróleos Mexicanos que se liquidará en noviembre de 2023.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

13 Corresponde a derechos de los operadores en CEE, para garantizar su participación en dichos contratos.

B Otros gastos

	2022	2021	2020
Costo de activos dados de baja ⁽¹⁾	\$ (19,116,521)	(45,185,031)	(351,010)
Otros gastos	(3,304,653)	(3,058,504)	(436,723)
Siniestros	(3,140,284)	(2,670,560)	(376,657)
Recargos	(24,035)	(55,001)	--
Transporte y distribución de gas natural	—	—	(30,284)
Total de otros gastos	\$ (25,585,553)	(50,969,096)	(1,194,714)

(1) 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) la 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 diversa normatividad que regula los conflictos de interés entre los 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 o 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 tomar ventaja de estar en una situación privilegiada. Del 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 Bartollett Díaz, 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
Fletes	315
Total	\$ 32,785,646

**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, CFE tiene un adeudo con Pemex Transformación Industrial por la cantidad de \$ 4,779,759. Las facturas son pagaderas entre 16 y 60 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, \$34,360 y \$30,988. Los beneficios al retiro, post-empleo y largo plazo se otorgan conforme a lo siguiente:

	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Retiro	\$ 4,917	4,888	7,233
Post empleo	166	200	354
Largo Plazo	1,681	2,468	3,702
	\$ 6,764	7,556	11,289

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 \$7,648, \$7,646 y \$6,008 a los consejeros independientes de 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 asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del mismo durante un periodo 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 otorgado a los principales funcionarios fue de \$630 y \$265, respectivamente. A 31 de marzo de 2023, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgados a dichos funcionarios era de \$1,017.

26. COMPROMISOS

- a. PMICIM 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 nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión de campo Cantarell. Durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku-Malcob-Zitap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el valor estimado de nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a U.S.\$1,227,596 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 nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.



**Petróleos 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	135,351
Total	U.S.\$ 1,227,596

- 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	794,657
Total	\$ 724,858	783,100

- 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	\$ 61,463,967	181,086,750
1 a 3 años	69,662,017	177,187,732
4 a 5 años	22,166,730	124,716,836
Más de 5 años	3,132,471	22,642,024
Total	\$ 156,425,186	505,636,402

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 contingentes 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 \$10,593,137 y \$11,114,006, respectivamente.



Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A continuación, se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 31 de diciembre de 2022:

Table with 2 columns: 'Proceso' and 'Monto estimado de la obligación (en miles de pesos)'. The table contains two rows of data, both of which are almost entirely illegible due to extreme low resolution and heavy noise. The first row is preceded by a bullet point and the second by a checkmark. The text within the cells is mostly garbled characters and symbols.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

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 (7804/18-17-09-8), a PTRI la cantidad de \$2,009,598 por el incumplimiento del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios y tiempo determinado número CO-OF-019-4008699-11, 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; promoviéndose recurso de reclamación contra la admisión de demanda, mismo que se tuvo por admitido y se ordenó vista a la actora para que se manifieste 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 nuevo perito en materia de contabilidad, ya que el primeramente designado manifestó estar impedido. Posteriormente, se levantó la comparecencia del perito tercero en materia de administración en construcción, que fue notificada el 2 de marzo de 2020, quien rindió su dictamen dentro del término concedido. Por acuerdo de la fecha 07 de agosto del 2020, la Novena Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, nombró al perito tercero en discordia en materia de contabilidad; el cual rindió su dictamen el 31 de diciembre de 2020. Se levantó la comparecencia del perito tercero en materia de administración en construcción, quien rindió su dictamen dentro del término concedido. Se nombró nuevo perito tercero en discordia en materia de contabilidad, mismo que ya ha rindió su dictamen. Se rindieron alegatos y se cerró la instrucción. En sesión del 30 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 actora promoviendo Amparo Directo en contra de la resolución de primera instancia. Mediante escrito del 3 de julio de 2022, se formularon manifestaciones en el Amparo Directo 437/2022 del Décimo 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.
- Constructora Norberto Odebrecht, S.A. presentó demanda mediante juicio contencioso administrativo (expediente 4742/19-17-01-7), en contra del acta de finiquito número 1,757 del 14 de enero de 2019, emitida por PTRI; 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.\$112,582 y \$14,607; admitiéndose a trámite la demanda, emplazando a la autoridad demandada para que contestará la misma, lo cual ocurrió el 11 de noviembre de 2020. Se rindió dictamen pericial en materia de contabilidad. Mediante acuerdo del 2 de junio de 2022, se tuvo al perito en PTRI, 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 burón tributario (RRR 2021014568 Administración de la 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 determinan acuerdos a PTRI por concepto de Impuesto Especial de 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.
- Micro Smart Systems de México S. de B.L. de C.V. (MSSM) impugna ante la Sala Regional del Golfo Norte del 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 424049831, emitido por el Subdirector de Perforación y Mantenimiento de Pozos de PEP y la Residente de la Obra Poza Rica-Altamira; reclamando como suerte principal la cantidad de U.S.\$240,448; por lo que el 5 de abril 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 PEP 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 presentado por PEP donde da cumplimiento al requerimiento formulado. El 2 de septiembre 2022, la Sala Regional Golfo Norte resolvió recurso de reclamación interpuesto por la parte actora en contra del desechamiento de sus pruebas de 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. 757/17-18-01-7) interpuesto por MSSM, en contra del finiquito de 17 de febrero de 2022. A la fecha de estos estados financieros, 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 2022 PTRI promovió recurso de revocación derivado del crédito fiscal del ejercicio 2010 por el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios y el Impuesto al Valor Agregado derivado de revisión de gabinete; en el que se demanda que se declare la nulidad íntegra y íntima de la resolución impugnada donde 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 incluidos en estos estados financieros consolidados son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes. PEMEX 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. PEMEX no puede conocer el monto individual de la provisión de cada proceso porque dicha revelación podría afectar negativamente a la estrategia legal de PEMEX, así como el resultado del proceso correspondiente.

Petróleos Mexicanos tiene establecidas las políticas para el otorgamiento de multas, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos a favor de sus Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, aprobadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión ordinaria celebrada el 23 de agosto de 2013. Conforme a estas políticas, la Dirección Corporativa de Finanzas emite un dictamen con el análisis de riesgo, valoración 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 TRION (Licitación CNH-A1-TRION/2016), por U.S.\$4,000,000.
- Exploración y Extracción del área contractual 3 Cinturón Plegado Perdido (Licitación CNHRD1-UG4/2015), por U.S.\$3,333,000.
- Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida de los campos Ek-Balan, 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 Contractual 2 Tampico-Misantla, por U.S.\$1,250,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contractual 8 Cuencas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, Asignación AE-0398-Misión por U.S.\$255,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, campo Ogarrin por U.S.\$250,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, campos Cárdenas y Mora, por U.S.\$250,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 7 Área Perdido, por U.S.\$2,500,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 5 Área Perdido, por U.S.\$5,000,000.
- 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 Producción Compartida Aguas Someras, Área contractual 22 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 20 Cuencas del Sureste, por U.S.\$2,500,000.
- Área Contractual 22 Cuencas del Sureste, por U.S.\$1,750,000.
- Área Contractual 23 Cuencas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual 35 Cuencas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual Ebanó, por U.S.\$225,000.
- Área contractual AE-0388-M-Miquetla (Licencia en zonas terrestres 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 Exploración y Producción ascienden a U.S.\$40,503,000, equivalentes a \$786,337,393 al cierre de diciembre de 2022, al tipo de cambio de \$19.4143 pesos por U.S.\$1.00.

