

INFORME ANUAL 2023



Presentación

Petróleos Mexicanos continuó, durante 2023, por la ruta de concretar los objetivos planteados desde el inicio de la administración del Presidente Andrés Manuel López Obrador, para alcanzar la soberanía energética del país. Con el decidido apoyo del Gobierno Federal, la empresa ha recuperado paulatinamente su viabilidad financiera, principalmente en materia de reducción de su deuda, y ha avanzado en rubros operativos, tales como aumentar la producción de hidrocarburos líquidos y gas natural, la capacidad de proceso de la refinación y atender la demanda interna de fertilizantes, entre otros; asimismo, reafirmó su compromiso ante la sociedad para realizar sus actividades alineadas al Plan de Negocios, con el firme propósito de intensificar el combate a la corrupción, privilegiar la transparencia e impulsar la equidad de género.

En el quinto año de esta administración, Pemex ha reducido el saldo de su deuda evaluada en dólares constantes de diciembre de 2023, para llegar a un monto de 106.0 mil millones de dólares en 2023, que representa una disminución de 17.9% respecto a los 129.2 mil millones de dólares al inicio del sexenio.

Respecto a la utilidad neta, Pemex generó 8.2 mil millones de pesos, su margen EBITDA alcanzó 21% y acumuló un balance financiero superior a los 56 mil millones de pesos.

Las reservas probadas de hidrocarburos se mantuvieron, respecto a 2022, en 7.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y crecieron 6% en comparación con el 2019, derivado de la incorporación de nuevos descubrimientos, a la actividad de perforación en nuevos desarrollos, así como en campos maduros.

La producción de hidrocarburos líquidos registró 1,875 miles de barriles diarios, en franca recuperación respecto al año anterior, por la contribución en los últimos cuatro años de los Campos nuevos (567 miles de barriles diarios) y de los Campos maduros (355 miles de barriles diarios), revirtiendo favorablemente la tendencia a la baja que mostró este indicador en la administración anterior. Se apoyó también la estrategia de reducción en los tiempos de revisión y autorización de los casos de negocio, así como el compromiso de los trabajadores para abatir sustancialmente el costo y el tiempo de perforación de los pozos.

En materia de refinación de petróleo, se continuó con la rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación y la construcción de las plantas coquizadoras en Tula y Salina Cruz. Con la contribución de las operaciones de la Refinería Pemex Deer Park y las nuevas instalaciones de la Refinería Olmeca, se avanza en la búsqueda de la autosuficiencia en productos petrolíferos.

Con la implementación de la estrategia comercial para recuperar el mercado interno, se incrementó el número de estaciones de servicio con franquicia Pemex, llegó a 7,034 en diciembre de 2023 (sin considerar estaciones de autoconsumo), que muestra un cambio en la tendencia, que ahora es al alza.

Para atender el manejo incremental de petrolíferos, se reforzó la infraestructura de almacenamiento, alcanzó 16.5 días de inventario de autonomía, respecto a 15.8 del año anterior y se adquirieron 1,800 autos tanque nuevos.

El apoyo al campo mexicano amplió la cobertura del Programa del Gobierno Federal Fertilizantes para el Bienestar a todo el país y Pemex apoyó con la producción de fertilizantes, amoníaco y urea principalmente; para ello, se realizaron mantenimientos mayores en el Complejo Petroquímico de Cosoleacaque y en las plantas de Fertinal y Pro-Agroindustria.

En materia de la agenda Ambiental-Social-Gobernanza, Pemex abordó su propio planteamiento estratégico, con la preparación de su Plan de Sostenibilidad, en concordancia con la tendencia a nivel mundial en el sector energético. En ese sentido, los aspectos inherentes a la seguridad industrial, la protección ambiental y la confiabilidad operacional son relevantes y se atendieron con la asignación de los recursos requeridos; asimismo, se fortaleció la responsabilidad social en las comunidades con presencia petrolera, en un clima de relaciones de confianza y corresponsabilidad, que concretó en inversión social por 2,675 millones de pesos. En aspectos de gobernanza, el Programa Pemex Cumple continuó impulsando acciones proactivas sobre ética e integridad, anticorrupción, cumplimiento legal y transparencia y protección de datos personales.

Se intensificaron también las actividades en torno a la implantación del Modelo Operativo Basado en la Administración por Procesos, con una revisión de los principales procesos identificados y que coadyuvarán a la rentabilidad y sostenibilidad de las operaciones.

El Informe Anual de Pemex, correspondiente a 2023, se presenta de conformidad a lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos en su artículo 113, que establece que el Director General de Petróleos Mexicanos deberá presentar, a más tardar en abril de cada año, para aprobación del Consejo de Administración y, por conducto del Presidente de éste, al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.



Miguel Ángel Maciel Torres
PRESIDENTE DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN



Octavio Romero Oropeza
DIRECTOR GENERAL



Contenido

Presentación		
Contenido		
1.	RESUMEN EJECUTIVO	09
2.	PERFIL DE PETRÓLEOS MEXICANOS	23
2.1	Órgano de gobierno	
2.2	Infraestructura	
2.3	Mercado	
2.4	Estrategia y perspectivas	
3.	EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	41
3.1	Exploración, desarrollo y reservas	
3.2	Producción de hidrocarburos líquidos y gas natural	
3.3	Contratos y asociaciones	
4.	REFINACIÓN, PROCESO DE GAS Y PETROQUÍMICA	55
4.1	Transformación industrial	
5.	LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN	69
5.1	Logística	
5.2	Comercialización	
6.	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	85
6.1	Seguridad industrial	
6.2	Confiabilidad operacional	
6.3	Protección ambiental	
7.	INFORMACIÓN FINANCIERA	105
7.1	Estados financieros	
7.2	Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	
7.3	Ejercicio del presupuesto	

8. GOBIERNO CORPORATIVO **133**

- 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 2023** **177**

Evaluación del consejo de administración sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos 2023

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

Indicadores del Plan de Negocios 2023-2027

Glosario
Acrónimos
Sitios y localidades



1

RESUMEN EJECUTIVO



Petróleos Mexicanos es un participante clave en la actual administración para alcanzar la soberanía energética, propuesta por el Presidente Andrés Manuel López Obrador.

En el transcurso de los cinco años recientes, Pemex ha transitado paulatina y firmemente hacia el cumplimiento de las metas trazadas en sus Planes de Negocios. Con ello, la Empresa Productiva del Estado con mayor presencia en la economía nacional y principal contribuyente al erario, ha concretado logros significativos, tales como la estabilización y crecimiento de las reservas probadas de crudo y gas, avances en la rehabilitación de las instalaciones del Sistema Nacional de Refinación, las obras de construcción de proyectos de gran magnitud para acrecentar el nivel de procesamiento y aprovechamiento de crudo para obtener gasolina, diésel y turbosina, el restablecimiento de las condiciones operativas en la cadena de fertilizantes, y la recuperación progresiva del mercado nacional de petrolíferos, entre otros.

El factor más importante en este esfuerzo está representado por el cúmulo de trabajadores con que cuenta la empresa quienes, con su dedicación, compromiso y experiencia puestos al servicio de Pemex, han hecho posible llevar a buen fin las acciones y proyectos planteados en el Plan de Negocios. En este sentido, Pemex emprendió un programa de basificación, logrando que a más de 24 mil trabajadores se les brindara certeza y seguridad laboral.

Si bien, el conflicto Rusia – Ucrania aún continúa en el escenario mundial, al igual que los efectos en la población de la pandemia COVID-19, la cual permanece como una amenaza latente ante un rebrote, sus impactos económicos ya no son tan manifiestos en el mercado energético; sin embargo, el entorno económico global aún no recupera en su totalidad las condiciones prevalecientes antes de estos eventos y, por ende, las cotizaciones de los crudos a nivel internacional sufrieron una disminución respecto al año anterior, lo que motivó acciones por parte de la OPEP+ para influir en el mercado y elevar las cotizaciones, lo que ha propiciado una relativa volatilidad en los mercados.

Por otro lado, cada vez es mayor la incorporación de las grandes empresas petroleras internacionales en la agenda ambiental, social y de gobernanza, que atiende diversos aspectos tales como la preocupación de la población respecto al impacto al medio ambiente y las medidas que habrá que tomarse a futuro para mitigarlo, las demandas de la sociedad para establecer una relación más armoniosa con la industria, y así reforzar la responsabilidad corporativa. En ese sentido, Pemex emprendió acciones concretas para conformar su Plan de Sostenibilidad, soportado en cinco pilares alineados al Plan de Negocios 2023-2027.

En este entorno, con una mayor complejidad en los ámbitos económico, ambiental y social, Pemex llevó a cabo sus actividades en el año 2023, con amplia responsabilidad y compromiso con el Gobierno Federal, mismas que se detallan en este Informe Anual.

La participación del máximo órgano de gobierno de Petróleos Mexicanos, su Consejo de Administración, fue de gran relevancia e impacto para la consecución de las estrategias planteadas. Así, en el transcurso de las 15 sesiones celebradas en 2023, se le presentaron para conocimiento o aprobación los Casos de Negocio concernientes a los Campos Ma-loob, Chuc Fase II, Zama, Coapechaca Bloque II y Bloque IV, así como la iniciativa de contratación de estructuras marinas relocalizables y los Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción de los Campos Lakach y Cuervito, entre otros.

En el Plan de Negocios 2023-2027, aprobado en diciembre de 2022, se mantiene la estrategia para atender en buena medida, la demanda de energía de la industria y la sociedad mexicana; en su ruta para consolidar un desempeño sostenible, continúan los esfuerzos para recuperar sus capacidades productivas e incrementar la eficiencia de sus operaciones y refuerza su enfoque en materia de responsabilidad social y gobernanza; mantiene la estrategia de control del endeudamiento y orienta los recursos financieros al desarrollo de proyectos productivos, entre otros.

En línea con el Plan de Negocios 2023-2027, durante 2023 la empresa trabajó en la elaboración de un Plan de Sostenibilidad, con objeto de establecer estrategias, acciones y métricas para atender los ejes relacionados con el ambiente, la responsabilidad social y la gobernanza (ASG).

La elaboración del Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos implicó la participación de los responsables de las operaciones de la cadena de valor de Pemex, así como de las áreas corporativas con funciones relacionadas a los aspectos de conducción central y de actividades de responsabilidad social y gobernanza. Por acuerdo del Consejo de Administración de Pemex, en sesión celebrada el 1 de marzo de 2024, se aprobó el Plan de Sostenibilidad, mismo que contó previamente con la opinión favorable del Comité de Sostenibilidad.

El Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos presenta metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, planteadas en línea con los compromisos que el Gobierno de México ha asumido ante instancias internacionales en materia de acción climática y plantea proyectos e iniciativas de transición energética. En el aspecto social, establece compromisos para mejorar el desempeño en seguridad industrial, así como acciones para generar impactos positivos y reforzar la relación con las comunidades. En materia de gobernanza, se presenta un enfoque anticorrupción en el marco de la cultura de cumplimiento del programa Pemex Cumple.

Durante 2023, Pemex llevó a cabo múltiples acciones en el ámbito operativo relacionado con la exploración, el desarrollo de campos, el incremento de las reservas y la producción de hidrocarburos.

La actividad exploratoria aportó una reserva estimada 3P de 350 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce); para ello, se perforaron 61 pozos en las Cuencas del Sureste; asimismo, durante el año se incorporaron 11 campos nuevos, para totalizar 46 campos en esta administración.

Las reservas 1P alcanzaron 7,491 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que da continuidad a la tendencia de crecimiento registrada durante esta administración y se encuentran en proceso de dictaminación por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en la que la tasa de restitución fue 103.3%,

Respecto a la producción total de hidrocarburos líquidos, se obtuvo un volumen promedio de 1,875.4 miles de barriles diarios, con un incremento de 5.1% sobre lo obtenido el año anterior, esto como resultado de las aportaciones a la producción en campos nuevos como la producción temprana de pozos exploratorios, principalmente.

Siguiendo la misma tendencia, la extracción de gas hidrocarburo, excluyendo el nitrógeno, totalizó 4,060.4 millones de pies cúbicos diarios, mayor en 3.2% comparado con 2022.

Los activos que aportaron de manera preponderante estos niveles de producción fueron Ku-Maloob-Zaap, Activo Litoral de Tabasco, Activo Bellota-Jujo y Cantarell.



El costo de operación asociado a la producción de estos volúmenes de hidrocarburos se redujo en 3.28 US\$/bpce, el cual considera, principalmente, un menor pago de derechos por extracción, derivado de la disminución del precio de la mezcla mexicana de exportación, que en 2022 promedió 89.39 US\$/barril y en 2023 bajó a 71.16 US\$/barril.

Durante 2023 se contabilizaron 28 proyectos de desarrollo de campos nuevos, los cuales alcanzaron en su conjunto el 56% de la producción programada en petróleo crudo equivalente y la inversión ejercida al corte totalizó 125,102 millones de pesos, 41,000 millones de pesos por arriba del monto acumulado hasta 2022.

Como parte integral de la cadena de valor, en el Sistema Nacional de Refinación, se procesaron 792 miles de barriles diarios de petróleo crudo, donde sobresalen las refinerías de Tula, Salina Cruz y Minatitlán; el nivel de proceso significó una ocupación de las instalaciones de 48.3%. Como resultado de este proceso, se obtuvieron 786.1 miles de barriles diarios de productos petrolíferos (sin incluir gas licuado).

En complemento, las operaciones en la cadena de gas registraron un procesamiento en los complejos de gas de 2,632.8 MMpcd; destaca la entrega de gas del campo Quesqui, que aportó alrededor de 687 MMpcd en promedio para 2023 de gas húmedo amargo y cuyo destino fue el Complejo Procesador de Gas Cactus. El gas seco producido total registró 2,073 MMpcd.

La producción de amoníaco, producto que apoya de manera directa al Programa del Gobierno Federal denominado Fertilizantes para el Bienestar, alcanzó un volumen de 206.4 miles de toneladas (Mt).

Respecto a los proyectos en desarrollo para el procesamiento de crudo, su terminación y puesta en operación contribuirá a mejorar los indicadores de desempeño. Están en conclusión las etapas del proyecto Refinería Olmeca, como son la terminación mecánica, acciones para pre-comisionamiento, comisionamiento y pruebas de pre-arranque; desde el 29 de junio de 2023 se comenzó a transportar crudo, se iniciaron las pruebas programadas a partir del 1° de julio y en septiembre se alimentaron 247 Mb provenientes de la Terminal Marítima Dos Bocas.

El programa de rehabilitaciones en el SNR continuará centrando su atención en restituir la integridad mecánica de las plantas de procesamiento, los servicios principales y tanques de almacenamiento. En este sentido, en 2023 se concluyeron 20 rehabilitaciones mayores y 68 menores; y al cierre de 2023, se encontraban en ejecución siete rehabilitaciones en plantas de proceso.

Los proyectos para el aprovechamiento de residuales continuaron su marcha. El avance general correspondiente a Tula fue de 79.4% y la planta de coquización retardada registró un avance del 97.5%. Respecto a Salina Cruz, el proyecto consiste en la construcción de una planta de coquización retardada y la modernización de algunas plantas de proceso y de servicios auxiliares, a fin de procesar 75 miles de barriles diarios de residuo de vacío y residuo catalítico y obtener naftas ligera y pesada, diésel ultra bajo azufre y gasóleo pesado hidrotratado. Al cierre del año, el avance físico fue 28.6%.

Por su parte, los resultados operativos de la Refinería Pemex Deer Park para 2023 mostraron un proceso de 259 Mbd de crudo fresco y 43 Mbd de otras materias primas, para un total de 302 miles de barriles diarios procesados. En este periodo, se elaboraron 126 Mbd de gasolinas y componentes, 90 Mbd de diésel, 23 Mbd de turbosina, 11 Mbd de aromáticos y 52 Mbd de otros productos, principalmente coque, líquidos del gas y materias primas para petroquímica.

Para los primeros 24 meses de operación como parte de Pemex, la refinería reporta un resultado neto acumulado por 1,535 millones de dólares y un flujo de efectivo de operaciones de 2,343 millones de dólares, montos superiores a los obtenidos desde 2007.

La movilización y entrega de materias primas y productos terminados en todo el territorio nacional se realizó con el apoyo de la infraestructura logística con que cuenta Pemex. Así, en 2023, el volumen acumulado movilizado fue 2,699 miles de barriles diarios, con un crecimiento de 5.9% respecto al año anterior. La modalidad por ducto representó el 77% de este volumen; asimismo, en almacenamiento en terminales se recibieron un total de 2,307 miles de barriles diarios en promedio mensual, 1.2% más que en 2022.