Al 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, A.C., y electó de garantizar las obligaciones de dicha empresa Productiva Subsidiaria, derivadas del contrato de arrendamiento de metales preciosos por U.S.\$ 150,000 equivalentes a \$2,912,143, al tipo de cambio de cierre diciembre 2022 de \$19.4143 pesos por U.S.\$1.00.

PEMEX considera reciente el desembolso de efectivo, por las garantías otorgadas y vigentes al 31 de diciembre de 2022.

29. 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, estableció que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$77,068,400 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S.\$147,200. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebasen 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, PEMEX realizó las siguientes actividades de financiamiento:

- El 6 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito por U.S. \$50,000 a una tasa SOFR a 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 TIE a 28 días más 365 puntos base, con vencimiento en enero 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 tasa SOFR a 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 TIB a 91 días más 310 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 TIB a 28 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 referencia en los mercados internacionales de capital bajo el Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de U.S. \$125,000, 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 Logística y sus respectivos sucesores.
- El 1 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$3,000,000 a una tasa TIB a 28 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 175 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 \$5,000,000 en dos tramos:
 - \$2,000,000 a una tasa TIB a 91 días, más 320 puntos base con vencimiento en junio 2023.
 - \$3,000,000 a una tasa TIB 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 TIB 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 TIB a 28 días más 235 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 TIB a 28 días más 360 puntos base con vencimiento en febrero 2024.
- El 28 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por U.S.\$150,000 a una tasa SOFR a 3 meses más 450 puntos base con vencimiento en febrero 2023.
- El 13 de marzo de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por U.S. \$200,000 con tasa fija de 10.375% con vencimiento en marzo 2033.
- El 16 de marzo de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por U.S.\$597,500 con 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 reposición de Bonos del 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 PMI Trading era de U.S.\$162,866. Entre el 1 de enero y el 17 de abril de 2023, PMI Trading obtuvo U.S. \$330,891 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. \$35,260.

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. Cotizaciones 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 del peso de 7.2%. Esta apreciación arroja como resultado un rendimiento en cambios estacional por \$125,596,864 del 1 de enero al 17 de abril de 2023.

132

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A 17 de abril de 2023, el precio promedio de petróleo de exportación era de U.S. 71.85 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2022 por U.S. \$69.71, refleja un incremento de 3.1%.

D. Apoyos de 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 Fertilizantes
15 de enero	\$ —	—	600,000
30 de enero	—	—	600,000
23 de febrero	—	6,000,000	—
16 de marzo	10,500,000	—	—
Total	\$ 10,500,000	6,000,000	1,200,000

29. GARANTES SUBSIDIARIOS

La siguiente información consolidada presenta: (i) los estados consolidados condensados de situación financiera a 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 2022, 2021 y 2020 de Petróleos Mexicanos, Subsidiarias Garantadas y las compañías que son Subsidiarias No Garantadas (definidas 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 eliminación se refieren a la inversión de Petróleos Mexicanos en las subsidiarias y los saldos y operaciones intercompañías, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios (entidad fusiónada), Pemex Logística (los "Garantados Subsidiarios"); 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 garantadas (las "Subsidiarias No Garantadas") de la misma.

El Pemex Project Funding Master Trust (el "Master Trust") que era un vehículo financiero para financiar los proyectos de PEMEX fue disuelto el 20 de diciembre de 2011, a partir de esa fecha no se consolida 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 expresadas en miles de pesos)

Tabla 1: Títulos de deuda emitidos y registrados originalmente por Master Trust y asumidos por Petróleos Mexicanos

<u>Título de deuda</u>	<u>Obligado principal</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del pendiente (U.S.\$)</u>
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	491,175
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	63,709
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.

Tabla 2: Títulos de deuda emitidos y registrados por Petróleos Mexicanos

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (U.S.\$)</u>
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 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	1,143,938
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 millones de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (U.S.\$)
5.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,560,521
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	1,199,747
5.625% Bonos con vencimiento en 2046	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	626,243
4.500% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,174,463
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	2,302,771
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 2017	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	5,548,156
5.350% Bonos con vencimiento en 2028	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,976,720
6.150% Bonos con vencimiento en 2048	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,574,051
6.550% Bonos con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	4,066,043
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)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (U.S.\$)
6.890% Notas con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,538,374
6.840% Notas con vencimiento en 2030	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	2,345,538
6.950% Bonos con vencimiento en 2060	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,796,812
7.690% Bonos con vencimiento en 2050	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	8,047,831
6.500% Notas con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,704,708
6.875% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	901,830
8.750% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,908,685
6.730% 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 2023, 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 porque considera que tal información no es material para los inversistas.



**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 de situación financiera
31 de diciembre de 2022**

	Petróleos Mexicanos	Empresas subsidiarias	Subsidiarias no- parámetros	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante					
Cheques y depósitos en efectivo	\$ 14,809,057	\$ 11,297,114	\$ 48,312,320	\$ -	\$ 64,418,511
Cuentas y otras cuentas por cobrar, incluyendo los ámbitos de derivados y otros instrumentos financieros	61,552,752	197,610,393	32,288,125	-	391,461,310
Cuentas por cobrar interempresas	1,466,371,747	1,152,552,905	178,769,106	(2,803,713,867)	-
Inventarios	1,659,679	79,127,253	45,105,663	-	124,016,397
Impagos de impuestos	1,544,479,233	1,440,588,286	140,565,119	(2,603,713,857)	227,891,779
Cuentas por cobrar a largo plazo interempresas	1,521,128,178	-	1,161,679	(1,512,699,817)	-
Impagos de obligaciones interempresas, asociadas y otras	(1,203,251,052)	290,811,675	231,425,045	704,394,507	2,045,656
Patentes, otros derechos, propiedades, plantas y equipos	6,512,660	1,059,809,155	272,048,834	-	1,368,750,650
Derechos por cobrar a largo plazo	-	1,334,175	-	-	1,334,175
Derechos de uso	17,452,407	44,352,104	3,537,286	-	65,379,647
Impagos de impuestos	51,136,380	121,867,491	6,818,647	-	179,652,518
Anticipo de impuestos	148,947	29,673,801	701,186	-	30,074,934
Marcas del Gobierno Federal	62,653,260	-	-	-	62,653,260
Otros (CLYD)	-	2,223,523	28,397,121	-	30,792,123
Total del activo	\$ 1,975,920,200	\$ 2,995,003,084	\$ 865,143,927	\$ (3,611,509,167)	\$ 2,245,558,044
Pasivo					
Circulante					
Proveedores y acreedores de corto plazo a largo plazo	\$ 398,101,726	\$ 20,833,993	\$ 47,407,917	\$ -	\$ 466,347,636
Cuentas por pagar interempresas	1,421,626,118	1,733,390,155	86,538,907	(2,803,555,175)	-
Otros pasivos circulantes	11,265,788	316,677,135	85,127,252	-	463,190,575
Total de pasivos circulante	1,851,013,732	1,966,801,370	219,074,076	(2,803,555,175)	979,437,236
Deuda a largo plazo	1,571,356,793	22,406,310	79,603,431	-	1,673,516,514
Cuentas por pagar a largo plazo interempresas	-	1,511,403,321	1,445,177	(1,512,812,498)	-
Reservas acumuladas, provisiones para riesgos diversos, otros pasivos	518,290,995	1,126,422,123	16,425,583	-	1,659,126,698
Impagos de impuestos	3,744,854,817	4,212,124,883	267,705,244	(4,311,403,673)	4,014,381,269
Participación de CLYD	11,768,533,617	(1,323,171,797)	614,938,687	764,894,106	(1,468,872,225)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,975,920,200	\$ 2,995,003,084	\$ 865,143,927	\$ (3,611,509,167)	\$ 2,245,558,044

**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 de situación financiera
31 de diciembre de 2021

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarias	Subsidiarias no garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Caja y cheques					
Activos y equivalentes de efectivo	\$ 30,990,405	\$ 6,157,860	\$ 29,458,173	\$ -	\$ 66,606,438
Cuentas y otras cuentas por cobrar, instrumentos financieros derivados y otros activos corrientes	14,532,135	191,115,377	84,916,240	-	296,663,852
Cuentas por cobrar de otras compañías financieras	1,915,075,079	1,980,615,285	168,618,742	(3,354,329,457)	-
Reserva del activo circulante	440,156	54,297,830	30,487,051	-	80,119,147
Cuentas por cobrar a largo plazo intercompañía	1,715,304,137	-	1,866,515	(1,117,073,167)	-
Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otros	18,428,794,666	171,595,250	78,973,476	1,197,058,913	2,086,422
Terminales, equipos, propiedades, planta y equipo móvil	7,488,287	1,100,125,928	136,938,787	-	1,725,352,902
Documentos por cobrar a largo plazo por otras compañías	-	1,846,762	-	-	1,846,762
Impuestos diferidos	665,849	52,047,102	1,369,067	-	54,082,018
Impuestos diferidos	13,898,448	34,644,770	1,713,163	-	50,256,381
Activos intangibles	2,125	28,894,098	1,110,362	-	30,026,585
Pagos de Gobierno Federal	305,601,503	-	-	-	305,601,503
Otros activos	-	1,255,954	37,246,916	-	38,502,870
Total del activo	\$ 2,413,867,281	\$ 2,743,785,721	\$ 575,835,376	\$ (3,681,390,207)	\$ 2,052,098,171
Pasivo					
Circulante:					
Porción corriente de la deuda a largo plazo	417,076,381	22,486,658	51,709,071	-	491,272,110
Cuentas por pagar a otras compañías	2,692,847,195	962,430,582	28,598,316	(3,157,876,475)	-
Otros pasivos circulantes	33,597,325	334,056,246	21,852,132	-	499,506,703
Total del pasivo circulante	3,143,520,901	1,319,973,486	82,169,519	(3,157,876,475)	422,648,119
Deuda a largo plazo	1,115,690,511	29,949,251	15,793,134	-	1,161,432,906
Cuentas por pagar a largo plazo intercompañía	-	1,715,642,197	1,951,986	(1,717,494,185)	-
Beneficio o acumulación, provisiones para créditos dudosos, otros pasivos e impuestos diferidos	334,835,252	1,157,413,976	10,835,586	-	1,503,084,814
Total del pasivo	4,594,056,674	4,233,871,910	291,802,245	(4,875,370,670)	4,222,698,559
Patrimonio (defecto) neto	(2,170,189,393)	(1,514,086,189)	(34,036,869)	1,189,090,913	(3,170,001,738)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 2,413,867,281	\$ 2,743,785,721	\$ 575,835,376	\$ (3,681,390,207)	\$ 2,052,098,171



**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	Compañías subsidiarias	Subsidiarias no- garantes	Emisiciones	Consolidado
Ventas netas	\$ —	\$ 2,801,812,484	\$ 1,493,42,200	\$(1,922,252,125)	\$ 2,378,002,959
Ingresos por intereses	80,180,236	97,771,725	16,779,837	(129,246,899)	5,885,909
Total de ingresos	80,180,236	2,899,584,209	1,510,202,037	(2,111,508,024)	2,389,358,301
(Deterioro) de valores, ductos, propiedades, planta y eq. po	—	(84,924,377)	194,366	—	(85,538,274)
Costo de ventas	(1,188,166)	(2,254,594,197)	(1,473,404,257)	(2,030,694,206)	(6,946,661,826)
Resultado neto	78,992,070	561,368,035	43,771,465	(80,914,757)	691,257,266
Total de gastos generales	75,149,492	163,600,008	32,567,950	(80,733,608)	170,384,102
Otros ingresos (gastos), netos	(36,207)	(617,943)	14,588,435	(36,725)	14,625,520
Resultado (perdida) de operación	3,809,317	396,840,020	44,533,971	100,375	445,458,683
Costo financiero, neto	(53,015,313)	(95,272,031)	(6,047,224)	(105,876)	(153,358,666)
Resultado (perdida) neto en cambios, Resultado (perdida) neto en la participación en los resultados de negocios con socios, asociadas y otras	(2,577,191)	331,349,483	917,798	—	329,690,090
Resultado (perdida) antes de deducciones, impuestos y otros	149,534,117	(1,562,058)	66,404,476	(213,987,481)	549,401
deducciones, impuestos y otros	97,692,695	(30,206,822)	105,236,273	(731,987,481)	(20,169,205)
Total de deducciones, impuestos y otros	(2,412,355)	(21,846,221)	746,973	—	(20,169,205)
Resultado neto del año	100,412,057	109,090,601	104,484,300	(213,987,481)	59,998,176
Total de deducciones, impuestos y otros	(2,412,355)	(21,846,221)	746,973	—	(20,169,205)
Resultado integral total del año	\$ 102,823,702	\$ 87,244,380	\$ 105,231,273	\$(213,987,481)	\$ 69,828,971

**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 2021**

	Petróleos Mexicanos	Empresas subsidiarias	Subsidiarias no- garantadas	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ —	\$ 1,315,572,411	\$ 712,192,231	\$ (71,062,157,376)	\$ 1,446,655,266
Ingresos por servicios	81,783,118	53,596,000	11,436,113	(83,842,071)	4,973,160
Total de ingresos	81,783,118	1,369,168,411	723,628,344	(71,945,029,447)	1,451,627,400
Retención de partes, ductos, procedimientos, planta y equipo	—	(751,469)	(359,126)	—	(1,110,595)
Costo de ventas	934,751	1,591,101,853	728,375,463	(1,161,176,256)	1,174,650,751
Resultado de venta	57,847,554	435,845,323	20,456,467	(61,766,318)	421,382,026
Total de gastos operarios	77,055,667	1,600,027,365	9,622,154	(61,714,555)	165,441,301
Otros ingresos (gastos), neto	2,925,432	(12,364,072)	1,029,952	(82,022)	(12,530,710)
Reembolso (pérdida) de ganancias	2,171,527	208,421,456	11,751,009	(50,354)	221,333,638
Costo financiero, neto	(54,145,927)	(300,787,271)	(3,947,058)	50,252	(358,826,002)
(Pérdida) reconocimiento en cambios, neto	(5,165,616)	(35,529,611)	(659,813)	—	(41,254,040)
(Pérdida) rendimiento neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(296,831,435)	(2,354,224)	(106,350,029)	256,751,168	(396,784,520)
Compartido de ganancias conjuntas	—	—	(5,123,314)	—	(5,123,314)
Porcentaje (partida) antes de impuestos, impuestos y otros	(297,545,435)	51,804,800	(116,473,643)	256,751,168	(155,563,110)
Total de deducción, imputación y otros	(2,037,215)	336,921,682	2,259,249	—	305,944,716
(Pérdida) resultado integral neto del año	(295,582,159)	1,744,265,278	(12,764,051)	256,787,168	(294,778,872)
Total de otros resultados integrales de	44,227,180	151,961,258	(7,911,577)	—	188,276,861
Resultado integral total del año	\$ (251,354,979)	\$ 1,896,226,556	\$ (20,675,628)	\$ 256,787,168	\$ (106,502,013)