Entre las actividades relevantes relativas a logística destacan: el programa de inspección interior con equipo instrumentado aplicado a 11,108.4 kilómetros de ductos, que resultó en la identificación de 2,655 indicaciones tipo "Espesor Cero"; la recuperación de

capacidad de almacenamiento por 2.2 millones de barriles para gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo y otros; la recepción de 1,800 autos tanque en arrendamiento para las operaciones de reparto y traspaso de productos; y, el servicio de operación del buque Yúum K´ak´ Náab, El Señor del Mar, derivado de la transferencia de propiedad de la empresa noruega BW Offshore a Pemex.

Pemex emprendió una estrategia para la recuperación del mercado nacional de petrolíferos. Durante 2023, se entregó al mercado nacional un volumen de 1,145.3 miles de barriles diarios de petrolíferos, donde la participación de las gasolinas y el diésel totalizó el 82%. La cobertura con producción nacional de las ventas de gasolinas, diésel y turbosina reportó 40%. Adicionalmente, la venta al consumidor final de gasolinas y diésel contó con la confianza de inversionistas privados, manteniendo la red de distribución con la imagen Pemex más grande del país, que en 2023 alcanzó la cifra de 7,034 estaciones de servicio, revirtiendo con ello la tendencia decreciente de los años anteriores.

A través de la empresa filial Gas Bienestar se ha beneficiado a alrededor de 124 mil familias mensualmente, mediante la cobertura con 129 rutas en nueve alcaldías de la Ciudad de México, para la distribución y venta de gas licuado, el principal energético a nivel doméstico.

La comercialización de productos en el mercado internacional tuvo un comportamiento mixto respecto a lo ocurrido el año anterior. Las exportaciones de la Mezcla Mexicana de Exportación promediaron 1,032.8 Mbd, volumen 8.4% superior, en tanto que las importaciones de petrolíferos y gas licuado, con un volumen de 736.5 Mbd, disminuyeron 0.9%. En este sentido, el saldo de la balanza comercial de la empresa se vio favorecido con una reducción de 67.9% respecto a 2022, al registrar un déficit de 563.2 millones de dólares en 2023.

El desempeño en seguridad y salud en el trabajo mejoró, al registrar un índice de frecuencia de accidentes de 0.41, menor en 16.3% respecto a 2022. Destaca Pemex Logística por reducir en 60% este indicador. También contribuyeron a esta disminución la ejecución de las iniciativas para atender los riesgos críticos; la realización de reuniones de rendición de cuentas con las Empresas Productivas Subsidiarias; y, el desarrollo de 11 auditorías al desempeño en Seguridad, Salud y Protección Ambiental, principalmente.

Respecto a la confiabilidad operacional de los activos, indispensable para operar de manera segura y eficiente, se contó con la asistencia de 1,342 participantes en talleres de sensibilización e intercambio de conocimiento en la materia.

Se realizaron reparaciones mayores en las Empresas Productivas Subsidiarias: Pemex Exploración y Producción con cuatro libranzas; Pemex Transformación Industrial, 24 intervenciones en plantas de proceso; y, Pemex Logística con la conclusión del mantenimiento en dos buques tanque. Durante 2023, se integraron los requerimientos de confiabilidad y mantenimiento para el periodo 2024-2028, con el objetivo de mantener la infraestructura productiva disponible.

El Índice de Paros No Programados mejora en petroquímica secundaria con 3.9 (comparado con 13.0 del año anterior), en PEP con 1.3, y en Logística en todas sus áreas con 1.8 en logística primaria, 4.1 en transporte y 7.4 en almacenamiento y despacho. El indicador se deterioró en producción de petrolíferos y proceso de gas al alcanzar 10.9 y 20.4, respectivamente.

Toma relevancia el tema ambiental por su incorporación como un elemento clave en el recientemente aprobado Plan de Sostenibilidad de Pemex. En cuanto al índice de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), éste se redujo de manera preponderante en las actividades de exploración y producción a un valor de 34.83 tCO₂e/Mbpce y en el proceso de gas en los centros procesadores, donde, con un valor de 4.22 tCO₂e/MMpc, se abatió 57.9% respecto a 2022.

Por su parte, las emisiones de óxidos de azufre se redujeron 9.6% y las de óxidos de nitrógeno bajaron 3.4%, derivado de un abatimiento en desfogues y a la reducción en el consumo de combustóleo.

También hubo resultados positivos en el manejo de residuos peligrosos y en la atención a sitios contaminados.

Como parte de la cobertura de los riesgos ambientales identificados con prioridad 1, al cierre de 2023 se han atendido un total de 10 riesgos, distribuidos 2 en PEP, 6 en PTI y 2 en PLOG.

En cuanto al índice de consumo energético, resalta el área de extracción y producción de crudo y gas con una mejoría de 9.2%, mientras que en la producción de metanol y aromáticos se abatió en 20.5%.

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía distinguió, en 2023, al Complejo Procesador de Gas Coatzacoalcos por la mejor implantación de su Sistema de Gestión de la Energía y a la Refinería de Madero por la mayor calificación en la evaluación de eficiencia energética.

En 2023, quinto año de la presente administración, la gestión de los flujos de efectivo mantuvo el comportamiento responsable y activa que ha caracterizado a esta administración, para cumplir con los objetivos operativos, financieros y presupuestales establecidos en el Plan de Negocios 2023-2027 de Pemex. Adicionalmente, se contó con apoyos del Gobierno Federal que se canalizaron para el pago de amortizaciones de la deuda, apoyo al gasto de inversión y el fortalecimiento de la posición financiera de la empresa.

Los principales rubros de la posición financiera de Pemex tuvieron el siguiente comportamiento durante 2023:

- Se reportó una utilidad neta de 8,152 MM\$, inferior en 91,846 MM\$ a lo obtenido en 2022. Este resultado se alcanzó por una disminución en el costo de ventas en

317,889 MM\$, una reducción en el deterioro de activos fijos en 54,740 MM\$, un aumento en la utilidad cambiaria en 108,389 MM\$ y una baja en los impuestos y derechos en 100,182 MM\$, principalmente, compensado por una caída en las ventas por 663,450 MM\$.

- El resultado de EBITDA¹ alcanzó 355,473 MM\$, el cual muestra una disminución de 51.6% respecto a 2022, el principal impacto fue la disminución en los precios de los productos comercializados nacionales y de exportación.
- Una reducción en el patrimonio negativo por 115,842 MM\$, resultado principalmente del rendimiento neto del ejercicio por 8,152 MM\$ y las aportaciones del Gobierno Federal por 166,615 MM\$, compensado por los efectos cambiarios desfavorables por conversión de monedas en 53,992 y las pérdidas actuariales por 4,931 MM\$.

Por su parte, los elementos más relevantes del ejercicio presupuestal para 2023 fueron:

- El monto de los ingresos brutos de la empresa sumó 2,085,644 MM\$ que, en comparación con lo programado en el presupuesto original, resultó 14.1% inferior y que se explica por las ventas nacionales que sufrieron una disminución en la demanda de gasolinas, diésel y gas seco, y por las ventas exteriores, afectadas por la apreciación del peso con respecto al dólar estadounidense.
- El rubro de otros ingresos registró un importe en el año por 225,971 MM\$, el cual se compone de las aportaciones patrimoniales de apoyos financieros del Gobierno Federal por un monto de 166,615 MM\$.
- El gasto programable fue por un total de 576,590 MM\$, menor en 101,817 MM\$ respecto del presupuesto original autorizado, e incluye las operaciones ajenas netas. En cuanto al gasto no programable, que incluye los conceptos de mercancía para reventa e impuestos indirectos y directos totalizó 1,349,092 MM\$, resultado 16% menor al presupuestado originalmente.
- La inversión en flujo de efectivo registró 357,163 MM\$, 19% por debajo del presupuesto original.
- Finalmente, el Balance Financiero aprobado por el Congreso de la Unión a Pemex fue de cero; sin embargo, la SHCP lo ajustó a 50,736 MM\$, siendo el resultado al cierre del año un valor de 56,152 MM\$.

Al cierre de 2023, los componentes de la deuda financiera total de Pemex se contabilizaron por el pasivo a corto plazo y pasivo a largo plazo, para sumar 106,044 millones de dólares. La contratación del 80% del saldo total de la deuda se documentó a tasa fija y el resto a tasa flotante. Entre las principales operaciones crediticias se concretaron la colocación de un bono por 10,000 millones de dólares y el refinanciamiento “*Jumbo Deal*”, por un total de 8,341 millones de dólares.

¹ 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.

Las actividades inherentes a la industria del petróleo y gas se identifican como de alto riesgo; para su ejecución de manera confiable y segura, Pemex cuenta con una base trabajadora comprometida y con amplia experiencia. Al cierre de 2023, las plazas ocupadas totalizaron 122,550. Un compromiso adquirido por la administración actual es otorgar seguridad al personal transitorio con la aplicación de un proceso de basificación, mediante el cual se ha incorporado a 24,372 trabajadores, en el periodo de enero de 2019 a diciembre de 2023.

La atención al personal de Pemex se proporcionó a través del desarrollo humano y los servicios de salud: el primero, apoyado en el Programa Institucional de Capacitación, Adiestramiento y Desarrollo Especializado; y el segundo, con campañas de medicina preventiva, aplicación de vacunas, y la prevención de enfermedades crónicas no transmisibles y sus complicaciones, tales como obesidad, diabetes e hipertensión, así como la vigilancia epidemiológica.

En actividades de abastecimiento, el apoyo corporativo se otorgó a las EPS principalmente, que reportaron contrataciones por un monto de 405 mil millones de pesos. Para el ejercicio 2023, el monto destinado a las contrataciones a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas fue del orden de 40 mil millones de pesos. Por número de contratos, para abastecimiento convencional, el 56% de las contrataciones fueron a través de Concursos Abiertos Nacionales e Internacionales con un total de 805 contratos; adicionalmente, por medio de abastecimiento estratégico se realizaron contrataciones por 108 mil millones de pesos, donde 372 contratos específicos se llevaron a cabo al amparo de Contratos Preparatorios correspondientes al 76%. Se contó con la participación de 21 testigos sociales en áreas del Corporativo, PEP y PLOG, privilegiando la transparencia, imparcialidad e integridad de las contrataciones.

Derivado de la implementación de mejores prácticas en los procedimientos de contratación y por la contención del gasto, en 2023 se logró un ahorro de 33,743 millones de pesos. Por su parte, el contenido nacional ponderado para bienes y servicios del ejercicio 2022 fue 45.9%, superior en 4.4 puntos porcentuales respecto a los resultados de 2021.

Se llevaron a cabo acciones contundentes para continuar con el combate al mercado ilícito de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y para la detección y ubicación de tomas clandestinas. El volumen de hidrocarburos recuperado ascendió a casi 20 millones de litros, superior en 58.5% respecto a 2022. Otras acciones fueron: monitoreo en tiempo real y sistema de alertamiento en 6,539 km de ductos y la implementación del sistema de aeronaves pilotadas a distancia que cuenta con 12 drones, con los cuales se detectaron 258 hallazgos relevantes tales como tomas clandestinas, predios de almacenamiento/acopio, derivaciones y diversos vehículos para el transporte de hidrocarburo de manera ilícita.

En el apoyo legal a nivel central, en las materias fiscal, administrativa y ambiental, se concluyeron 494 asuntos, en tanto que en las materias civil y mercantil se dieron por terminados 68 casos. Entre los más importantes se mencionan el correspondiente al juicio promovido por Tech Man Group, y los acuerdos reparatorios suscritos con Vitol y con Altos Hornos de México; asimismo, se obtuvo la notificación de la SENER para la unificación del yacimiento compartido Zama.

Como parte integral de la agenda Ambiental-Social-Gobernanza, Pemex continuó con las acciones de responsabilidad social, a fin de fomentar la estabilidad indispensable para desarrollar sus operaciones de manera segura y continua en las distintas comunidades donde tiene presencia. Así, durante 2023 realizó una inversión social que sumó 2,675 MM\$, superior en 19.2% a la ejercida en 2022. El 96% de esta inversión se canalizó a las donaciones de combustibles y asfalto y a la ejecución de acciones implementadas a través del PACMA. Las entidades más favorecidas fueron Tabasco, Campeche y Veracruz, las cuales recibieron 72% de estos recursos.

En el tema del impulso a la realización, con eficiencia y eficacia, de las actividades en todos los procesos institucionales establecidos en el MOBAP, se mantuvieron en ejecución las acciones planteadas en el plan para la optimización de éstos, donde se identificaron problemas generados en su operación que afectan la ejecución del Plan de Negocios de Pemex; asimismo, se incorporó la metodología para la administración de riesgos de procesos, alineada a las políticas y lineamientos de administración de riesgos empresariales, y se desarrolló el análisis de impacto al negocio correspondiente a los procesos estratégico y de soporte.

Al 31 de diciembre de 2023, el Sistema de Control Interno (SCI) proporcionó las bases para la evaluación de la efectividad del diseño y operación de controles y procedimientos en Pemex. Con el propósito de difundir la cultura del control interno y fortalecer los controles que intervienen dentro del proceso, se realizaron las siguientes actividades:



En lo financiero se establecieron diversos controles para las EPS: en PEP, referentes al cálculo del deterioro de los activos de larga duración, en PTRI compensatorios y estudios para el caso del IEPS; se establecieron controles para el costo amortizado de la deuda.

Además, se diseñaron controles operativos en temas de hidrocarburos, para mejorar la eficiencia en PEP. Se diseñaron otros para la atención a deficiencias significativas emitidas por KPMG, en 2023, se atendieron 17 observaciones, provenientes de 2018 a 2022, están pendientes 20 observaciones de un total de 272.

Adicionalmente, se llevó a cabo la integración al inventario de riesgos empresariales de Pemex el riesgo de cambio climático (conformado por riesgos físicos y de transición). Así, el inventario quedó conformado por 21 riesgos relevantes, 11 de ellos estratégicos.

Como resultado de la gestión a través de los Grupos de Trabajo de Administración de Riesgos Ambientales, se pudo revelar temas ambientales a las contrapartes, que tienen interés en conocer el desempeño de la empresa con relación a los criterios Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG).

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.

Durante 2023, las acciones más relevantes desarrolladas en el marco del Programa Pemex Cumple, en sus cuatro ejes, fueron las siguientes:

Ética e integridad, casi 19 mil trabajadores capacitados en temas de cultura ética y anticorrupción; Anticorrupción, se aplicaron 2,028 procesos de debida diligencia; Cumplimiento, estrategia de colaboración ante autoridades nacionales e internacionales; Transparencia y Protección de Datos Personales, se capacitó a 17,936 servidores públicos, se obtuvo la calificación de 100% en dictámenes de cumplimiento ante el INAI, y refrendos del reconocimiento en transparencia proactiva para PEMEX ASISTE y para la Base de Datos Institucional (eBDI) pública.

Con las acciones que se promovieron a través del Pemex Cumple, Pemex se posicionó en evaluación de Integridad Corporativa, dentro de las 500 empresas más grandes de México (IC500). con una calificación de 94.12 puntos, para ubicarse en la posición 115.

Indicadores

Precios

Indicador	2022	2023
WTI (US\$/b)	94.58	77.67
Brent (US\$/b)	101.12	82.64
Mezcla Mexicana de Exportación (US\$/b)	89.24	70.98
Gas natural seco (US\$/MMBtu) ¹	6.45	2.53

¹ Precio Henry Hub.

Operativos

Indicador	2022	2023
Reservas probadas totales (MMbpce) ¹	7,460	7,491
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce) ²	608	350
Producción de hidrocarburos líquidos (Mbd) ³	1,785	1,875
Producción de gas natural (MMpcd) ⁴	4,768	4,967
Proceso de gas (MMpcd)	2,770	2,633
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	816	792
Producción de petrolíferos y gas licuado (Mbd) ⁵	915	897
Producción de petroquímicos (Mt) ⁶	5,050	4,730
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) ⁷	1,163	1,146
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	2,290	2,155
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	953	1,033

¹ Para 2022 cifra Pemex. El dato oficial de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) es 7,448 MMbpce. Para 2023 el dato es información preliminar al 31 de diciembre.

² Para 2022 cifra Pemex. El dato oficial de la CNH es 516.1 MMbpce. Para 2023 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 2023 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación (808.2 Mbd), gas licuado de los complejos procesadores de gas por 85.5 Mbd y 2.8 Mbd de Pemex Exploración y Producción, así como 0.2 Mbd de gas nafta de los complejos petroquímicos.

⁶ Producción bruta. Para 2023 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación por 309.9 Mt, complejos procesadores de gas 2,369.4 Mt y de los complejos petroquímicos 2,050.7 Mt.