**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 2020**

	Petróleos Mexicanos	Garantías subsidiarias	Subsidiarias no- garantadas	Eliminaciones	Consolidado
Activos netos	\$ —	\$ 1,115,845,485	\$ 433,202,040	\$ (626,001,165)	\$ 948,946,960
Ingresos por intereses	78,461,654	89,026,087	12,253,482	(1,746,031,759)	6,715,484
Total de ingresos	78,461,654	1,209,872,572	671,755,122	(600,134,934)	953,661,814
(Ganancia) de venta, ajuste, credenciales, planilla y otros	—	(79,303,170)	(50,232)	—	(128,357,480)
Costo de ventas	592,896	1,012,745,512	460,296,695	(719,410,715)	812,614,690
Resultado bruto	77,478,758	76,830,290	11,108,357	(480,775,191)	64,603,214
Total de gastos generales	37,817,965	256,020,374	9,198,761	(480,706,814)	138,370,686
Otros ingresos (gastos), neto	1,70,887	5,431,632	8,535,032	34,530	12,574,132
Resultado (perdida) de	1,851,681	(71,436,451)	6,544,918	16,754	(62,063,100)
Costo financiero, neto	(54,712,062)	(70,174,087)	(3,068,150)	(10,754)	(127,927,093)
(Pérdida) cambio en el tipo de cambio, neto	(1,778,737)	(124,864,355)	(1,305,032)	—	(128,949,504)
(Pérdida) cambio en el tipo de paridad con el dólar, ajuste de negocios con unidades asociadas y afiliadas	(433,415,285)	1,286,637	(12,545,491)	441,176,356	(1,540,549)
(Pérdida) cambio en el tipo de derechos, impuestos y otros	(488,074,583)	(266,356,210)	(10,425,755)	441,176,356	(621,079,900)
Total de derechos, impuestos y afiliadas	20,805,230	139,451,407	5,316,513	—	185,572,675
(Pérdida) cambio en el tipo de otras de otros resultados	(508,575,813)	(425,617,517)	(15,732,193)	441,176,356	(509,052,067)
Ingresos del año	(5,062,095)	(17,844,301)	7,602,367	—	(11,304,029)
Resultado integral total del año	\$ (514,940,909)	\$ (438,461,818)	\$ (8,131,308)	\$ 441,176,356	\$ (516,357,479)

**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 de Flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2022**

	Petróleos Mexicanos	Gerentes subsidiarias	Subsidiarias no-gubernamentales	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación					
Operación principal:	\$ 100,412,050	100,090,601	101,480,500	(215,141,441)	\$ 66,041,109
Impuestos y demeritos a la utilidad	(5,411,355)	17,866,727	769,577	-	13,204,949
Depreciación y amortización	554,571	134,768,891	1,158,157	-	136,481,619
Amortización de activos intangibles	433,870	22,559	59,271	-	515,700
Permisos por permisos, otros, propiedades, planta y equipo	-	29,212,716	1,074,491	-	30,287,207
Permisos mínimos reportados	-	7,130,159	-	-	7,130,159
Procesos judiciales de activos intangibles	-	13,911,461	-	-	13,911,461
Gastos de permisos, derechos, propiedades, planta y equipo	7,050	20,567,111	2,356,646	-	22,973,807
Gastos de derechos de uso	412,061	4,775,834	266,273	-	5,454,168
Cancelación de arrendamientos	17,409	19,712,851	-	-	19,730,260
Indicador de riesgo de crédito en la emisión de bonos de capital	-	-	11,771,186	-	11,771,186
Reserva por pérdidas en el intercambio	-	-	(2,863,206)	-	(2,863,206)
Tasa de descuento en la provisión de la operación	-	4,647,775	-	-	4,647,775
Ferrocarril de pasajeros y otros negocios con partes asociadas y otras	114,624,217	1,937,643	36,766,429	215,961,430	353,289,729
Procesos judiciales no realizados	116,400,479	(2,274,293)	11,251,001	-	125,377,187
Intereses a largo plazo	135,786,496	20,100,181	5,193,191	-	161,079,868
Intereses a corto plazo	(15,912,365)	(10,859,930)	(451,965)	-	(27,224,260)
Impuestos	(5,463,793)	(260,898,892)	577,051	-	(266,785,634)
Cuentas por cobrar por cobros, cuentas por pagar	-	-	-	-	-
Instrucciones financieras y gastos de comisión por pagar	16,364,021	(57,756,449)	16,837,367	-	(24,555,061)
Terminación de actividades	(8,347,319)	25,818,162	175,572	-	17,646,415
Cancelación de obligaciones financieras	(51,227,241)	(171,250,159)	151,670,423	(17,844,132)	(79,651,009)
Flujo neto de efectivo generado (incluyendo) de actividades de operación	290,813,910	134,448,076	167,769,844	(615,821,117)	377,209,713
Actividades de inversión:					
Adquisición de posesión, títulos, propiedades, planta y equipo a largo plazo	(1,215,714)	(24,786,371)	(30,756,434)	11,189,367	(45,568,152)
Quotas de inversión en otras compañías	2,041,028	(1,368,172)	(13,728,751)	(11,147,000)	(12,203,903)
Compras de instrumentos financieros de inversión	118,717,865	-	468,825	(119,717,131)	-
Flujo neto de efectivo en actividades de inversión	119,543,179	(26,154,543)	(33,996,359)	(119,717,131)	(70,306,859)
Actividades de financiamiento:					
Incremento en el número de Acciones Ordinarias (AO) nuevas emitidas por PUMSA	411,230,717	-	-	-	411,230,717
Pagos e intereses recibidos del Gobierno Federal	7,000,785	-	-	-	7,000,785
Pagos de dividendos y otros por arrendamiento	(256,136)	(8,517,393)	(1,349,573)	-	(9,123,102)
Financiamiento de la deuda de instituciones financieras	(21,181,600)	74,411,716	601,549,878	-	654,779,994
Pagos de préstamos de préstamos	(47,020,456)	(41,828,343)	(375,050,673)	-	(823,909,472)
Nuevas pagadas	(136,866,989)	(17,287,582)	(21,075)	-	(154,175,646)
Flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento	(136,227,278)	(82,702,502)	(74,526,863)	(119,717,131)	(393,273,774)
Flujo neto de efectivo (incluyendo) por actividades de operación de financiamiento	154,586,632	51,733,991	152,266,621	354,967,430	693,554,974
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(20,820,353)	5,133,264	4,548,590	-	(11,138,499)
Incrementos (decrementos) en efectivo y equivalentes de efectivo	133,766,279	56,867,256	160,812,332	354,967,430	706,413,497
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	24,030,465	6,751,661	35,054,173	-	65,836,299
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 158,232,544	\$ 63,628,917	\$ 195,866,505	\$ 354,967,430	\$ 772,735,896



**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 de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2021**

		Petróleos Mexicanos	Compañías Subsidiarias	Subsidiarias no-participa	Eliminaciones	Consolidado
Activación de inversión						
Incremento neto del año	\$	(204,542,509)	(744,266,416)	(12,794,753)	756,782,166	(124,721,512)
Reversión de derechos a impuestos		11,517,215	308,671,043	2,295,245	—	322,483,503
Depreciación y amortización		915,413	140,446,150	2,047,207	—	143,408,770
Amortización de activos intangibles		102,074	22,629	21,597	—	124,300
Perdón de pasivos por suavizadores, flotas y equipo		—	2,146,674	453,226	—	2,600,000
Reversión en pagos capitalizados		—	9,142,411	—	—	9,142,411
Plusvalía de las inversiones a largo plazo		—	12,945,231	—	—	12,945,231
Ingresos por venta de bienes, propiedades y otros equipos		165,820	42,033,311	109,440	—	42,308,571
Depreciación de derechos de uso		515,268	4,889,456	975,304	—	6,480,028
Tránsito de derechos de derechos de uso		—	(62,025)	—	—	(62,025)
Retorno de inversiones en participaciones		—	—	6,723,324	—	6,723,324
Cancelación de dividendos de dividendos		—	(131,906)	—	—	(131,906)
Tasa de descuento de la provisión de cumplimiento		—	4,454,106	—	—	4,454,106
Perdida neta de la venta de activos de depósitos bancarios a corto plazo		(57,925,877)	92,905	2,640,158	(24,732,677)	(80,013,591)
Impuesto a ganancias acumulada		17,107,050	4,879,105	2,501,194	—	24,487,349
Impuesto a ganancia		(52,725,265)	9,315,247	2,537,590	—	(40,872,428)
Intereses a largo plazo		(8,023,205)	(1,375,922)	(1,886,753)	—	(11,285,880)
Impuestos		(9,612,178)	(242,462,253)	(2,147,155)	—	(244,221,586)
Cuentas de depósitos de recursos, cuentas por pagar, recursos de las actividades acumuladas por pagar		26,075,181	(42,348,833)	(43,455,407)	—	(60,729,059)
Financiamiento a largo plazo		21,457,561	45,127,142	1,000,000	—	67,584,703
Equipos, vehículos y otros bienes de uso		(242,711,647)	(156,292,282)	(14,563,178)	(26,175,752)	(439,942,859)
Flujos netos de actividades operativas relacionadas con el financiamiento		(255,520,825)	(1,256,472,822)	(92,274,180)	481,132,296	(199,135,531)
Actividades de inversión						
Adquisición de propiedades, propiedades, plantas y equipo, activos intangibles		(400,075)	(152,145,892)	(22,595,421)	—	(574,816,388)
Disposición de propiedades, plantas y equipo		415,471	1,248,210	(52,542,572)	—	(149,369,991)
Flujos netos de actividades de inversión relacionadas con el financiamiento		(184,604,604)	(150,900,682)	(75,137,993)	62,532,876	(448,110,403)
Actividades de financiación						
Emisión de bonos, obligaciones financieras y otros		210,354,123	—	—	—	210,354,123
Pagos de intereses relacionados con el Gobierno Federal		(2,915,255)	—	—	—	(2,915,255)
Pagos de dividendos a los socios por el aumento		(346,292)	(2,828,274)	(2,274,767)	—	(5,449,333)
Retornos obligados a través de transacciones financieras		(21,927,546)	4,208,427	449,142,881	—	421,223,762
Tasa de descuento de préstamos		(491,27,122)	(4,825,256)	(442,274,201)	—	(538,376,579)
Préstamos recibidos		(151,542,511)	(2,475,122)	(479,121)	—	(154,496,754)
Flujos netos de actividades de financiación relacionadas con el financiamiento		(12,125,532)	90,106,600	11,819,798	(2,657,075,313)	(10,836,507)
Flujos netos de actividades operativas relacionadas con el financiamiento		(488,126,942)	(1,317,366,804)	(76,590,365)	(2,657,075,313)	(4,579,479,422)
Flujos por cambios en el valor del efectivo		21,285,185	2,282,215	(20,615)	—	23,551,885
Flujos netos de actividades operativas relacionadas con el financiamiento		—	—	12,140,041	—	12,140,041
Flujos netos de actividades operativas relacionadas con el financiamiento		(466,841,757)	(1,315,084,589)	(64,470,939)	(2,657,075,313)	(4,573,324,530)
Flujos netos de actividades operativas relacionadas con el financiamiento	\$	34,890,421	6,252,869	35,658,373	—	76,801,663

**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 de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2020**

	Petróleos Mexicanos	Garantías Subsidiarias	Subsidiarias no garantizadas	Eliminaciones	Consolidado
Activos y pasivos					
Activos no corrientes al inicio del año	5 (503,278,813)	(473,117,517)	(19,027,786)	(46,457,071)	(1,041,881,187)
Depreciación y deterioro acumulados	21,054,711	(16,452,307)	5,316,176	-	(12,533,828)
Activos intangibles acumulados	7,066,171	(26,773,588)	(1,796,956)	-	(21,404,373)
Amortización de activos intangibles	657,021	(18,807)	36,192	-	474,306
Derechos de propiedad intelectual, patentes, planes y equipos	-	35,293,111	60,225	-	35,353,336
Permisos mineros capitalizados	-	10,947,722	-	-	10,947,722
Permisos mineros de explotación	-	7,464,784	-	-	7,464,784
Activo de puntos de venta, propiedades, plantas y equipo	34,063	4,024,823	7,134,474	-	11,193,360
Requisición de derechos de uso	674,875	2,433,866	2,130,405	-	5,239,146
Interrupción de deudas de derechos de uso	-	-	738,118	-	738,118
Deudas por impuestos corrientes	(1,111,943)	-	-	-	(1,111,943)
Caja de descuento de la prestación de la seguridad	-	4,555,267	-	-	4,555,267
Capitalización de efectivo de uso	-	-	(200,539)	-	(200,539)
Prácticamente inexistente en la parte posterior de negocios conjuntos					
Activos financieros	441,025,282	29,687	3,357,716	(441,275,265)	3,357,716
Préstamos en curso de no corriente	1,171,381,102	12,087,048	3,267,735	-	(1,186,735,985)
Préstamos en curso	1,123,245,209	16,948,852	1,371,026	-	(1,141,565,293)
Intereses a largo plazo	(1,147,229,995)	(1,124,870)	-	-	(1,148,354,865)
Impuestos	1,248,419	(152,315,194)	(3,721,449)	-	(151,088,164)
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar, otros créditos	-	-	-	-	-
Intereses y gastos acumulados por pagar	(11,644,234)	(149,252)	(2,124,005)	-	(13,917,491)
Activos y pasivos financieros	(85,664)	54,273,247	(5,917,025)	-	47,691,558
Cargos y créditos por otros conceptos					
Flujos netos de efectivo generados (o utilizados) por actividades de operación	29,375,412	(57,273,427)	51,453,468	(1,471,469)	20,083,984
Activos de inversión					
Adquisición de activos, cuentas por pagar, planta, equipo y otros intangibles	(149,535)	(2,281,642)	(4,425,913)	-	(2,457,090)
Otros activos, otros por pagar por cobrar	275,466	(817,023)	(2,840,095)	-	(3,461,652)
Intereses por pagar por otros conceptos					
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(194,069,169)	-	(22,272)	(93,251,224)	(287,342,665)
Activos de financiación					
Incremento en las utilidades de reportados "B"	40,246,709	-	-	-	40,246,709
Pagos de intereses recibidos del gobierno federal	5,920,949	-	-	-	5,920,949
Pagos de principal e intereses por financiamiento	(138,917)	(6,240,944)	(1,796,471)	-	(7,176,332)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	(76,217,661)	1,343	(57,205,459)	-	(133,422,477)
Pagos de principal de préstamos	(621,449,138)	(4,804,134)	(547,845,575)	-	(1,174,098,847)
Ingresos por pagar	(122,514,200)	(1,340,074)	(1,25,489)	-	(123,900,763)
Desempeño financiero de la actividad ambiental (o por concepto)	44,152,593	411,415,774	78,540,541	(116,739,144)	323,379,764
Flujos netos de efectivo (o flujo neto) generados (o utilizados) en actividades de financiación	(842,344,307)	397,211,373	(28,978,084)	(26,517,354)	(477,628,372)
Directa por cambios en el valor del efectivo	(118,640,633)	144,627	(1,924,832)	-	(119,420,838)
Equivalente de efectivo, de efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	51,964,211	-	51,964,211
Flujos y equivalentes de efectivo al principio del año					
Flujos y equivalentes de efectivo al final del año	9 9,334,230	4,970,074	25,545,467	5	39,984,771