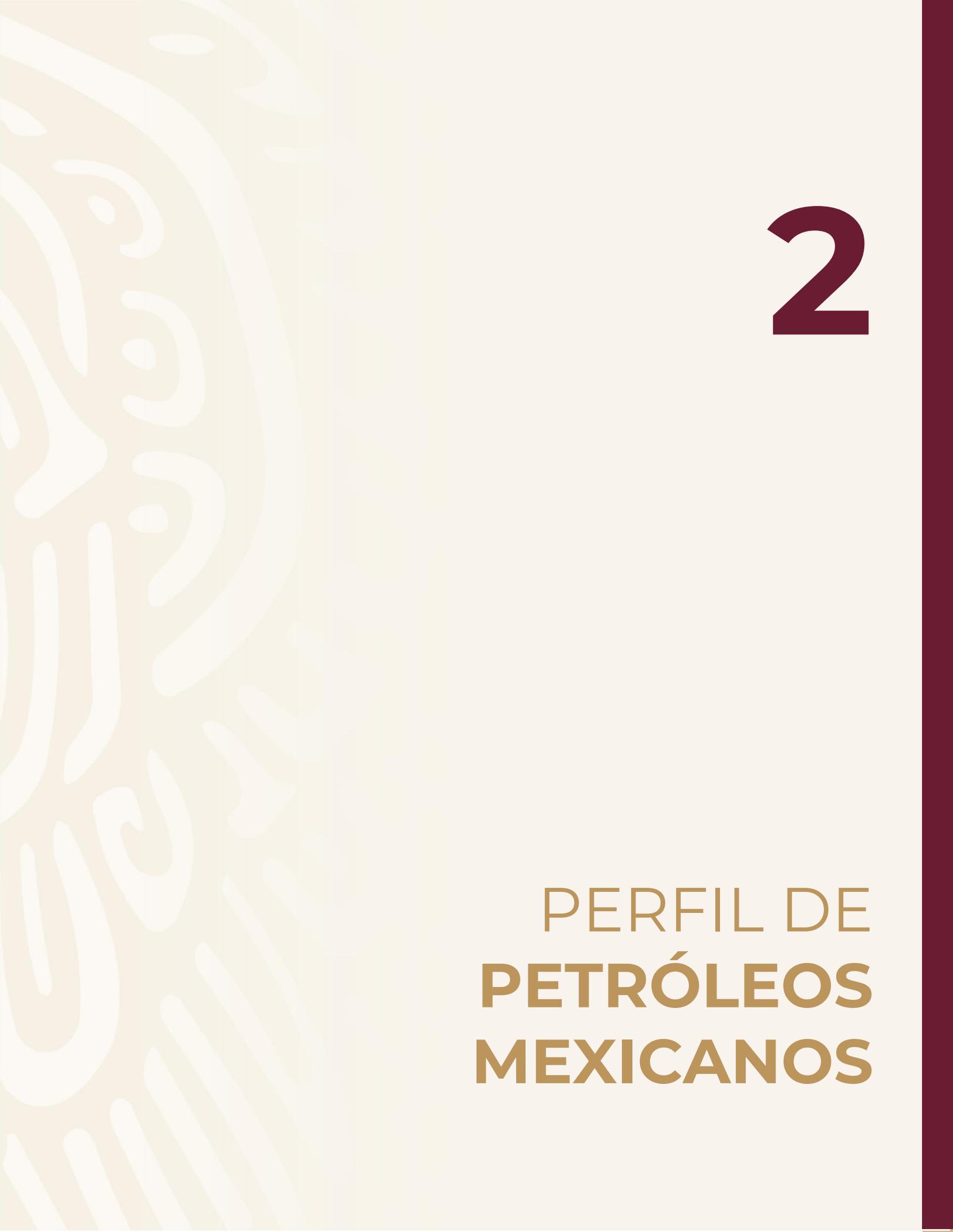
⁷ No incluye gas licuado.

Financieros

Indicador (millones de pesos)	2022	2023
Balance financiero	38,328	56,152
Deuda consolidada	2,091,464	1,794,470
Tasa anual de crecimiento de la deuda, %	(7.0)	(14.2)
Total de ventas	2,383,388	1,719,938
EBITDA ¹	733,947	355,473
Margen EBITDA, % (EBITDA/Total de ventas)	31	21
Rendimiento de operación	445,458	122,952
Ingreso financiero	27,228	18,210
Costo financiero ²	159,684	152,171
Rendimiento antes de impuestos	420,179	228,151
(Pérdida) rendimiento neto	99,998	8,152
Total del activo	2,245,558	2,303,475
Total del pasivo	4,014,380	3,956,455
Total del patrimonio	(1,768,822)	(1,652,980)

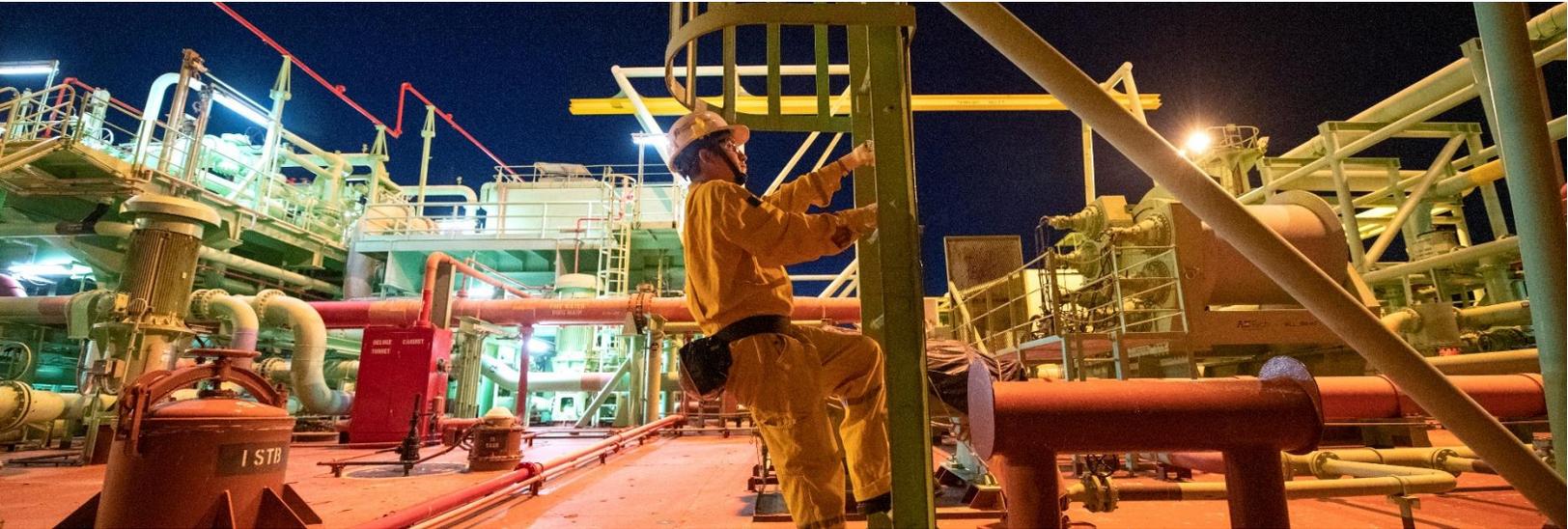
1 Rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficios a empleados, netos de pagos de pensiones y servicio médico.

2 No considera: el costo neto en instrumentos financieros derivados, 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 es la Empresa Productiva del Estado comprometida con la recuperación de la soberanía energética en el sector hidrocarburos, busca generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano contribuyendo al desarrollo nacional. Una de las más grandes petroleras a nivel internacional y la empresa más grande del país.

En el estratégico sector energético, Pemex realiza actividades que cubren toda la cadena de valor, desde la exploración, producción, procesamiento, transporte y hasta la comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Su Plan de Negocios está alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, y tiene como objetivo primordial apoyar el desarrollo económico y social del país.

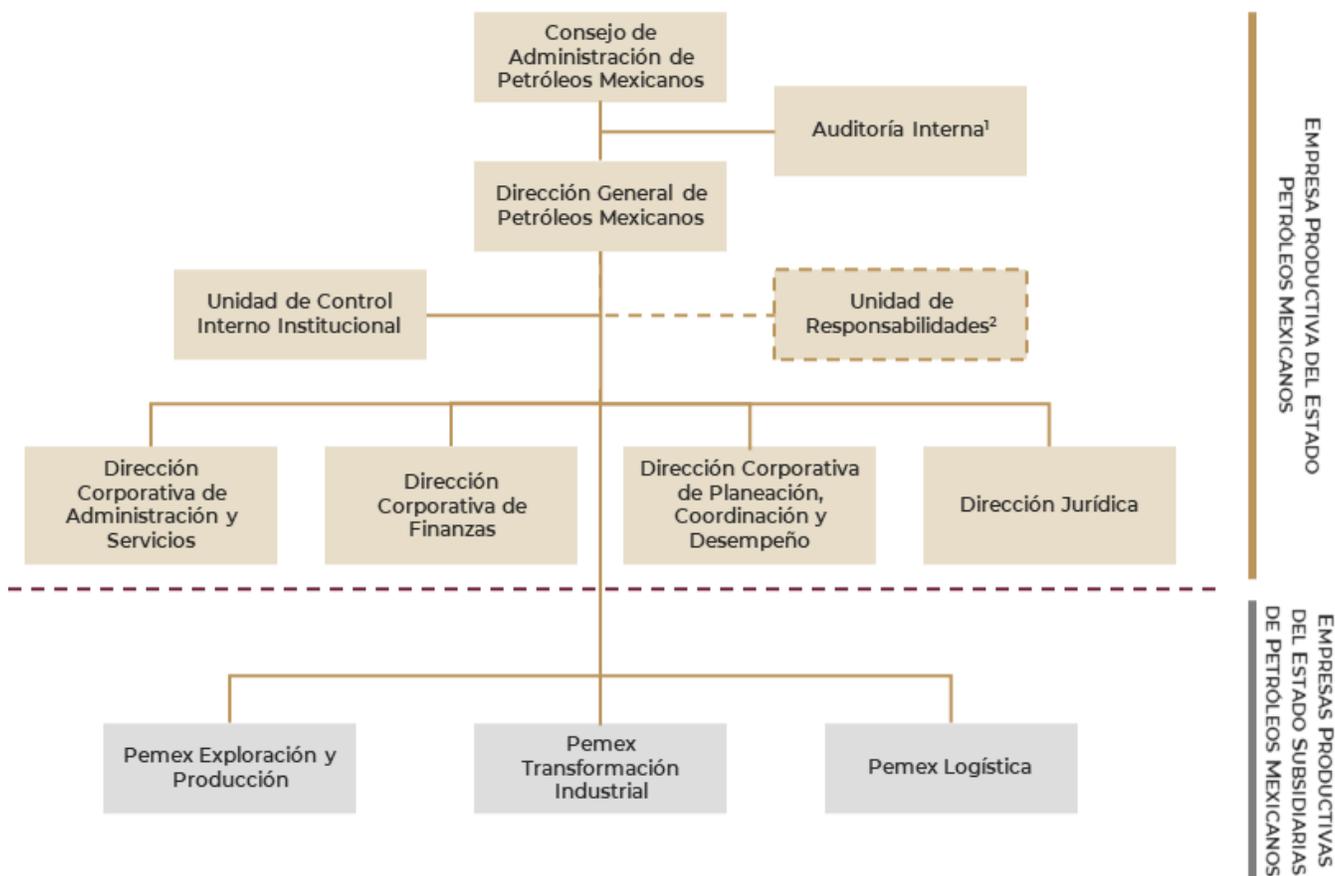
Al cierre de 2023, las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) con que contó Pemex, desarrollaron sus actividades en distintos rubros de la cadena de valor:

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 2023.

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 51 empresas², que contribuyen de manera coordinada para cumplir de manera eficaz y eficiente los objetivos de Pemex.

² 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 1º de abril de 2024, los integrantes son:

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

REPRESENTANTES DEL ESTADO

PROPIETARIO

Ing. Miguel Ángel Maciel Torres

Secretario de Energía
Presidente

Dr. Rogelio Eduardo Ramírez de la O

Secretario de Hacienda y Crédito Público

SUPLENTE

Ing. Víctor David Palacios Gutiérrez

Subsecretario de Hidrocarburos
Secretaría de Energía

Mtro. Gabriel Yorio González

Subsecretario de Hacienda y Crédito Público

REPRESENTANTES DEL GOBIERNO FEDERAL

PROPIETARIO

Mtra. Raquel Buenrostro Sánchez

Secretaría de Economía

Mtra. María Luisa Albores González

Secretaría de Medio Ambiente y
Recursos Naturales

Lic. Manuel Bartlett Díaz

Director General de la
Comisión Federal de Electricidad

SUPLENTE

Mtro. Othón Francisco Valverde Yáñez

Subsecretario de Industria y Comercio
Secretaría de Economía

Lic. Alonso Jiménez Reyes

Subsecretario de Regulación Ambiental
Secretaría del Medio Ambiente
y Recursos Naturales

(Sin Suplente)

CONSEJEROS INDEPENDIENTES

Mtro. Juan José Paullada Figueroa
Mtro. Lorenzo Mauricio Meyer Falcón

Ing. José Eduardo Beltrán Hernández
Lic. Humberto Domingo Mayans Canabal

Vacante

SECRETARIA

Lic. Leslie Mónica Garibo Puga

PROSECRETARIA

Lic. Ethel Tatiana de los Santos Flores

Actualizado al 1 de abril de 2024.

Para cubrir diversas especialidades de gestión, el Consejo de Administración cuenta con seis comités de apoyo, entre las funciones principales se encuentran:

COMITÉ DE AUDITORÍA: Da seguimiento a la gestión y evaluación del desempeño financiero y operativo de la empresa; supervisa los procesos vinculados con la generación de información financiera, así como la ejecución de auditorías.

COMITÉ DE RECURSOS HUMANOS Y REMUNERACIONES: Propone el mecanismo de remuneración de los niveles jerárquicos superiores, así como la política de contratación, de evaluación del desempeño y de remuneraciones del resto del personal; y propone los convenios de capacitación, certificación y actualización con instituciones formativas.

COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES: Auxilia en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones; analiza el plan de negocios y formula recomendaciones al respecto; y da seguimiento a las inversiones que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración.

COMITÉ DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS: Formula recomendaciones y opiniones en materia de contrataciones; opina sobre las propuestas respecto a las políticas y disposiciones en materia de contrataciones; da seguimiento a las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; aprueba los casos en que proceda la excepción a la licitación pública para que Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias contraten con empresas filiales de Petróleos Mexicanos; revisa los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras y formular las recomendaciones que estime pertinentes al Consejo de Administración.

COMITÉ DE NEGOCIOS EXTERNOS: Formula recomendaciones para establecer estrategias corporativas. Con relación a las empresas filiales y en las que se tenga participación: auxiliar en el establecimiento de disposiciones relacionadas a la operación y seguimiento a sus resultados; recomendar medidas para que se ajusten a las disposiciones y prácticas; y evaluar las estructuras, políticas, cumplimiento normativo, directivos y plantilla gerencial. Dar seguimiento a las disposiciones internacionales aplicables, así como conocer de lo emitido por organismos internacionales relevantes. Emitir opinión sobre las operaciones entre partes relacionadas distintas al giro ordinario que afecten a Pemex.

COMITÉ DE SOSTENIBILIDAD: Propone directrices, prioridades y políticas generales en materia Ambiental, Social y de Gobernanza (ASG); analizar los principales riesgos y oportunidades en materia de sostenibilidad alineados al Plan de Negocios vigente y proponer acciones para su atención; formula recomendaciones para la adopción y seguimiento de las mejores prácticas estándares y certificaciones en materia de sostenibilidad; revisa y opina sobre los informes en materia sostenibilidad y emite observaciones o propuestas de mejora; promueve la transparencia de información en materia de sostenibilidad, así como cualquier otro aspecto de Sostenibilidad.