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en millones 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 las cuales Petróleos Mexicanos lleva 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 al U.S. Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification (ASC) Topic 932 30-5 "Extractive Activities - Oil and Gas" (Tópico 932 10-5 de la Codificación de las Normas de Contabilidad del Comité de Normas de Contabilidad Financiera de los Estados Unidos de América) ("ASC 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	78,758,180	65,874,785	2,483,134,277
Depreciación y amortización acumulada	(2,150,051,501)	(1,970,206,627)	(1,775,163,736)
Costo neto capitalizado	795,594,996	851,120,645	3,191,104,618

b. Costos incurridos por actividades de explotación y desarrollo de propiedades de crudo y gas (no auditado):

	2022	2021
Exploración	\$ 52,128,899	40,812,385
Desarrollo	134,415,959	96,188,784
Total de costos incurridos	\$ 186,544,858	137,001,169

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 \$10,054,253 para 2022 y 2021, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológica y geofísica.

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	944,008,383	558,051,547
Derechos sobre hidrocarburos	391,420,693	306,877,782	154,609,136
Costos de producción (excluyendo impuestos)	471,514,973	310,389,017	257,571,641
Otros costos y gastos	94,115,614	35,671,317	47,024,695
Gastos de exploración	38,752,353	37,006,192	31,858,857
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	173,176,527	62,569,917	645,380
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	\$ 278,082,215	191,544,458	120,181,728

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas 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 (bpce) ¹	U.S \$69.31	52.22	27.85
Barril de crudo	89.84	66.06	15.47
Gas natural en miles de pies cúbicos	7.17	5.16	2.54

¹ Para convertir el gas seco en barriles de petróleo se utiliza el factor de 5,201 miles de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo.

e. 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 extraer, 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 ubicadas 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 de muestras, 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), las cuales auditan 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 debería 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 valoración y de ingeniería petrolera generalmente aceptados por la industria petrolera, basados principalmente en las regulaciones aplicables de la SEC y, de ser necesario, el ejemplo de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (en adelante, la SPE) titulado "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information", del 25 de junio de 2019 y otras publicaciones de la SPE, incluida la titulada "Petroleum Resources Management System", así como otras fuentes técnicas como la "Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate", por Chapman Consult, 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 utilizados 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 valuación 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 esfuerzos 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 geo-científicos de los activos de exploración y explotación (integrados 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 los 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 de proceso anterior integrada por profesionales con experiencia en geología, geofísica, petrófísica 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, Geológica o 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, cuatro despachos independientes certificaron las reservas: DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer"), Ryder Scott Company L.P. ("Ryder Scott"), GUL LTD ("GUL") y Sproule International Limited y Sproule México, 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 otros, en algunos campos relacionados con contratos de Exploración y Producción, en los cuales el tercero que corresponda es responsable de evaluar los volúmenes de reservas.

DeGolyer certificó las reservas en los activos Cantarell, Ku-Maloob-Zap, Bellota Jujo y Saramía Luna, GUL certificó las reservas de los activos Poza Rica, Miramira, Abkatún Po-Chuc y Utoral de Tabasco, Sproule certificó las reservas en los activos Cinco Presidentes y Mucspaña Muspac y Ryder Scott certificó las reservas de los activos Reynosa, Veracruz y de los campos recientemente agregados al inventario de reservas de Pemex. Las auditorías llevadas a cabo por los Despachos de Ingeniería Independientes consistieron 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.

Dado 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 detallada 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 habían estimado y presentado de conformidad con los métodos y procedimientos de evaluación, ingeniería y petróleo generalmente aceptados.



**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas 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 a la entera satisfacción de los mismos. De esta forma los Despachos de Ingeniería Independientes han concluido que los volúmenes totales de reservas probadas estimadas de petróleo crudo y gas natural que se exponen en este reporte son, en su conjunto, razonables y se han preparado de conformidad con la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC, siendo consistentes con las prácticas internacionales para reportar las reservas y conforme con las disposiciones para revelar las reservas revisadas de petróleo y gas de acuerdo con el ASC Topic 932.

Las reservas probadas asignadas a PEMEX, desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso incrementaron cerca de 0.3% en 2022, pasando de 6,073.0 MMb al 31 de diciembre de 2021 a 6,089.6 MMb 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 mínima variación al tener una diferencia cercana al 1.4% es decir, pasaron de 3,648.9 MMb en 2021 a 3,698.3 MMb 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 MMb 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 MMMpc en 2021 a 7,079.6 MMMpc en 2022. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco incrementaron en un 11.1% al pasar de 3,933.7 MMMpc en 2021 a 4,368.5 MMMpc en 2022. Este incremento fue principalmente debido a una mayor cantidad de reserva probada desarrollada de gas seco en los campos Quesqui, Lakoch, Onel, Gasífero, Ku, y Tupico 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 MMMpc 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 MMMpc en 2021 a 2,711.1 MMMpc en 2022. Esta disminución se debió principalmente al aumento en las reservas probadas no desarrolladas de gas seco en los campos Quesqui, Lakoch, Onel, Gasífero, Ku, y Tupico Profundo.

Durante 2022, las actividades de exploración en aguas someras y regiones terrestres incorporaron 89.1 MMbpc de reservas probadas, provenientes de once campos nuevos de aceite (Áctul, Akal NW, Atoyatl, Chucax, Chucok NW, Pukche NE, Teotek, Tlalquivak, Xanab SE, Xinich y Zama), un nuevo yacimiento de un campo existente (Niquila) y una extensión por la perforación de un pozo en el campo existente (Valeriana).

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 ¹⁾ al 31 de diciembre 2022 basado en los precios promedio del año fiscal.

	Crudo y Condensado ²⁾ (MMb)	Gas seco ³⁾ (MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	3,698	4,368
Reservas probadas no desarrolladas	2,391	2,711
Total de reservas probadas	6,090	7,080

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 licuables 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 reportado en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un crecimiento 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.



**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)⁽¹⁾

	2022	2021	2020
	(MMb)		
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	6,073	6,041	5,961
Revisiones ⁽²⁾	647	565	651
Definiciones y descubrimientos	78	115	97
Producción	(710)	(697)	(695)
Fail-outs, transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH y migración a contratos de exploración y extracción (CEE)	1	49	27
Al 31 de diciembre	6,089	6,073	6,041
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,698	3,649	3,603
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,391	2,424	2,438

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ 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
	(MMMpc)		
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	7,049	6,984	6,352
Revisiones ⁽¹⁾	847	195	1,240
Definiciones y descubrimientos	43	190	176
Producción ⁽²⁾	(854)	(751)	(819)
Fail-outs, transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH y migración a contratos de exploración y extracción (CEE)	3	21	35
Al 31 de diciembre	7,079	7,040	6,984
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	4,368	3,934	3,922
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,711	3,106	3,062

**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.

- (1) 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.
- (2) La producción se refiere al gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo 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: Pemex Exploración y Producción

La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) de Pemex Exploración y Producción para un período se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del período. Durante 2022, obtuvimos 898.7 MMbpcp de reservas probadas como agregado de descubrimientos, 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%. Pemex Exploración y Producción espera continuar obteniendo buenos resultados en su TRR en 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, se s 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 gas, excluyendo las reservas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2048. Esta medición se presenta conforme a la regla del Tópico 937.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimada se calculan 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 aquellos gastos futuros estimados, necesarios para desarrollar y producir las reservas probadas al fin de año, después de aplicar una tasa de descuento de 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 Pemex Exploración y Producción, vigente para el ejercicio 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 vigente.

La medida estándar proporcionada más abajo representa únicamente un valor 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 innumerables incertidumbres en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de 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	\$ 512,547	371,331	201,777
Costos de producción futuros (sin impuestos ni utilidad)	(174,115)	(146,052)	(109,064)
Costos futuros de desarrollo	(26,013)	(24,184)	(73,631)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	312,419	201,085	69,082
Proyección futura y exceso en ganancias por impuestos	(265,035)	(146,416)	(73,122)
Flujos netos de efectivo	107,384	54,669	(4,040)
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	(44,461)	(18,443)	3,359
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	\$ 62,923	36,226	(681)

Nota: La suma podría 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 los factores significativos de variación:

Cambios en la medición estándar de flujos futuros de efectivos netos

	2022	2021	2020
	(en millones de dólares)		
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	\$ (54,470)	(71,600)	(16,968)
Cambios netos en los precios y costos de producción	77,273	84,233	(39,506)
Extensiones y descubrimientos	3,078	1,583	1,426
Costos de desarrollos incurridos durante el año	5,738	4,795	4,654
Cambios en costos estimados de desarrollo	(5,523)	(5,675)	(10,019)
Revisión de reserva y cambio de fecha	15,773	75,225	5,808
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	9,740	2,220	5,929
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	(24,927)	(41,814)	23,015
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	\$ 26,696	36,907	(25,664)
Medición estandarizada:			
Al 1o. de enero	36,226	(681)	24,983
Al 31 de diciembre	62,923	36,226	(681)
Variación	26,696	36,907	(25,664)

Nota: las cifras de la tabla pueden no coincidir por redondeo.

En el cálculo de los importes correspondientes a cada factor de cambio, los efectos de las variaciones en precios y costos se calculan 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 recurridos durante el ejercicio y el cambio en el gasto fiscal futuro.



Información general

Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales

No.	Razón Social	Estatus	Nombre de la Tenedora	% 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%	40,189,726,364	México
			Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	0.99%	400,000,010	
3	CH4 Energía, S.A. de C.V.	En operación	Mex Gas Internacional, S.L.	50%	2,358	México
4	Compañía Mexicana de Exploraciones, 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. Norteamérica, S.A. de C.V.	49.995%	N/A	Estados Unidos
			P.M.I. Services North America, Inc.	50.005%	N/A	
6	Dinámica Industrial Balsas, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999%	1,020,999	México
			Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001%	1	
7	Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V.	Etapa Pre-operativa	Pemex Logística	30%	18,231,210	México
8	Frontera Brownsville, LLC	En operación	P.M.I. Services North America, Inc.	50%	N/A	Estados Unidos
9	Gas Bienestar, S. de R.L. de C.V.	En operación	Mex Gas Internacional, S.L.	99.99997%	2*	México
			Mex Gas Supply, S.L.	0.00003%	1*	
10	Gasolinas Bienestar, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Petróleos Mexicanos	99%	99	México
			Pemex Transformación Industrial	1%	1	
11	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	En operación	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.99999995%	20,663,298,898	México
			PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.00000005%	1	
12	Holdings Holanda Services, B.V.	En operación	Petróleos Mexicanos	100%	1,214,360	Países Bajos
13	I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	99.982%	5,467	México
			Petróleos Mexicanos	0.018%	1	
14	KOT Insurance Company AG	En operación	Petróleos Mexicanos	100%	8,500	Suiza
15	Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.	En operación	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999999%	873,775,333	México
			Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0000001%	1	
16	Mex Gas Internacional, S.L.	En operación	Pemex Transformación Industrial	100%	68,852,741	España
17	Mex Gas Supply, S.L.	En operación	Mex Gas Internacional, S.L.	100%	40,476,517	España
18	MGC México, S.A. de C.V.	En operación	Mex Gas Internacional, S.L.	99.9999%	451,868,352	México
			MGI Asistencia Integral, S. de R. L. de C.V.	0.0001%	500	