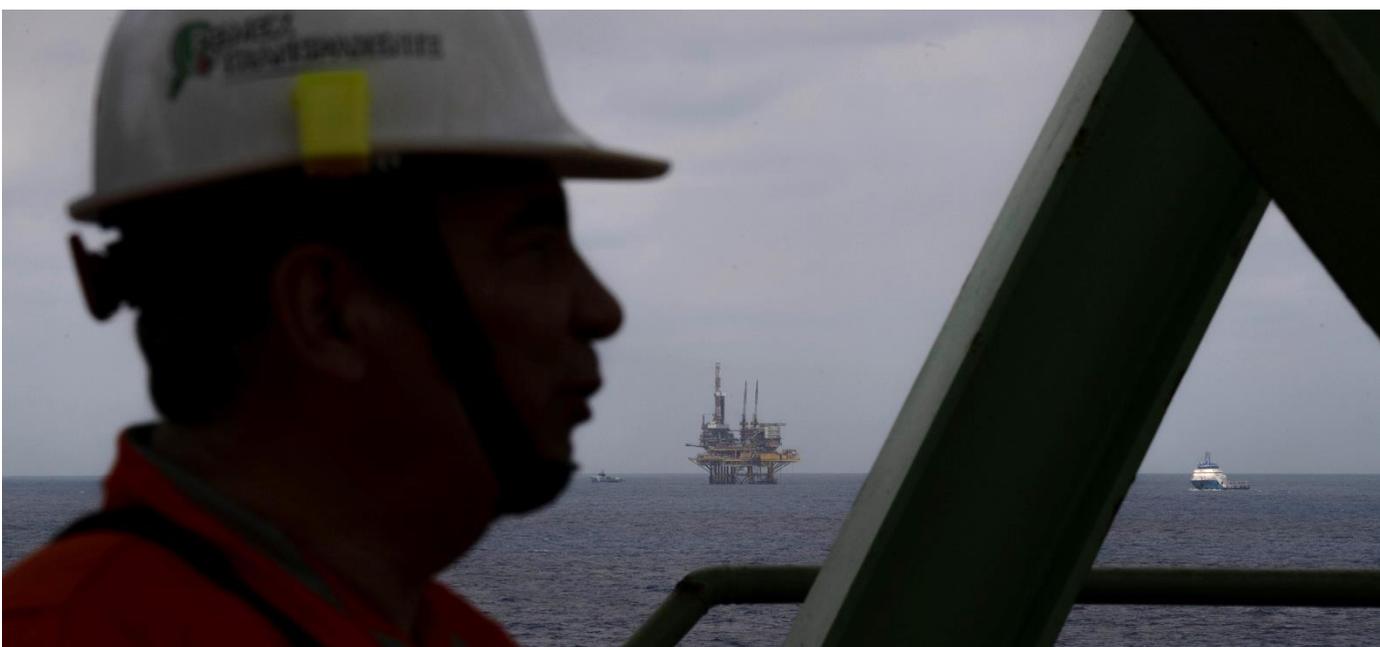
En el periodo del 1° de enero al 31 de diciembre de 2023, se llevaron a cabo 15 sesiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y se adoptaron 143 Acuerdos.

Año	Total Sesiones	Ordinarias	Extraordinarias	No. de Acuerdos
2023	15	4	11	143

Durante 2023, todas las sesiones se realizaron de manera 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 los Casos de Negocio relativos a los Campos: Ma-loob, Chuc Fase II, Zama, Coapechaca Bloque II y Bloque IV, así como cambios de monto, alcance y condiciones económicas de los Campos Quesqui, Trión, Uchukil Fase II, Chalabil Fase II, Ayatsil, Comalcalco Fase II, Área Contractual 2 Tampico Misantla, Área Contractual 8 Cuencas del Sureste. Otros asuntos relevantes fueron la iniciativa de contratación de estructuras marinas relocalizables y los Contratos de Servicios Integrales para la Exploración y Extracción (CSIEEs) de los Campos Lakach y Cuervito, así como diversos temas relacionados con la conducción central y la dirección estratégica de las actividades de la empresa.

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 2024:

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

PROPIETARIO

Ing. Octavio Romero Oropeza

Director General de Pemex
Presidente

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. Jorge Luis Basaldúa Ramos

Director General
Pemex Transformación Industrial

Ing. Reinaldo Wences Simón

Subdirector de Evaluación y
Cumplimiento Regulatorio

Lic. Javier Núñez López

Subdirector de Abastecimiento
Dirección Corporativa de
Administración y Servicios

Lic. Fernando Palao Espíndola

S.P.A del Titular de la Coordinación de
Abastecimiento para Exploración y Producción
Dirección Corporativa de Administración y Servicios

Lic. Carlos Fernando Cortez González

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

Lic. Raúl Rodríguez Ramírez

Coordinador de Operación Presupuestal de
Pemex Exploración y Producción
Dirección Corporativa de Finanzas

Ing. Ángel Cid Munguía

Director General de
Pemex Exploración y Producción

Ing. José Luis Chávez Suárez

Coordinador Ejecutivo de la Dirección General de
Pemex Exploración y Producción

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán

Director General de Exploración
y Extracción de Hidrocarburos
REPRESENTANTE DE SENER

Ing. Alfonso López Alvarado

Director General de Contratos Petroleros
REPRESENTANTE DE SENER

Mtro. Gabriel Yorio González

Subsecretario de ingresos
REPRESENTANTE DE SHCP

Mtro. Adán Enrique García Ramos

Titular de la Unidad de Política de Ingresos
No-Tributarios y sobre hidrocarburos
REPRESENTANTE DE SHCP

Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores

Secretaria

Lic. Juan Carlos Maldonado Mercado

Prosecretario

PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL

PROPIETARIO

Ing. Octavio Romero Oropeza

Director General de Pemex
Presidente

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. Jorge Luis Basaldúa Ramos

Director General
de Pemex Transformación Industrial

Ing. Reinaldo Wences Simón

Subdirector de Evaluación
y Cumplimiento Regulatorio
Pemex Transformación Industrial

Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina

Director Corporativo de Administración
y Servicios de Petróleos Mexicanos

Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera

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

Lic. Carlos Fernando Cortez González

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

Lic. Mario Peredo Melchor

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

Ing. Ángel Cid Munguía

Director General
de Pemex Exploración y Producción

Ing. José Luis Chávez Suárez

Coordinador Ejecutivo de la Dirección General
de Pemex Exploración y Producción

Vacante

Director General de Gas Natural y Petroquímicos
REPRESENTANTE DE SENER

Ing. Alfonso López Alvarado

Director General de Contratos Petroleros
REPRESENTANTE DE SENER

Mtro. Gabriel Yorio González

Subsecretario de Ingresos
REPRESENTANTE DE SHCP

Mtro. Adán Enrique García Ramos

Titular de la Unidad de Política de Ingresos
No-Tributarios y sobre hidrocarburos
REPRESENTANTE DE SHCP

Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores

Secretaría

Mtra. Nancy Jaqueline Javier Flores

Prosecretaría

PEMEX LOGÍSTICA

PROPIETARIO

Ing. Octavio Romero Oropeza

Director General de Pemex
Presidente

SUPLENTE

Lic. Carlos Fernando Cortez González

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

Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes

Director Corporativo de Planeación,
Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos

Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina

Director Corporativo de Administración
y Servicios de Petróleos Mexicanos

Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera

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

Ing. Brenda Fierro Cervantes

Subdirectora de Tecnologías de la Información
Dirección Corporativa de Administración
y Servicios

Lic. Martha Patricia Moreno Gálvez

Coordinadora de Soluciones y Servicios de Negocio
Subdirección de Tecnologías de la Información
Dirección Corporativa de Administración
y Servicios

Lic. Guillermo Alejandro Perabeles Garza

Subdirector de Planeación Estratégica,
Análisis Regulatorio y Empresas Filiales
Dirección Corporativa de Planeación,
Coordinación y Desempeño

Lic. Raquel Morón Becerril

Gerente de Planeación y Seguimiento a
Empresas Filiales
Subdirección de Planeación Estratégica,
Análisis Regulatorio y Empresas Filiales
Dirección Corporativa de Planeación,
Coordinación y Desempeño

Lic. José María Del Olmo Blanco

Subdirector de Presupuesto y Contabilidad
Dirección Corporativa de Finanzas

Ing. Salvador Ernesto Martín Pérez

Gerente de Soporte y Gestión del Proceso Presupuestal
Subdirección de Presupuesto y Contabilidad
Dirección Corporativa de Finanzas

Mtra. Leticia del Carmen Gómez García

Coordinadora de Abastecimiento para
Transformación Industrial
Dirección Corporativa de Administración
y Servicios

Lic. Janet Cruz Machuca

Suplente por Ausencia de la Gerencia de
Contrataciones para Producción,
Comercialización y Confiabilidad
Dirección Corporativa de Administración
y Servicios

Act. Antonio López Velarde Loera

Subdirector de Administración de Riesgos
y Aseguramiento
Dirección Corporativa de Finanzas

Ing. Eliel Soriano Torres-Gil

Gerente de Administración de Riesgos
Subdirección de Administración de Riesgos
y Aseguramiento
Dirección Corporativa de Finanzas

Lic. Ethel Tatiana De los Santos Flores

Secretaria

Lic. Laura Antonia Venegas González

Prosecretaria

En el periodo del 1º de enero al 31 de diciembre de 2023, se llevaron a cabo 30 sesiones de los Consejos de Administración de las Empresas Productivas Subsidiarias y se adoptaron 176 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	15	4	11	78
Pemex Transformación Industrial	8	4	4	58
Pemex Logística	7	4	3	40
Totales	30	12	18	176



2.2 Infraestructura

La industria petrolera requiere de una infraestructura robusta, distribuida, confiable, de grandes dimensiones. Petróleos Mexicanos cuenta con la mayor infraestructura en el territorio nacional, esto le permite atender toda la cadena de valor de la industria y satisfacer la demanda de hidrocarburos y sus derivados. La operación de dicha infraestructura se da por personal experimentado y con un alto grado de especialización.

A partir del 20 de enero de 2022, Petróleos Mexicanos concretó la compra del total de la participación en la refinería Pemex Deer Park, el cual se suma a la infraestructura.

Infraestructura petrolera 2023	
Pozos productores en operación, final del periodo	6,531
Plataformas marinas (PEP)	303
Asignaciones en producción	254
Equipos de perforación y reparación de pozos ¹	94
Refinerías	8 ⁷
Complejos procesadores de gas ²	9
Complejos petroquímicos ³	6
Terminales de distribución de gas licuado ⁴	11
Terminales de almacenamiento y despacho (TAD) productos petrolíferos	73
Terminales marítimas	5
Residencias de almacenamiento y servicios portuarios	10
Buques tanque	16
Autos tanque	1,800
Carros tanque ⁵	525
Ductos en Pemex Logística (km) ⁶	12,534.4
Estaciones de servicio (franquicia Pemex)	7,034 ⁸

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).

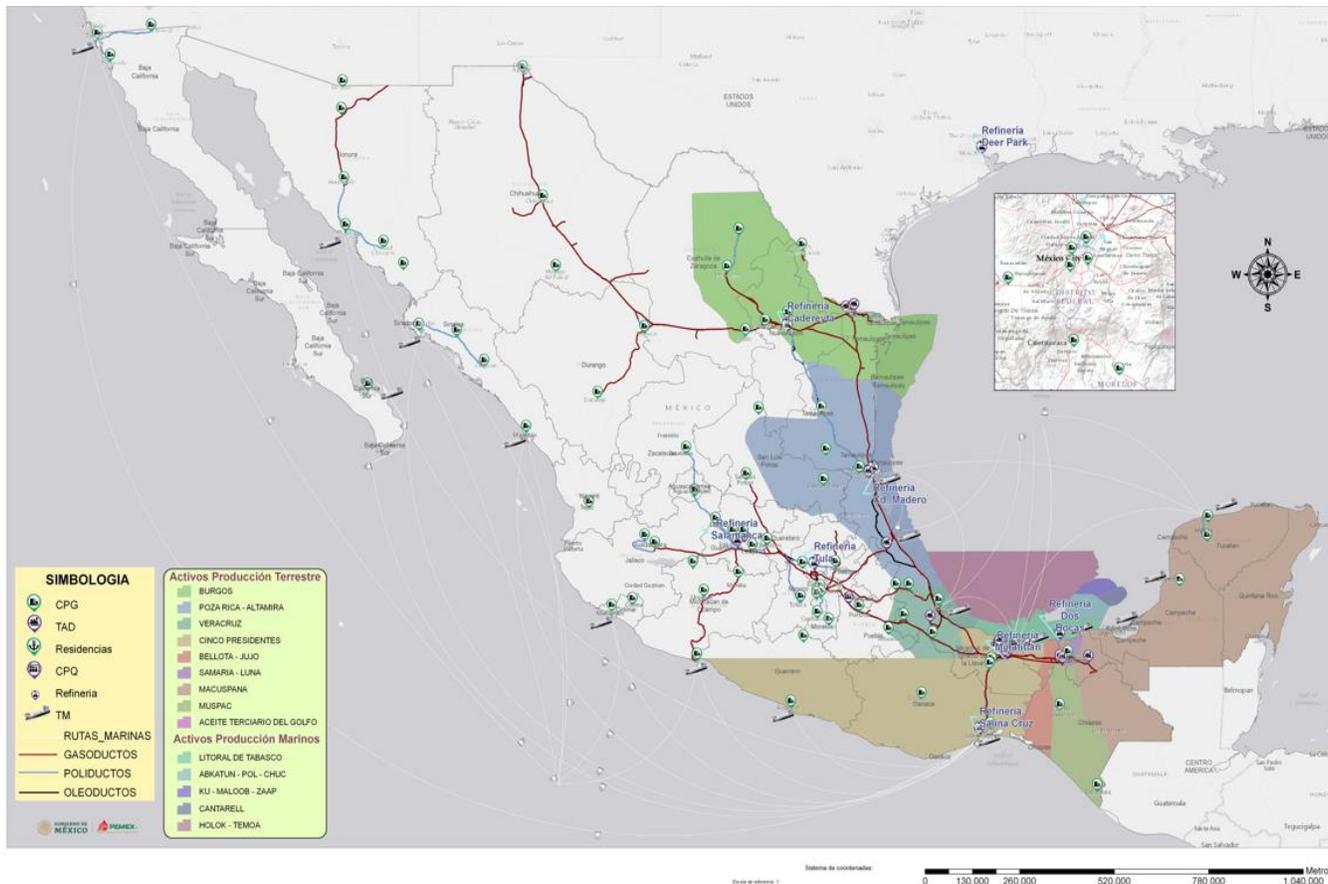
4 Conectadas ducto (se incluyen dos de terceros operadas por Pemex Logística: Zapotlanejo y Monterrey).

5 No incluye arrendados.

6 Ductos en operación.

7 Incluye las refinerías del SNR ubicadas en Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salina Cruz, Salamanca, Tula y Dos Bocas (En etapa de pruebas). Refinería Pemex Deer Park ubicada en Houston, Texas, Estados Unidos.

8 Adicionalmente existen 167 estaciones de autoconsumo.



2.3 Mercado

Durante 2023 la oferta global del petróleo crudo se mantuvo a la expectativa de los siguientes sucesos:

La prohibición de importaciones de petróleo crudo por vía marítima de Rusia a la Unión Europea (UE) y el tope de precio de 60 dólares americanos por barril (US\$/b) a las exportaciones de crudo ruso por parte de la UE, el Grupo de los Siete (G7), Australia y Corea del Sur, las cuales entraron en vigor el 5 de diciembre de 2022.

El anuncio de Rusia de un recorte de 500 Mbd a su producción de crudo a partir de marzo 2023 en respuesta a las sanciones y límite de precio máximo, así como otros recortes adicionales voluntarios a la exportación durante el segundo semestre de 2023.

La decisión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (OPEP+) de mantener un recorte de 2 millones de barriles por día (MMbd) durante 2023 y el anuncio de un recorte adicional por parte de ocho países de la OPEP+ de 1.16 MMbd a su producción de crudo a partir de mayo 2023³.

³ En noviembre 2023 se anunció que Brasil formará parte de la OPEP+ a partir de enero 2024, aunque, al menos de inicio, no participará en la política de recortes de producción. Adicionalmente, en diciembre 2023, Angola anunció que abandonaba la OPEP+ al no convenir su participación en este grupo a sus intereses como nación.

El recorte adicional voluntario de Arabia Saudita de 1 MMbd a su producción de crudo durante el segundo semestre de 2023.

La suspensión de las exportaciones del crudo producido en la región semiautónoma del Kurdistán, al norte de Irak, y exportado a través del puerto de Ceyhan en Turquía desde el 25 de marzo 2023.

El incremento en la producción de crudo en EU, Brasil, Guyana e Irán, que alcanzó niveles máximos históricos a lo largo del año pasado.

En cuanto a la demanda global de crudo se vio impulsado por el repunte de la movilidad en China y la consecuente reactivación económica tras la reapertura de sus fronteras después de tres años ante el fin de su política “cero COVID”; no obstante, a lo largo de 2023 prevaleció el temor por la desaceleración y contracción económica global como consecuencia de:

Incrementos en las tasas de interés de referencia para disminuir la inflación por parte de diversos bancos centrales. En los Estados Unidos (EU) las tasas de interés de referencia aumentaron 100 puntos base durante 2023, de 4.25% a 5.25% y en la UE aumentaron 200 puntos base en el mismo periodo, de 2.50% a 4.50%.

Débiles datos económicos a nivel global: en la Eurozona el índice de gestores de compras (*Purchasing Manager Index*, PMI por sus siglas en inglés) del sector manufacturero indicador de expectativa de desempeño económico, se mantiene por debajo de 50 puntos, lo cual indica que se espera contracción económica desde julio de 2022; asimismo, en EU el índice PMI del sector manufacturero llegó a su catorceavo mes consecutivo por debajo de los 50 puntos en diciembre 2023.

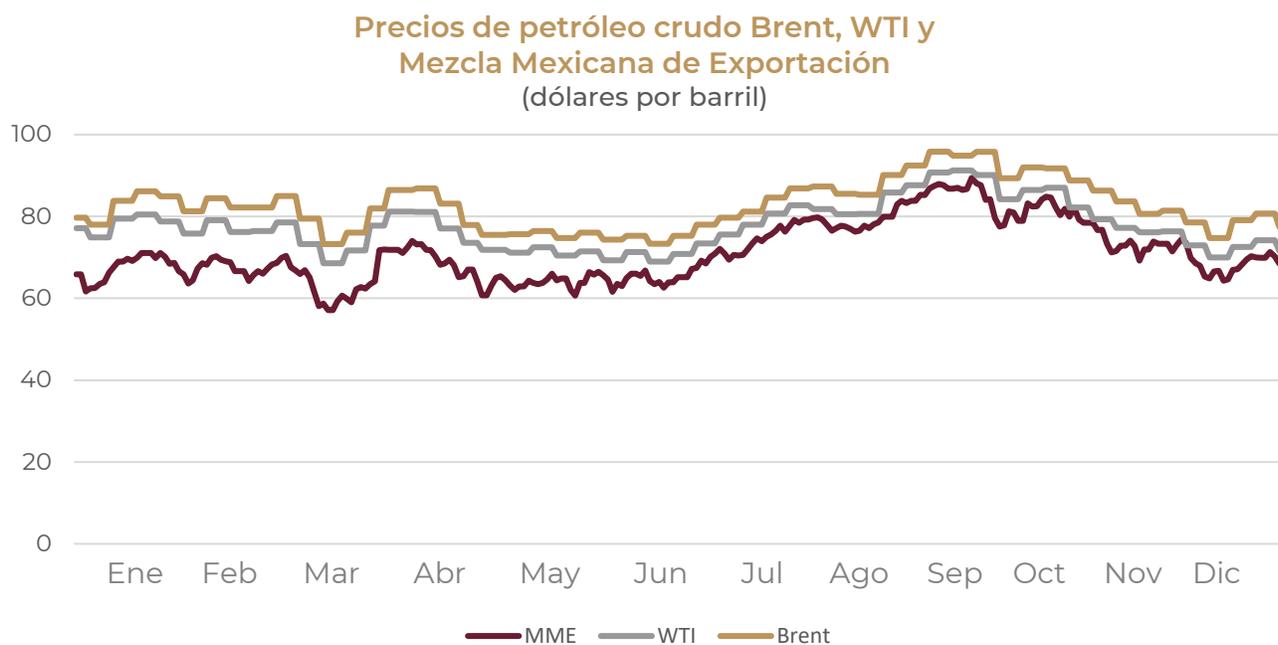
Una incertidumbre en cuanto a la recuperación económica de China ya que, aunque el crecimiento anual de su producto interno bruto fue 5.2% en 2023, respecto a 3.0% en 2022, las inversiones en el sector inmobiliario disminuyeron 9.6% en 2023.

A lo largo de 2023 se continuaron observando cambios en los flujos de comercialización de petróleo crudo como consecuencia de la invasión rusa a Ucrania que estalló el 24 de febrero de 2022. En adición, las tensiones geopolíticas aumentaron a partir del 7 de octubre de 2023 cuando el grupo Hamas atacó Israel. La preocupación de que el conflicto afecte las cadenas de suministro y/o el suministro de hidrocarburos y sus derivados, o bien, se extienda a más países, ha sido una constante. En respuesta a la acción militar de Israel en Gaza, los rebeldes hutíes de Yemen iniciaron ataques a embarcaciones en el Mar Rojo y el estrecho Bab el-Mandeb, lo que ha llevado a varias navieras y empresas petroleras a suspender el tránsito a través de esta ruta, desviándose alrededor del Cabo de Buena Esperanza de Sudáfrica. Los hutíes declararon que seguirán con los ataques contra el transporte marítimo en el Mar Rojo hasta que termine el conflicto en Gaza.

Precio del petróleo crudo

En 2023 los precios de petróleo crudo fluctuaron en un rango promedio mensual entre 70 US\$/b y 95 US\$/b; iniciaron 2023 con fortaleza ante las expectativas de mayor demanda por la relajación de la política “cero COVID” en China y posteriormente por los recortes a la producción de crudo anunciados por la OPEP+ a mediados del año; sin embargo, los incrementos en las tasas de interés en EUA y Europa, así como la preocupación por una desaceleración económica en China y EUA y el incremento en la oferta por países no pertenecientes a la OPEP+, mitigaron esta fortaleza de los precios.

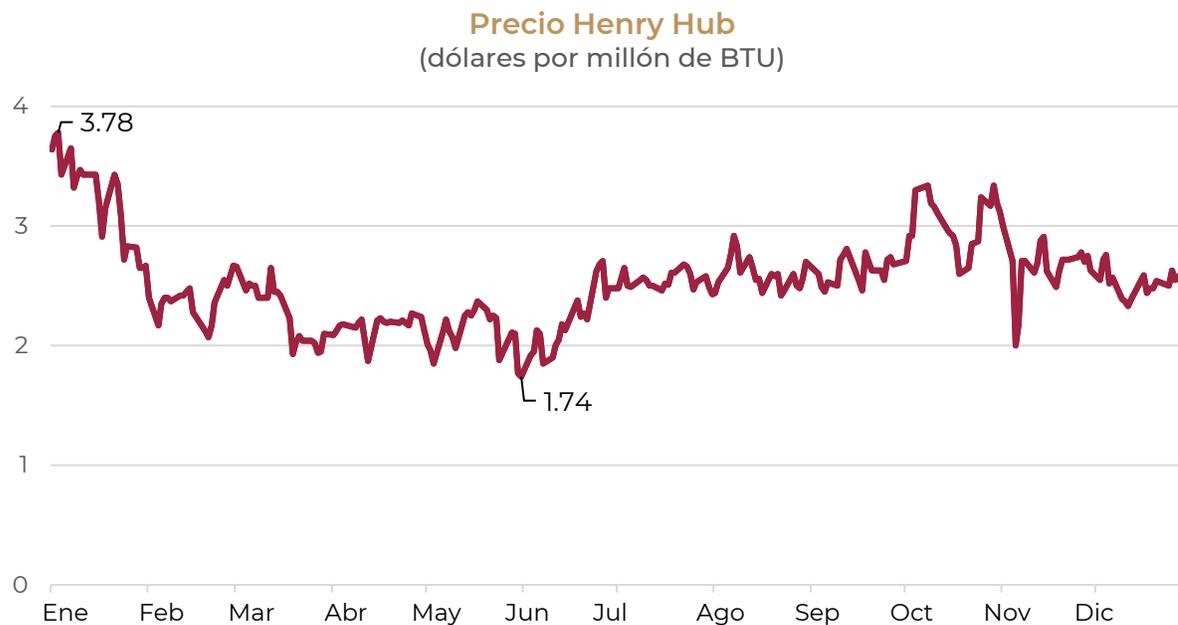
El precio del petróleo alcanzó el 14 de septiembre cotizaciones máximas: el crudo Brent se posicionó en 95.84 US\$/b y del WTI en 90.78, mientras que la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) alcanzó un máximo el 27 de septiembre en 89.43 US\$/b.



Precio Gas Natural

Los precios del gas Henry Hub durante 2023 presentaron una tendencia a la baja al promediar 2.53 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US\$/MMBtu), inferior en 3.92 US\$/MMBtu (60.8%) respecto al precio promedio de 2022, esto debido principalmente a la producción récord de gas natural en EU, que impulsó los precios más bajos en 2023, además de las temperaturas más cálidas en enero y febrero de 2023 que condujeron a un menor consumo. El precio más bajo se registró el 2 de junio con 1.74 US\$/MMBtu.

En sus Perspectivas Energéticas a Corto Plazo de diciembre, la Administración de Información Energética de EU (EIA) estima que la producción de gas natural seco de EU alcanzó una media récord de 104 miles de millones de pies cúbicos diarios (Bcf/d) en 2023, 4% más que la media anual de 2022.



En 2023 comenzó a exportarse una nueva calidad de crudo Zapoteco, el cual tiene una gravedad API entre 29° y 29.9° y aproximadamente un contenido de azufre de 2.51% en peso. Los cargamentos de crudo Zapoteco se exportan actualmente a través de la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios de Salina Cruz, en Oaxaca.

Adicionalmente, en julio 2023 reiniciaron las exportaciones de crudo Olmecca, las cuales habían sido suspendidas en 2017.

2.4 Estrategia y perspectivas

Marco estratégico

En diciembre de 2022, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027⁴ (Plan de Negocios 2023-2027); con esto, la estrategia de Pemex se vio actualizada en respuesta a una serie de eventos geopolíticos y de salud pública ocurridos en el pasado reciente.

De este modo, el Plan de Negocios 2023-2027 establece los objetivos y las metas del negocio, a cuyo cumplimiento, a partir de 2023, se enfocan los esfuerzos de la organización.

Los eventos geopolíticos como la guerra Rusia-Ucrania se combinaban con una evolución hacia condiciones prepandémicas, luego de los confinamientos y alteraciones de las cadenas globales de suministro, lo que generó volatilidad en los mercados internacionales e impactó la oferta y la demanda global de energía. Los cambios en el entorno de los últimos años confirman el objetivo del Estado Mexicano de avanzar hacia condiciones para fortalecer el sector energía y con esto, reducir la dependencia a mercados internacionales para abastecer la demanda interna de combustibles.

Manteniendo el enfoque en la recuperación de las capacidades productivas a lo largo de la cadena de valor, a partir de los logros y resultados alcanzados y en atención a las expectativas de grupos de interés de Pemex, la actualización de la estrategia permitió presentar de manera más visible los esfuerzos integrales de la empresa en su ruta hacia un desempeño sostenible.

Bajo la perspectiva planteada por el Gobierno de México, el Plan de Negocios 2023-2027 refrenda la Misión y la Visión de Pemex, asumiendo su carácter estratégico para fortalecer la seguridad energética de México:

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 el Plan de Negocios 2023-2027, Pemex mantiene la estrategia para atender en buena

⁴ Acuerdo CA-130/2022 de la Sesión 1002 Ordinaria del 13 de diciembre de 2022.

medida, la demanda de energía de la industria y la sociedad mexicana y continúa los esfuerzos para recuperar sus capacidades productivas e incrementar la eficiencia de sus operaciones y refuerza su enfoque en materia de responsabilidad social y gobernanza.

Bajo criterios de austeridad, eficiencia y sostenibilidad, el Plan de Negocios 2023-2027 mantiene la estrategia de control del endeudamiento y orienta los recursos financieros al desarrollo de proyectos productivos y al mismo tiempo aprovecha las oportunidades del apoyo del gobierno federal con decisiones financieras responsables.

Bajo estas bases, la perspectiva estratégica en exploración y producción considera las áreas con mayor potencial productivo y económico y, con el aprovechamiento de sus competencias técnicas, enfoca las actividades en áreas terrestres y aguas someras y en el desarrollo acelerado de campos; con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de sus asignaciones, continúa la implementación de procesos de recuperación secundaria.

En Transformación Industrial, la estrategia está orientada al incremento de la producción de petrolíferos de valor, con proyectos para fortalecer las capacidades productivas de la infraestructura de proceso y para maximizar el aprovechamiento de residuales. En la cadena de gas y petroquímica, entre otros, la estrategia se orienta al incremento de la disponibilidad de gas natural y a recuperar la capacidad de producción de amoníaco para fortalecer la cadena de fertilizantes.

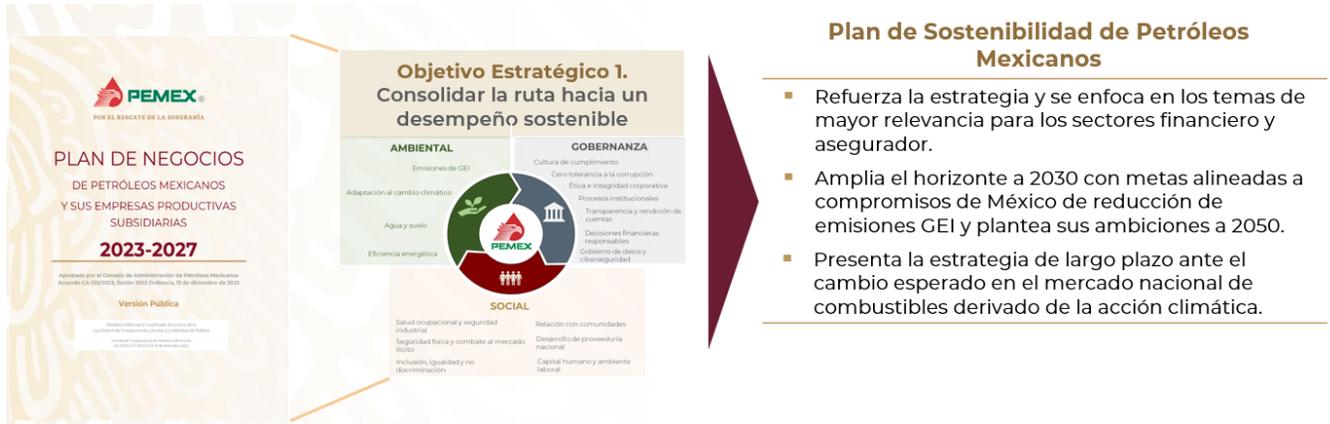
A través de su Plan de Negocios 2023-2027, Petróleos Mexicanos ratifica su compromiso con el Gobierno de México y, con una perspectiva de viabilidad, asume su rol estratégico en el rescate de la soberanía energética, como motor de un desarrollo económico y social sostenible.

Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos

En línea con el Plan de Negocios 2023-2027, durante 2023 la empresa trabajó en la elaboración de un plan de sostenibilidad que estableciera la estrategia para atender temas relacionados con el ambiente, la responsabilidad social y la gobernanza.

La elaboración del Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos implicó la participación de los responsables de las operaciones de la cadena de valor de Pemex, así como de las áreas corporativas con funciones relacionadas a los aspectos de conducción central y de actividades de responsabilidad social y gobernanza; los esfuerzos para alcanzar las definiciones y los alcances que el plan de sostenibilidad presenta, fueron acompañados con la experiencia y el conocimiento especializado de una firma consultora de reconocimiento internacional en asesorías en materia de sostenibilidad.

A partir del objetivo planteado en el Plan de Negocios 2023-2027 para consolidar la ruta hacia un desempeño sostenible, el Plan de Sostenibilidad se enfoca en fortalecer los temas de mayor relevancia para Pemex y sus grupos de interés, identificados por la firma consultora y evaluados en su materialidad a través de su metodología.



El Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos presenta metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que fueron planteadas en línea con los compromisos que el Gobierno de México ha asumido ante instancias internacionales en materia de acción climática; desde una perspectiva de viabilidad a largo plazo, plantea proyectos e iniciativas de transición energética. En el aspecto social, establece compromisos para mejorar el desempeño en seguridad industrial, así como acciones para generar impactos positivos y reforzar la relación con las comunidades. En materia de gobernanza, presenta el enfoque anticorrupción en el marco de la cultura de cumplimiento del programa Pemex Cumple.

El 15 de diciembre de 2023, la administración de Petróleos Mexicanos entregó al Comité de Sostenibilidad del Consejo de Administración la versión para revisión del documento, con el fin de obtener de sus miembros la opinión favorable al proyecto, requisito previo para conseguir la autorización del CAPEMEX y con ésta, la formalización del proyecto. Este proceso culminó el 1º de marzo de 2024 y, a partir de esa fecha, el Plan de Sostenibilidad fue publicado y la administración trabaja en la divulgación ante sus principales grupos de interés, como el sector financiero al exterior y, al interior de la empresa, a directivos y trabajadores.

3

EXPLORACIÓN Y **PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**



En 2023, 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. En 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 2023 se desarrollaron actividades exploratorias para incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos. Actualmente, la estrategia exploratoria está enfocada en las cuencas del Sureste. Adicionalmente, se intensifica la exploración y delimitación en campos maduros aledaños donde se cuenta con experiencia y cercanía a infraestructura para obtener producción temprana.

Se concluyeron 61 pozos exploratorios, de los cuales resultaron 17 productores, 14 productores no comerciales y 30 improductivos, lo que permitió una incorporación preliminar de reservas 3P por descubrimientos y delimitación en las Cuencas del Sureste, del orden de 350 MMbpce.