INFORMACIÓN GENERAL

Nº.	Razón Social	Estatus	Nombre de la Tenedora	% de Participación	No. de Acciones	País de Origen
19	MCI Asesoría Integral S de RL de CV	En operación	Mex Gas Internacional S.L. MCI México SA de CV	95.0000% 0.0000%	1	México
22	MCI Empresas US LLC	En operación	Mex Gas Internacional S.L.	100%	10000	Estados Unidos
27	SNP Infraestructura Master Interim Key Capital S de RL de CV	En operación	Mex Gas Internacional S.L. Mex Gas Supply S.L.	84.00% 16.00%	1	México
20	MCI Mexico Pipeline Partners LLC	En operación	MCI Empresas US LLC	10%	1000	Estados Unidos
23	PMI Comercial Internacional SA de CV	En operación	Petróleos Mexicanos	99.3500%	2214741	México
26	PMI Holdings Petroleros España S.L.	En operación	Petróleos Mexicanos	90%	3348377864	España
25	PMI M de suwim del Centro SA de CV	En proceso de liquidación	PMI Norteamérica SA de CV PMI Comercio Internacional SA de CV	60.9000% 39.1000%	100000	México
24	PMI North America SA de CV	En operación	Petróleos Mexicanos PMI Holdings Petroleros España S.L.	50% 50%	2284166673	México
27	PMI Services North America Inc.	En operación	PMI Holdings Petroleros España S.L. PMI Norteamérica SA de CV	43% 57%	900	Estados Unidos
28	PMI Servicios Portuarios Intersección SA de CV	En etapa pre-operativa	Bonwillington PMI Services SA de CV	34% 66%	94000	México
21	PMI Trading LLC	En operación	Petróleos Mexicanos PMI Trading SA de CV	100.00% 0.0000%	1000	Barbados
30	PMI Trading Mexico SA de CV	En operación	PMI Trading SA PMI Holdings Petroleros España S.L.	99.0000% 0.9984%	16003711	México
31	Petroleros Especial de Inversión Inmobiliaria SA de CV	En operación	Seriskay Mexico PMI Services SA de CV	99.9999% 0.0000%	10000000	México
32	Pharmat Internacional	En operación	Petróleos Mexicanos	100%	1000	Países Bajos
33	Pharmat Production PH International Inc.	En operación	Petróleos Mexicanos	100%	3000	Estados Unidos
34	PMI Autra Industria SA de CV	En operación	Mex Gas Internacional S.L. MCI Asesoría Integral S de RL de CV	99.0000% 0.9984%	14000000	México
35	PMI Campos Maritimos MMA SA de RL de CV	En proceso de liquidación	Pharmat Production	100%	1	México
40	PMI Gas para México SA de RL de CV	En operación	PMI Services North America Inc. PMI Norteamérica SA de CV	90.0000% 0.0000%	1	México
37	PMI Cogen para Yucatán SA de RL de CV	En operación	Mex Gas Internacional S.L. MCI Asesoría Integral S de RL de CV	99.9999% 0.0000%	80000000	México
38	PMI Cogen para Yucatán SA de RL de CV	En operación	PMI Cogen para Yucatán SA de RL de CV Mex Gas Internacional S.L.	99.9999% 0.0000%	828777	México

No.	Razón Social	Estatus	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
39	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Transformación Industrial	99.99999999%	19,248,383,743	México
			Mex Gas Internacional, S.L.	0.00000001%	1	
40	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	En operación	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	68.62%	19,221,861,684	México
			Pemex Transformación Industrial	31.38%	8,788,688,889	
41	PPQ Cadena Productiva, S.L.U.	En proceso de liquidación	Pemex Transformación Industrial	100%	29,825,468	España
42	Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.	En operación	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.60%	155,619,833	México
			PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.40%	630,810	
43	Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	99.22%	650,025,000	México
			Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	0.78%	5,096,419	
44	PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	En operación	Pemex Transformación Industrial	99.99999996%	2,675,641,565	México
			SNR Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de R.L. de C.V.	0.00000004%	1	
45	Roca Fosfórica Mexicana II, S.A. de C.V.	En operación	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999998%	4,161,102,697	México
			Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000002%	1	
46	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999%	9,533,811	México
			Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001%	10	
47	Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	Sin operaciones	Petróleos Mexicanos	49%	142,094,762	México
48	Sierrita Gas Pipeline, LLC	En operación	MGI Enterprises US, LLC	35%	350	Estados Unidos
49	TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	En operación	SNR Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de R.L. de C.V.	5%	1*	México
50	Terrenos para Industrias, S.A.	En proceso de liquidación	Pemex Transformación Industrial	100%	2,632,641	México
51	Texas Frontera, LLC	En operación	P.M.I. Services North America, Inc.	50%	N/A	Estados Unidos
52	Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubrificantes 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
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probadas + Reservas Probables
3P	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 de Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.
BTX	Benceno, Tolueno y Xileno
CA Pemex	Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos
CCR	Planta de Reformación Catalítica
CEE	Contratos de Exploración y Extracción
CENAGAS	Centro Nacional de Control de Gas Natural
CFDI	Comprobante Fiscal Digital por Internet
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CILP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CIT	Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COPE	Contratos de Obra Pública Financiada
CNP	Costo Neto de Período
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSIEE	Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
ERCC	Estación de Regulación de Gas Combustible
EUA	Estados Unidos de América
GRUCC	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 L.L.C. Dada 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 <i>swaps</i> OTC que se comercian en el <i>Intercontinental Exchange</i> (ICE).

Glosario

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios
IFD	Instrumentos Financieros Derivados
INAI	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales
IMP	Instituto Mexicano de Petrolés
PNP	Índice de Paros No Programados, es el porcentaje de tiempo que un equipo o instalación incurrió en paros que no han sido programados con relación a un periodo de análisis establecido.
MMI	Merca Mexicana de Exportación
MOBA?	Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos
NOx	Óxidos de nitrógeno
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PACMA	Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PEP	Pemex Exploración y Producción
PFERT	Pemex Fertilizantes
PLOG	Pemex Logística
PMI	P.M.I Comercio Internacional, S.A. de C.V.
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PTR	Pemex Transformación Industria
FEED	Reserva Federal de Estados Unidos
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SCI	Sistema de Control Interno
SEC	<i>Securities and Exchange Commission</i>
SENER	Secretaría de Energía
SEMAR	Secretaría de Marina
SGEn	Sistemas de Gestión de la Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre
SOX	<i>Ley Sarbanes-Oxley</i>
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
TAD	Terminales de almacenamiento y despacho
TASP	Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios
Timbrado	El Timbrado de Facturas es la certificación de valor fiscal de un CFDI
TMDB	Terminal Marítima Dos Bocas
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

Unidades de medida

UNIDAD	SIGNIFICADO
bpece	bariles de petróleo crudo equivalente
btu	<i>British thermal unit</i>
ha	hectarea
km	kilómetro
m	metro
m ³	metro cúbico
b	bariles
Mb	miles de bariles
Mbd	miles de bariles diarios
Mm ³	miles de metros cúbicos
MMb	millones de bariles
MMbd	millones de bariles diarios
MMbpece	millones de bariles de petróleo crudo equivalente
MMMbc	miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMUS\$	millones de dólares de los Estados Unidos de América
MMMUS\$	miles de millones de dólares
Mpc	miles de pies cúbicos
Mt	miles de toneladas
MM\$	millones de pesos
MMM\$	miles de millones de pesos
t	tonelada
US\$/MMbtu	dólares por millón de Btu
US\$/b	dólares por barril
US\$/bpece	dólares por barril de petróleo crudo equivalente

En este informe se presentan cuadros en los que la suma 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 consideran en su cálculo las centésimas o milésimas de los datos.

Sitios y localidades

NO	LOCALIDAD /SITIO	MUNICIPIO	ESTADO
1	Rosarito	Playas de Rosarito	Baja California
2	Ciudad de Carmen	Carmen	Campeche
3	Cactus	Reforma	Chiapas
4	Cumargo	Cumargo	Chihuahua
5	Salamanca	Salamanca	Guanajuato
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 Pomox	Centro	Tabasco
12	Dos Bocas	Paraiso	Tabasco
13	Altamira	Altamira	Tamaulipas
14	Burgos	Burgos	Tamaulipas
15	Ciudad Madero	Ciudad Madero	Tamaulipas
16	Reynosa	Reynosa	Tamaulipas
17	Congrejera	Coatzacoalcos	Veracruz
18	Morcós	Coatzacoalcos	Veracruz
19	Pajaritos	Coatzacoalcos	Veracruz
20	Cosoleacaque	Cosoleacaque	Veracruz
21	Minatitlán	Minatitlán	Veracruz
22	Pozos Ricos	Pozos Ricos	Veracruz
23	Progreso	Progreso	Yucatán



LOGO E HENSCATE DE LA SOBERANIA