Adicionalmente a los descubrimientos del periodo, se evaluaron recursos contingentes del orden de 2.4 MMbpce con los pozos Nayu-1 y Rancho Nuevo-301. Finalmente, al 31 de enero de 2024 se cuenta con siete pozos exploratorios productores que aportan hasta 34.4 Mbd a la producción temprana, con una producción acumulada de 1.06 MMbpce.

En las Cuencas del Sureste, en su porción marina, se reportaron cinco pozos exploratorios que incorporaron reservas: Etkal-201, Macuil-101, Macuil-201 y Tentok-1, así como el pozo de limitador Tlalkivak-1DEL.

El total de reserva 3P que se estima se incorpora, en las Cuencas del Sureste porción marina, es del orden de 118.1 MMbpce, el desglose de la incorporación 3P correspondiente de cada uno de estos pozos se puede ver en el cuadro siguiente:

CUENCA SURESTE MARINA	
Pozos productores	Recurso descubierto (MMbpce)
Etkal-201	54.4
Macuil-101	24.1
Macuil-201	14.4
Tentok-1	5.5
Tlalkivak-1DEL	19.7
Total	118.1

En la porción terrestre se perforaron cinco pozos exploratorios que incorporaron reservas: Platao-1, Obba-1, Bakte-1, Techiktli-1 y Yawa-1. Se estima una incorporación de reservas 3P del orden de 231.6 MMbpce. En el siguiente cuadro se muestra la reserva incorporada:

CUENCAS TERRESTRES	
Pozos productores	Recurso descubierto (MMbpce)
Bakte-1 ¹	172.9
Platao-1	40.6
Obba-1	8.7
Techiktli-1 ²	7.9
Yawa-1	1.7
Total	231.6

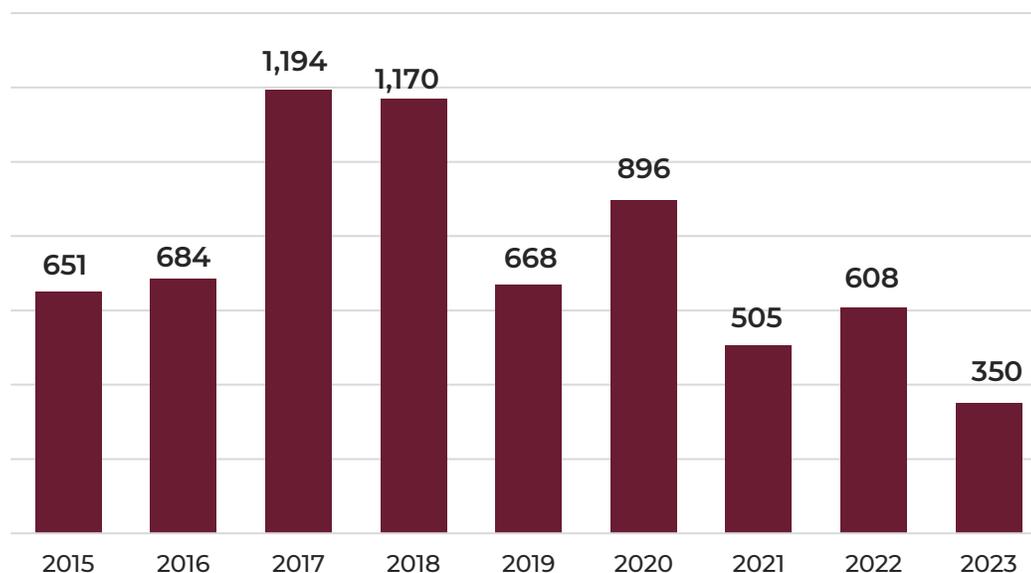
1 En terminación

2 Cretácico superior en evaluación

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

En ese contexto, para el 2023 se estima una incorporación por actividad exploratoria de reservas 3P total del orden de 349.7 MMbpce.

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



Nota: Dato Pemex. Para 2020, 2021 y 2022 son datos Pemex (las cifras oficiales de la CNH son 792.9 MMbpce, 16.1 MMbpce y 516.1 MMbpce, respectivamente). Para 2023 es información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

Estos resultados fueron 63.2% 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 2023	Variación % 2023 observado vs meta
	2022 ¹	2023 ²		
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)	608	350	≥950	-63.2% ↓

1 Para 2022 es dato de Pemex, considera campos en proceso de registro por la CNH. La cifra oficial de la CNH es 516.1 MMbpce.

2 Información en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la CNH.

La incorporación de reservas 3P por actividad exploratoria realizada en 2023 se estima en 349.7 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo.

Campos nuevos

Respecto a la estrategia de incorporación de campos nuevos, en 2023 Pemex ha logrado incorporar con éxito 11 campos nuevos, de los cuales cuatro son marinos y siete son terrestres, como se describe a continuación:

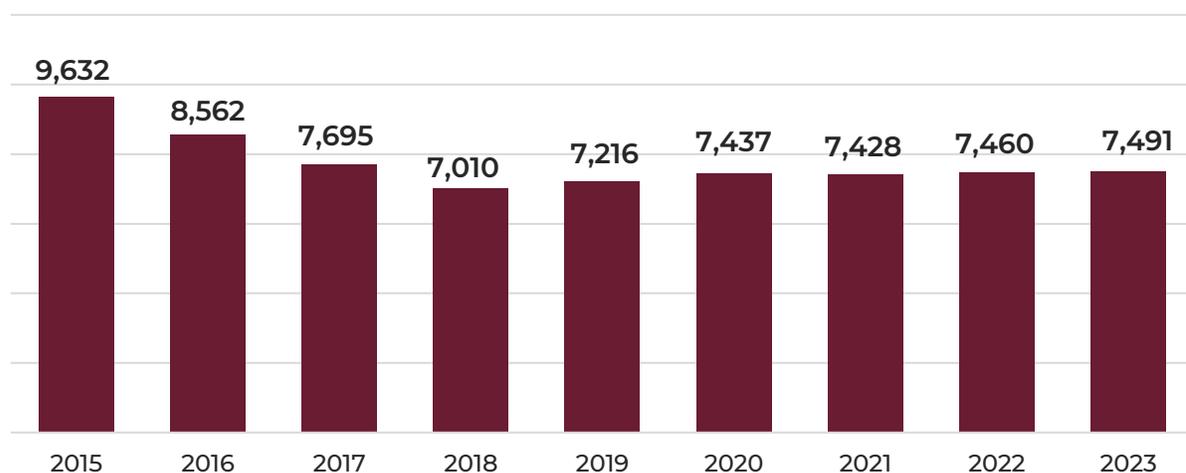
Año de autorización	Asignación	Campo documentado	Estatus	Ubicación
2023	AE-0149-M-UCHUKIL	Atoyatl	PT aprobado	Marino
2023	AE-0175-2M-CHUYAN	Kela-1DL	PT aprobado	Terrestre
2023	AE-0141-2M-COMALCALCO	Platao	PT aprobado	Terrestre
2023	AE-0130-M-LLAVE	Asiki-1EXP	PT aprobado	Terrestre
2023	AE-0141-2M-Comalcalc	Cibix-401EX	PT aprobado	Terrestre
2023	AE-0151-M - UCHUKIL	Xolot	PT aprobado	Marino
2023	AE-0138-2M-Cuichapa y AE-0143-2M-Comalcalco	Chucox-101EXP	PT aprobado	Terrestre
2023	AE-0060-5M - Mezcalapa-10	Valeriana	PT aprobado	Terrestre
2023	AE-0141-2M - COMALCALCO y AE-0142-3M - COMALCALCO	Xinich-1EXP	PT aprobado	Terrestre
2023	AE-0151-M - UCHUKIL	Pokché-NE	PT aprobado	Marino
2023	AE-0151-M - UCHUKI	Xanab SE	PT aprobado	Marino

PT: Programa de transición.

Reservas

Las actividades realizadas en 2023 en materia exploratoria permitieron incorporar aproximadamente 23.2 MMbpce de reservas probadas. Al 1º de enero de 2024, del total de las reservas 1P de la Nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 7,491.1 MMbpce. La relación reserva-producción para reservas probadas fue de 8.1 años. Las reservas 1P, 2P y 3P se encuentran en el proceso de revisión por 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 año¹ (millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Nota: Dato Pemex. De 2020 a 2022; los datos oficiales de la CNH son 7,319.5 MMbpce, 7,328.5 MMbpce y 7,448.0 MMbpce, respectivamente. Para 2023 es información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2024

	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	7,491.1	5,301.6	64.9	536.5	1,565.3	11,288.0	8,141.2
Aguas profundas	239.4	114.9	2.2	0.0	99.6	708.7	517.9
Aguas someras	4,204.3	3,458.1	13.1	338.2	394.8	3,460.5	2,053.3
Campos terrestres	3,047.5	1,728.6	49.6	198.3	1,071.0	7,118.7	5,570.0

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 2023, las reservas probadas 1P fueron modificadas principalmente por la extracción de la producción, la cual alcanzó 920.7 MMbpce. Este volumen fue compensado por reservas probadas generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones, que en su conjunto ascendieron a 951.4 MMbpce; con ello, se obtuvo una tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P de 103.3%, valor que continúa con una tendencia favorable en los últimos años.

El valor positivo de 951.4 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas por actividad exploratoria de 23.2 MMbpce; y al incremento de 928.2 MMbpce por concepto de desarrollo y revisiones al comportamiento de los campos; dicho incremento en las reservas probadas se ubicó principalmente en: Ixachi, Akal, Trion, Maloob, Zaa, May y Koban. Por otro lado, se tuvieron decrementos principalmente en los campos Quesqui, Ku y Balam.

3.2 Producción de hidrocarburos líquidos y gas natural

En 2023 se tuvo una tendencia positiva en la producción de hidrocarburos líquidos, al promediar 1,875.4 miles de barriles diarios (Mbd), volumen superior en 5.1% al producido en 2022, 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. Todo esto 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, sin contabilizar el nitrógeno, la producción alcanzó 4,060.4 (MMpcd). Este resultado fue mayor en 3.0% al registrado en 2022. Al igual que en la producción de crudo, se ha logrado revertir la tendencia a la baja en la producción de gas hidrocarburo, principalmente por la aportación de pozos con alta relación gas-aceite de los campos Quesqui y Tupilco Profundo en la Región Sur, del campo Ixachi en la Región Norte y del campo Koban en la Región Marina Suroeste.

Producción de hidrocarburos			
	2022	2023	Variación %
Producción de hidrocarburos líquidos (Mbd) ¹	1,784.6	1,875.4	5.1%
Gas natural (MMpcd) ²	4,767.9	4,967.0	4.2%
Gas hidrocarburo (MMpcd) ³	3,940.9	4,060.4	3.0%
Asociado ³	2,728.5	2,149.3	-21.2%
No asociado	1,212.4	1,911.1	57.6%

1 Incluye producción de socios y condensados.

2 Incluye producción de socios, nitrógeno y CO₂.

3 No incluye nitrógeno.

En el Plan de Negocios 2023-2027 se planteó una meta de 1,966 Mbd para la producción de líquidos. El volumen alcanzado fue 1,855 Mbd (no incluye la producción de socios), lo que resultó en 5.7% menor a la meta establecida.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2023	Variación % 2023 observado vs meta
	2022	2023		
Producción de líquidos (Mbd) ¹	1,764	1,855	1,966	-5.7 ↓

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

El costo total de hidrocarburos al cierre preliminar del año 2023 alcanzó 31.53 US\$/bpce, incluye la inversión por descubrimiento, desarrollo e infraestructura de transporte. Por otro lado, es importante mencionar que se alcanzó un costo de producción (gasto de operación más derechos de extracción más impuesto por la actividad, dividido entre el número de barriles producidos) de 14.52 US\$/bpce.

Con respecto al año 2022, el costo total de hidrocarburos se incrementó en un 1.9%, al pasar de 30.93 US\$/bpce a 31.53 US\$/bpce, siendo las principales causas de desviación las inversiones en estudios, pozos exploratorios y de desarrollo, así como su infraestructura.

Por lo que respecta al costo de producción, éste tuvo un decremento de 3.28 US\$/bpce, asociado principalmente al pago de derechos de extracción de hidrocarburos, ante la disminución del precio del petróleo de la mezcla mexicana, que en 2022 promedió 89.39 US\$/barril y en 2023 bajó a 71.16 US\$/barril.

Comportamiento de los principales activos de producción⁵

Ku-Maloob-Zaap, aportó 616 Mbd de crudo y 315 MMpcd de gas hidrocarburo, 33% y 8%, respectivamente, de la producción nacional. Las actividades desarrolladas en este Activo fueron: terminación de 15 pozos, la ejecución de 29 reparaciones mayores, 108 reparaciones menores y 144 estimulaciones.

Activo Litoral de Tabasco produjo 327 Mbd de hidrocarburos líquidos (18% de la producción nacional) y 576 MMpcd de gas (14% de la producción nacional). Además se llevó a cabo la terminación de 27 pozos, seis reparaciones mayores, 33 reparaciones menores y 19 estimulaciones.

Activo Bellota-Jujo, aportó 364 Mbd de crudo y 909 MMpcd de gas hidrocarburo, 20% y 23%, respectivamente, de la producción nacional. Las actividades desarrolladas en este activo fueron: terminación de 28 pozos y la ejecución de cuatro reparaciones mayores, 61 reparaciones menores y 58 estimulaciones.

Cantarell contribuyó a la producción nacional con 164 Mbd de crudo y 447 MMpcd de gas hidrocarburo, 9% y 11%, respectivamente. Este campo se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada. Se terminaron ocho pozos, 86 reparaciones menores y 13 estimulaciones a pozos.

El Activo Abkatún-Pol-Chuc incorporó 126 Mbd de hidrocarburos líquidos, así como 345 MMpcd de gas, con un aporte de 7% en crudo y 9% en gas de la producción nacional. Se terminó un pozo, una reparación mayor, 16 reparaciones menores y 25 estimulaciones.

El desempeño de los 26 proyectos de gran magnitud para PEP al cuarto trimestre de 2023 (preliminar), muestran una generación de valor económico a valor presente neto de 263,589 millones de dólares y 59,786 millones de dólares antes y después de impuestos, respectivamente.



⁵ La producción nacional a que se hace referencia no considera la producción de Socios.

#	Proyecto CEI	Aceite /Cond. (MMb)	Gas (MMMpc)	Costo / Bpce
1	Ixachi	771	6,398	5.7
2	Quesqui	434	2,381	7.9
3	Integral Chuc	834	1,981	23.1
4	Kayab	494	53	16.5
5	Ayatsil	2,199	164	9.7
6	CE Ek-Balam	292	71	20.5
7	Proyecto Tsimin-Xux	262	1,329	14.7
8	Zaap	279	177	20.5
9	Maloob	638	285	23.8
10	Crudo Ligerio Marino	291	894	19.0
11	Yaxche	307	130	21.1
12	Aceite Terciario del Golfo	1,024	2,025	36.0
13	Pit	471	57	30.7
14	Integral Veracruz	98	878	14.2
15	Integral Complejo Antonio J. Bermúdez	210	284	24.9
16	Mulach	160	61	21.1
17	Poza Rica	281	398	33.4
18	Tekel	212	23	13.9
19	Xikin	72	92	21.5
20	Integral Jujo-Tecominoacán	53	188	26.2
21	Ixtal - Manik	100	159	24.2
22	Utsil	143	14	16.1
23	Tamaulipas Constituciones	123	162	28.3
24	Burgos	29	3,177	17.0
25	Ku	114	528	30.2
26	Cantarell	1,826	3,279	26.5
TOTAL GENERAL		11,716	25,187	21.0

Al cierre del cuarto trimestre de 2023 (preliminar) los 28 proyectos de desarrollo de Nuevos Campos alcanzaron el 56% de la producción programada a la fecha en Petróleo Crudo Equivalente (PCE).

Núm.	Campo	PCE a la fecha de corte (MMbpce)		Inversión	
		Planeado	Real	Caso de negocio @ 2023 (MM\$)	Ejercido al corte (MM\$)
1	Esah	34	5	10,925	4,446
2	Cheek	17	24	6,303	4,053
3	Cahua	10	3	6,256	5,204
4	Uchbal	7	3	6,504	2,121
5	Manik NW	16	10	5,431	4,944
6	Teekit Profundo	9	4	10,921	6,269
7	Cibix	8	11	9,487	2,280
8	Hok	24	2	6,437	3,517
9	Octli	16	17	6,210	5,828
10	Tlacame	20	17	14,189	8,822
11	Tetl	17	4	12,296	6,282
12	Koban	22	27	9,587	8,662
13	Suuk	12	0	11,465	5,614
14	Itta	23	17	16,594	7,385
15	Tlamatini	22	10	12,497	6,434
16	Teca	14	6	18,503	10,813
17	Tupilco Profundo	40	48	29,177	7,736
18	Racemosa	14	8	4,096	1,590
19	Paki	2	0	2,908	0
20	Pokche	49	25	21,391	15,848
21	Tlalkivak	3	1	6,184	2,096
22	Akal-NW	1	1	9,101	638
23	Pokche-NE	1	1	7,295	2,949
24	Xanab-SE	3	2	5,711	690
25	Camatl	1	1	6,233	881
26	Actul	0	0	1,968	0
27	Xinich	0	0	2,084	0
28	Valeriana	64	3	6,281	0
		452	251	266,032	125,103

PCE = Petróleo Crudo Equivalente

3.3 Contratos y asociaciones

Durante 2023 PEP apoyó sus operaciones con 31 contratos, siendo 21 Contratos de Exploración y Producción (CEE), ocho Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) y dos Contratos de Obra Pública Financiada (COPF). 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 (21)	35.2	121.7	8	41	494	5 / 2	1,089	1322.1	9003.7
Exploración (14)	-	-	-	-	-	-	-	-	7,600
Explotación (7)	35.2	121.7	8	41		43 / 2	1,089	1322.1	1403.7
CIEP (8)	8.5	16.5	11	41	470	32 / 34	1,622	433.9	508.9
COPF (2)	1.4	38.4	2	5	135	7 / 0	304	237.9	469.4

1. Producción total por contrato.

2. Estación de compresión.

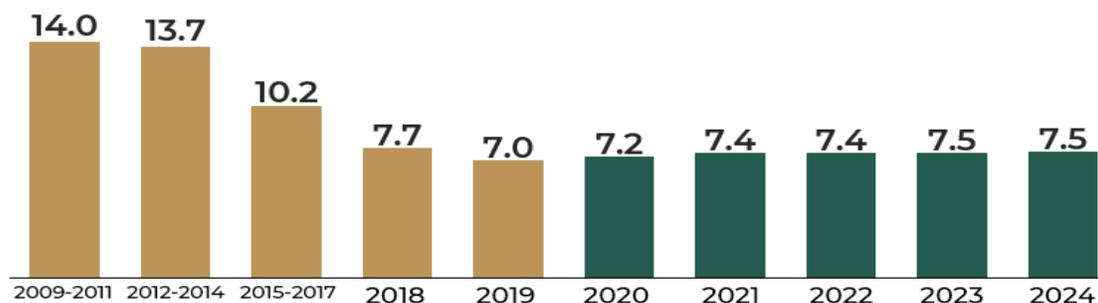
3. Datos preliminares.

Resultados de la presente administración

La optimización de la explotación de los campos maduros, la incorporación temprana de pozos exploratorios a la producción y el aceleramiento del desarrollo de los campos nuevos ha permitido revertir la tendencia declinante y se ha logrado un crecimiento en la producción.

Estabilización y crecimiento de la reserva probada (1P)

Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente

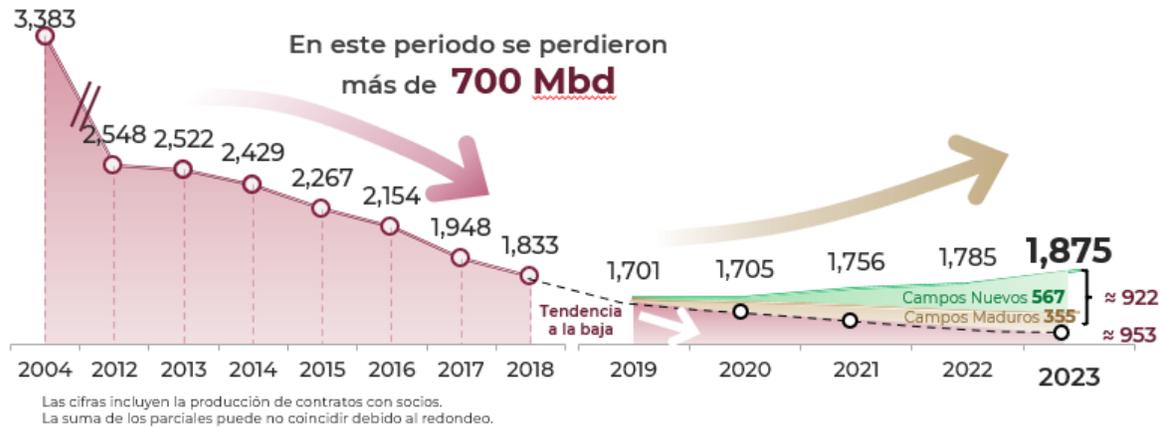


Cifras al primero de enero de cada año. Para 2024 dato estimado.

La producción se estabilizó y la tendencia es positiva, como se muestra en el siguiente gráfico:

Estabilización y crecimiento en la producción de hidrocarburos líquidos

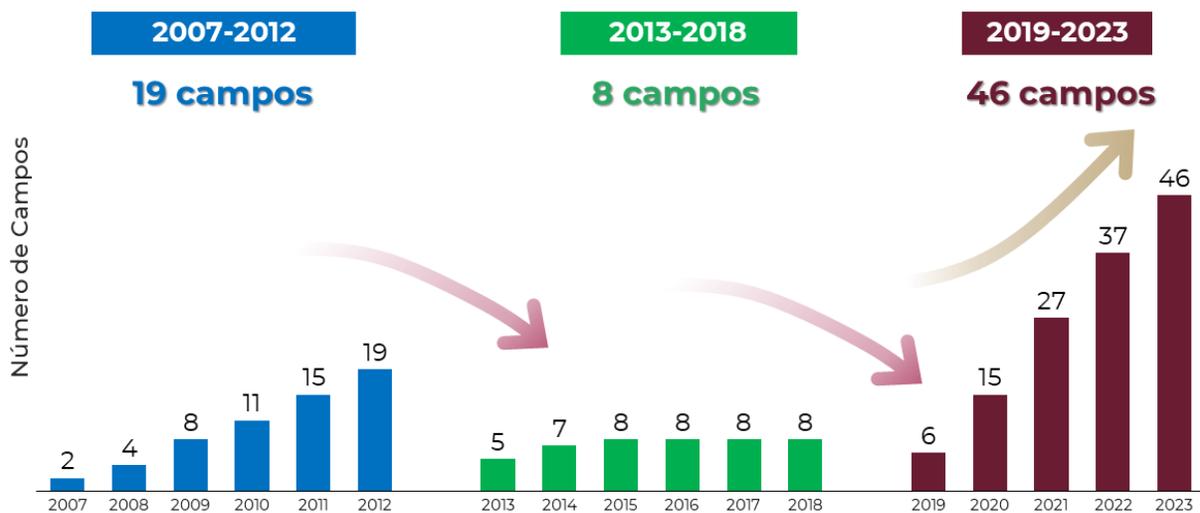
Miles de barriles diarios



En los últimos cinco años se logró estabilizar e incrementar el volumen de reservas probadas, con un enfoque en la actividad de exploración en áreas terrestres y aguas someras, lo que disminuye los tiempos entre el descubrimiento y la producción y con ello el desarrollo de campos nuevos.

La incorporación de campos en esta administración.

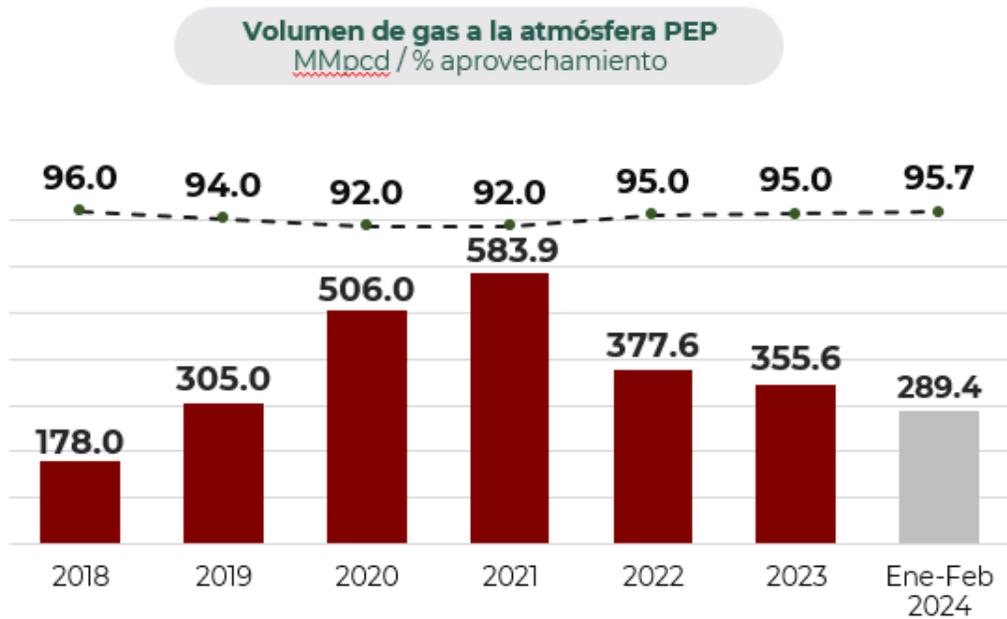
Comparación de la incorporación de Nuevos Campos por sexenios



En aprovechamiento de gas los resultados fueron los siguientes:

Aprovechamiento de Gas enviado a la atmósfera
Volumen de gas a la atmósfera PEP
 MMpcd / % aprovechamiento

Con respecto a 2021, en 2023 se **incrementó el aprovechamiento de gas en tres puntos porcentuales**



4

REFINACIÓN, **PROCESO DE GAS Y PETROQUÍMICA**



En 2023, Pemex Transformación Industrial continuó la ejecución del programa de rehabilitaciones del Sistema Nacional de Refinación. El proceso de crudo promedió 792 Mbd, volumen 2.9% inferior al alcanzado en 2022 y significó un incremento de casi 34% respecto al crudo procesado en 2019, al inicio de esta administración. En promedio, el indicador de ocupación del Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue 48.3%. Destacan las refinerías de Tula y Salina Cruz con un proceso de crudo de casi 185 Mbd en promedio durante 2023.

Los petrolíferos en Pemex Transformación Industrial tuvieron un comportamiento similar, al promediar 893.8⁶ Mbd, siendo los destilados los de mayor volumen con 423.3 Mbd, lo que representó una disminución de 6% con relación a 2022.

4.1 Transformación industrial

Pemex mantuvo, durante 2023, la mejora de la infraestructura de transformación industrial para aumentar la producción de petrolíferos en alineación con el objeto de obtener soberanía energética.

En 2023 el proceso de crudo se ubicó en 792 miles de barriles por día (Mbd), las refinerías de Tula, Salina Cruz y Minatitlán fueron las refinerías con mejor desempeño operativo, con lo que registraron procesamientos de crudo de 190.9 Mbd, 178.2 Mbd y 115.9 Mbd, respectivamente.

⁶ Incluye gas licuado, excepto 2.8 Mbd de gas licuado de PEP.

Las refinerías de Madero y Salamanca registraron disminuciones de 22.4 Mbd y 16.9 Mbd, respectivamente, para el caso de la refinería de Madero, la disminución se explica principalmente porque los trabajos de rehabilitación programados se prolongaron en las plantas combinadas, mientras que en la refinería de Salamanca se debió a problemas operativos en sus plantas primarias y combinadas. Estas refinerías, que registraron menores niveles de proceso, a partir de diciembre de 2023 están operando con normalidad, por lo que en dicho mes el proceso de crudo se ubicó en 822.9 Mbd, el mejor resultado mensual del segundo semestre del año. En marzo de 2024, se registró un incremento en el nivel de procesamiento que alcanzó 1,063 Mbd, resultado que muestra una tendencia al alza.

Proceso de crudo (miles de barriles diarios)			
Concepto	2022	2023	Variación %
Crudo	815.8	792.0	-2.9
Pesado	413.2	380.6	-7.9
Superligero, ligero y otros	402.6	411.4	2.2

Producción de petrolíferos

En 2023, la producción de productos petrolíferos en el SNR fue 786.1⁷ Mbd, de los cuales la producción de destilados fue de 415.4 Mbd, volumen menor en 5.8% con respecto a 2022. En este comportamiento la producción fue: Tula con 106.5 Mbd, Salina Cruz con 84.7 Mbd, Cadeyeta con 79.6 Mbd, Salamanca con 63.1 Mbd, Minatitlán con 50.5 Mbd y Madero con 31 Mbd.

Producción petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación (miles de barriles diarios)			
Concepto	2022	2023	Variación %
Petrolíferos ¹	813.2	786.1	-3.3
Gasolinas ²	261.5	244.2	-6.6
Diésel	146.4	134.8	-7.9
Turbosina	33.1	36.3	9.8
Combustóleo	258.3	260.3	0.8
Otros petrolíferos ³	114.0	110.5	-3.1

1. No incluye gas licuado.

2. Incluye gasolinas del crudo. No incluye las gasolinas provenientes de Cangrejera por 8.0 Mbd en 2023 y 9.5 Mbd en 2022.

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

7 No incluye gas licuado.

Proceso de gas

Durante 2023, el proceso de gas húmedo fue de 2,632.8 MMpcd, de los cuales 2,289.0 MMpcd fueron de gas húmedo amargo y 343.8 MMpcd de gas húmedo dulce.

Cabe resaltar que, la entrega de gas del campo Quesqui alcanzó una producción de alrededor de 687 MMpcd en 2023, con lo que el procesamiento de gas húmedo amargo en el complejo procesador de gas Cactus fue de 1,276.8 MMpcd, volumen superior en 105.7 MMpcd y 9% con respecto a 2022.

Proceso en plantas de gas (millones de pies cúbicos diarios)			
Concepto	2022	2023	Variación %
Gas húmedo total	2,770.2	2,632.8	-5.0
Gas húmedo amargo	2,392.0	2,289.0	-4.3
Gas húmedo dulce	378.2	343.8	-9.1
Condensados ¹ (Mbd)	12.8	10.7	-16.9

1. Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Por su parte, el proceso de condensados en los complejos procesadores de gas promedió 10.7 Mbd, volumen inferior en 2.2 Mbd al registrado en 2022, debido principalmente a una menor entrega de condensados amargos y dulces de PEP.

Durante 2023, la producción de gas seco de los complejos procesadores de gas se ubicó en 2,073 MMpcd; en este volumen de producción, el complejo procesador de gas Cactus contribuyó con 568.3 MMpcd, lo que representó un mayor volumen en 73.3 MMpcd; es decir, 14.8% respecto a 2022.

Respecto a la recuperación de líquidos del gas natural, ésta registró un aumento de 11.8 Mbd con respecto a 2022, lo que se explica por una mayor eficiencia en la recuperación de líquidos, resultado de la reparación y puesta en operación de equipo dinámico en plantas criogénicas y al suministro constante de propano refrigerante en los complejos procesadores de gas durante 2023.

En 2023, la producción de aromáticos y derivados se ubicó en 412.5 miles de toneladas (Mt), volumen inferior en 33.8 Mt al registrado en 2022, debido a los trabajos de mantenimiento y rehabilitación en febrero y marzo, en la planta de reformación catalítica (CCR) del Complejo Petroquímico La Cangrejera y a que estuvo fuera de operación del 30 de julio al 28 de diciembre por trabajos de reparación en sus componentes internos.

La producción total de azufre se ubicó en 216.9 Mt, inferior en 73.3 Mt con respecto a 2022. En este resultado influyeron principalmente la menor producción de azufre en el Complejo Procesador de gas Ciudad Pemex y en la refinería de Madero.

La producción de etileno y derivados durante 2023 fue de 703.5 Mt, superior en 47.8 Mt con relación a 2022, lo que se explica por la mayor disponibilidad de materia prima para las plantas de etileno y derivados y un mayor tiempo de operación de la planta Swing de poli-etileno lineal de baja densidad (PELBD) en el Complejo Petroquímico Morelos.

Producción de gas y aromáticos			
Concepto	2022	2023	Variación %
Gas natural ¹ (MMpcd)	2,279.8	2,073.0	-9.1
Gas licuado ² (Mbd)	92.2	102.3	11.0
Etano (Mbd)	45.8	46.9	2.3
Gasolinas naturales ³ (Mbd)	32.5	33.1	1.9
Azufre ⁴ (Mt)	290.1	216.9	-25.3
Materia prima para negro de humo (Mt)	93.2	56.4	-39.5
Propileno de SNR (Mt)	213.3	135.3	-36.6
Metanol (Mt)	137.5	115.7	-15.9
Aromáticos y derivados ⁵ (Mt)	446.3	412.5	-7.6
Otros petroquímicos ⁶ (Mt)	276.7	244.6	-11.6

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 de la CCR Cangrejera, butanos, especialidades petroquímicas, heptano, hexano, líquidos de BTX, pentanos, gas nafta y nafta pesada.

Producción de etileno y derivados			
Concepto	2022	2023	Variación %
Etileno y derivados ¹ (Mt)	655.7	703.5	7.3
Etileno	151.7	173.1	14.1
Glicoles	2.5	1.8	-28.6
Óxido de etileno	77.5	64.7	-16.4
Polietilenos	48.2	52.5	8.8
Otros ²	375.9	411.5	9.5

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, líquidos de pirólisis, nitrógeno, oxígeno y subproductos polietileno, hidrógeno de las plantas de etileno de los CPQ Morelos y Cosoleacaque.

Producción de amoníaco

En 2023, la planta de amoníaco VI, del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, alcanzó una producción de 605.1 Mt, de las cuales 206.4 Mt son de amoníaco y 398.7 Mt de anhídrido carbónico. La producción registrada se explica porque se decidió realizar un paro programado en dicha planta para realizar una reparación menor en abril de 2023 y aprovechar el paro de la planta de urea no. 1 de Pro-Agroindustrias. El 4 de agosto la planta operó nuevamente; sin embargo, el 9 de septiembre se realizó un paro adicional, motivado por una libranza eléctrica a solicitud del Centro Nacional de Control de Energía y de la Comisión Federal de Electricidad. Es importante señalar que el 23 de septiembre inició el proceso de arranque y para el cuarto trimestre de 2023 esta planta operó de manera continua y estable donde la producción de amoníaco se ubicó en 84.8 Mt.

Concepto	2022	2023	Variación %
Producción (Mt)	745.1	605.1	-18.8
Amoníaco	277.8	206.4	-25.7
Anhídrido carbónico	467.3	398.7	-14.7

Fertilizantes para el Bienestar

A partir del 2021 Petróleos Mexicanos inició con la rehabilitación de los complejos Cosoleacaque (amoníaco), Pro-Agroindustria (urea) y Lázaro Cárdenas (fosfatados), a fin de mantener la continuidad operativa e incrementar la oferta nacional de fertilizantes, que permitiera seguir cumpliendo con el compromiso de entrega de fertilizantes a la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (SADER), iniciado en 2019.

Dichas acciones posibilitaron que de 2021 a 2023, la producción de fertilizantes tuviera un incremento del 24%, lo que permitió a Pemex entregar a la SADER el fertilizante requerido en este período.

A partir de 2023 la cobertura del Programa del Gobierno Federal "Fertilizantes para el Bienestar" se amplió de nueve estados a todo el país, lo que implicó que Petróleos Mexicanos implementara la logística y operación necesarias para cumplir con el compromiso de entrega a la SADER de 988 mil toneladas de fertilizantes.

Con estas acciones, Pemex contribuyó al suministro de los fertilizantes requeridos para los pequeños productores del país.

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 fue de 48.3%, cifra inferior en 1.5 puntos porcentuales a la registrada en 2022, lo que se explica principalmente porque durante el segundo semestre del año los trabajos de ejecución del programa de rehabilitaciones del SNR se prolongaron más de lo esperado, aunado a problemas operativos y de desalojo de producto. Las refinerías con una ocupación superior al promedio fueron Tula con 60.6% y Salina Cruz con 54%.
- El rendimiento de destilados durante 2023 fue de 52.4%, cifra inferior en 1.6 puntos porcentuales respecto a 2022. En este resultado, las refinerías que registraron un rendimiento de destilados por arriba del promedio del SNR fueron Cadereyta, Salamanca y Tula, al ubicarse en 67.1%, 56% y 55.8%, respectivamente.
- El Índice de Consumo Energético (ICE) en el SNR durante 2023 registró una disminución de 0.014 Gigajoules por barril de crudo procesado (GJ/b) en comparación con 2022, lo que representó una mejora de 2%. Este comportamiento representa una disminución de emisiones de CO₂ equivalente de 1.676 MMton y también cumple con la meta establecida para 2023 de 0.771 GJ/b, conforme a las disposiciones generales de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).
- La utilización de las plantas de endulzamiento de gas fue de 50.6%, inferior en 2.3 puntos porcentuales con respecto al cierre de 2022, como consecuencia de la menor disponibilidad de gas húmedo amargo de PEP.
- El indicador de recuperación de propano en complejos procesadores de gas se ubicó en 83.2%, cifra superior en 4.6 puntos porcentuales con respecto a 2022. Destaca el comportamiento del complejo procesador de gas La Venta, ya que mejoró en 22.7 puntos porcentuales, impulsado por la disponibilidad de propano refrigerante en este centro de trabajo, situación opuesta a la que se presentó durante 2022, cuando los problemas con el suministro del refrigerante deterioraron al indicador.
- El indicador de autoconsumo en el procesamiento de gas natural se ubicó en 5.5%, este resultado representa una mejora en 0.2 puntos porcentuales con respecto a 2022.
- La utilización de la Planta de reformación catalítica continua (CCR) en el complejo petroquímico La Cangrejera durante 2023 promedió 27.4%, cifra inferior en 6.9 puntos porcentuales comparado con 2022, como consecuencia de trabajos de mantenimiento y rehabilitación realizados en febrero y marzo, aunado a que la planta estuvo fuera de operación del 30 de julio al 28 de diciembre.
- La utilización de la planta de metanol no. 2 en el complejo petroquímico Independencia promedió 69.1%, cifra inferior en 13 puntos porcentuales comparado con 2022. Esta variación se explica principalmente a que durante seis meses la planta operó a baja carga por altos inventarios de producto.

- La utilización de plantas en el complejo petroquímico La Cangrejera fue de 15%, superior en 10 puntos porcentuales en comparación con 2022, por un mayor tiempo de operación. En el complejo petroquímico Morelos la utilización fue de 20.4%, inferior en 4.2 puntos porcentuales con respecto al cierre de 2022. Este comportamiento se explica porque la planta de etileno de este centro de trabajo no operó durante 2023, lo que afectó la utilización de plantas.
- La utilización de la capacidad de la planta de amoníaco VI del complejo petroquímico Cosoleacaque se ubicó en 43%, cifra inferior en 14.9 puntos porcentuales a la registrada en 2022. Este comportamiento se explica por el paro programado y la libranza eléctrica ocurrida.
- El factor de insumo gas natural-amoníaco durante 2023 fue de 37.28 MMBtu de gas natural por tonelada de amoníaco producido, lo que representa una disminución en la eficiencia de 16.2% con respecto a 2022, debido principalmente a la reparación menor y la libranza realizadas, aunado a los arranques y estabilización de la planta que provocaron mayores consumos de gas.

Adicionalmente, otro factor que afectó la eficiencia de hornos y calentadores fueron las condiciones de los catalizadores utilizados en el proceso para producir amoníaco. Cabe destacar que durante el paro para la reparación menor de la planta de amoníaco VI del complejo petroquímico Cosoleacaque, se realizó el cambio de catalizadores.

Indicadores de desempeño operativo de PTRI (Porcentaje)				
Concepto	2022	2023	Variación ¹	Referencia Internacional
Ocupación en refinerías del SNR	49.7	48.3	-1.5	76.3 ³
Rendimiento de destilados ²	54.0	52.4	-1.6	80.5 ³
Índice de consumo energético, GJ/b *	0.684	0.670	-2.0	---
Endulzamiento de gas	52.9	50.6	-2.3	---
Recuperación de propano en CPG	78.6	83.2	4.6	95
Autoconsumo en procesamiento de gas natural	5.7	5.5	-0.2	<6.0
Planta CCR (aromáticos)	34.3	27.4	-6.9	---
Planta metanol (petroquímicos)	82.1	69.1	-13.0	---
Plantas de etileno y derivados (Cangrejera)	4.9	15.0	10.0	---
Plantas de etileno y derivados (Morelos)	24.6 ⁵	20.4	-4.2	---
Utilización de la capacidad de plantas de amoníaco ⁴	57.9	43.0	-14.9	---
Factor de insumo gas natural-amoníaco, MMBtu/ton	32.10	37.28	16.2	---

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. Durante enero-diciembre de 2023, se concluyeron trabajos de rehabilitación en 88 plantas de proceso, del total 20 rehabilitaciones son mayores y 68 menores; al cierre de 2023, se encontraban en ejecución siete rehabilitaciones en plantas de proceso. También se ejecutaron rehabilitaciones en 13 tanques de almacenamiento y en 66 servicios principales.

El programa de rehabilitaciones continuará centrando la atención en restituir la integridad mecánica de las plantas de procesamiento, los servicios principales y en tanques de almacenamiento.

Proyecto Nueva Refinería en Dos Bocas, Tabasco denominada Refinería Olmeca

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (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, como parte del Planteamiento Estratégico Institucional.

El CAPEMEX, en sesión del 10 de agosto de 2022 y mediante Acuerdo CA-092/2022, aprobó el cambio de monto y alcance del proyecto de la refinería Olmeca.

Durante 2023, dicha refinería estuvo en etapa de pruebas y desde el 29 de junio se comenzó a transportar crudo, se iniciaron las pruebas programadas a partir del 1º de julio y en septiembre se alimentaron 246,677 barriles provenientes de la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB). Adicionalmente y de acuerdo con el programa, al 31 de diciembre de 2023, se reportan los siguientes avances:

- La planta combinada se encuentra en estabilización.
- Están por concluir las pruebas de las plantas: coquizadora, hidrotratadora de destilados intermedios, hidrotratadora de naftas, hidrotratadora de gasóleos, reformadora de naftas, catalítica (FCC), alquilación, isomerizadora de butanos (iC4), isomerizadora de pentanos-hexanos (iC5/iC6), de aguas amargas, unidad recuperadora de amina, planta de tratamiento y recuperación de gases, planta recuperadora de azufre y productora de hidrógeno.
- En el caso particular de cogeneración, ya se encuentra produciendo 25 toneladas/hora de vapor y 43 MW de energía eléctrica.

Resultados operativos de la refinería Pemex Deer Park

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023, la refinería Pemex Deer Park (Deer Park) procesó 259 Mbd de crudo fresco y 43 Mbd de otras materias primas, principalmente gasóleo de vacío utilizado para complementar la carga a la unidad de desintegración catalítica (FCC), para un total de 302 Mbd de materias primas procesadas.

En este periodo elaboró 126 Mbd de gasolinas y componentes, 90 Mbd de diésel, 23 Mbd de turbosina, 11 Mbd de aromáticos y 52 Mbd de otros productos, principalmente coque, líquidos del gas y materias primas para petroquímica. El total de productos elaborados en el ejercicio totalizó 301 Mbd.

Durante 2023 se continuó con el procesamiento de crudo mexicano Maya e Istmo como parte de la dieta base de Deer Park, así como el envío de productos a México para apoyar el abasto nacional de petrolíferos. La integración operativa entre la refinería y los sistemas de producción y transporte en México se realizó vía marítima desde los muelles propios de la refinería, sin que se registraran incidentes en estas operaciones.

Entre abril y mayo se ejecutaron de forma exitosa las reparaciones mayores conforme al programa establecido y se avanzó en las tareas de planeación y preparación de las reparaciones mayores a ser ejecutadas en 2024 conforme al ciclo de cada unidad de proceso; asimismo, se continuaron realizando actividades de inversión para reforzar la integridad de los activos, reemplazar los equipos al final de su vida útil y catalizadores de lecho fijo.

Para los primeros 24 meses de operación como parte de Pemex, la refinería reporta un resultado neto acumulado por 1,535 millones de dólares americanos y un flujo de efectivo de operaciones de 2,343 millones de dólares americanos. La refinería no reportaba un resultado de esta magnitud desde 2007 y por segundo año consecutivo cierra un ejercicio sin deuda.

Este resultado fue posible gracias a la estabilización de su operación, aprovechando las condiciones del mercado de refinación. Si bien se registró una reducción en la generación efectivo entre el primer y segundo año, éste se encuentra principalmente asociado a las condiciones del mercado de refinación, siendo que la utilización y disponibilidad de la capacidad de destilación equivalente se mantuvo en el mismo nivel.

Los resultados en materia de seguridad han mantenido una tendencia positiva respecto del desempeño histórico, registrando los mejores dos años en materia de incidentes de seguridad en los últimos 10 años. A continuación, se presentan los principales indicadores en materia de seguridad, confiabilidad y estadísticas de producción para los primeros dos años de operación de Deer Park como filial de Pemex.

	2022	2023
Lesiones registrables	4	3
Incidentes seguridad de procesos (API Tier 1) ¹	2	5
Proceso de crudo, Mbd	277	259
Elaboración de combustibles de transporte, Mbd	247	239
Utilización, %	80	81
Disponibilidad, %	91	92

1. API Tier 1: Pérdida de contención primaria, que consiste en la liberación no planificada o incontrolada de cualquier material de la contención primaria, incluidos los materiales no tóxicos y no inflamables (por ejemplo, vapor, condensado caliente, nitrógeno, CO₂ comprimido o aire comprimido).

En 2023, la refinería de Deer Park bajo la operación de Pemex obtuvo la Certificación *Energy Star* por parte de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés) como reconocimiento de su desempeño en materia de eficiencia energética, situándose en el primer cuartil entre todas las refinerías de Estados Unidos de América (EUA) y Canadá.

El programa *Energy Star* ha sido desarrollado por la EPA como un medio para promover la eficiencia energética de productos, servicios e instalaciones industriales. En promedio las instalaciones certificadas tienen un consumo energético 35% menor y 35% menos emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Avance en proyectos de inversión

PTRI tiene a su cargo la ejecución de diversos proyectos de inversión. A diciembre de 2023, la situación fue la siguiente:

Aprovechamiento de residuales en la refinería Miguel Hidalgo en Tula: En la sesión 970 extraordinaria del CAPEMEX, celebrada el 20 de abril de 2021, mediante Acuerdo CA-046/2021, se 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 nuevas, cuatro plantas de servicios nuevas, la modernización y rehabilitación de siete 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 la sesión 977 extraordinaria del CAPEMEX, celebrada el 19 de agosto de 2021, mediante Acuerdo CA-086/2021, se aprobó la estrategia de financiamiento del proyecto.

El 26 de agosto de 2022 se formalizó un contrato de prestación de servicios entre Pemex Transformación Industrial y PTI-ID, que tiene como objeto la prestación de servicios para llevar a cabo todas las acciones necesarias para la ejecución del proyecto, por cuenta y orden de Pemex TRI.

Al 31 de diciembre de 2023 el avance general del proyecto fue de 79.4%; este avance considera los trabajos previamente ejecutados. La planta de coquización retardada registra un avance del 97.5%.

Aprovechamiento de Residuales en la refinería de Salina Cruz: El proyecto 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, para obtener naftas ligera y pesada, diésel ultra bajo azufre y gasóleo pesado hidrotratado.

El CAPEMEX instruyó a la Administración de Pemex a realizar las transferencias de recursos del Gobierno Federal a la filial PTI-ID. En tanto la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determina la fuente de financiamiento del proyecto, autorizó a PTI-ID la contratación de un crédito puente, con la banca de desarrollo nacional.

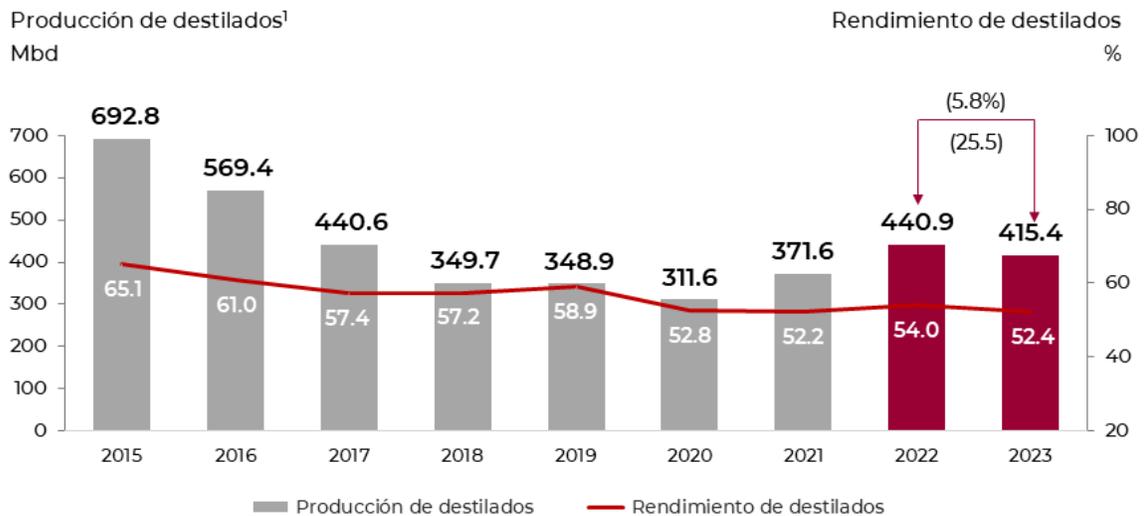
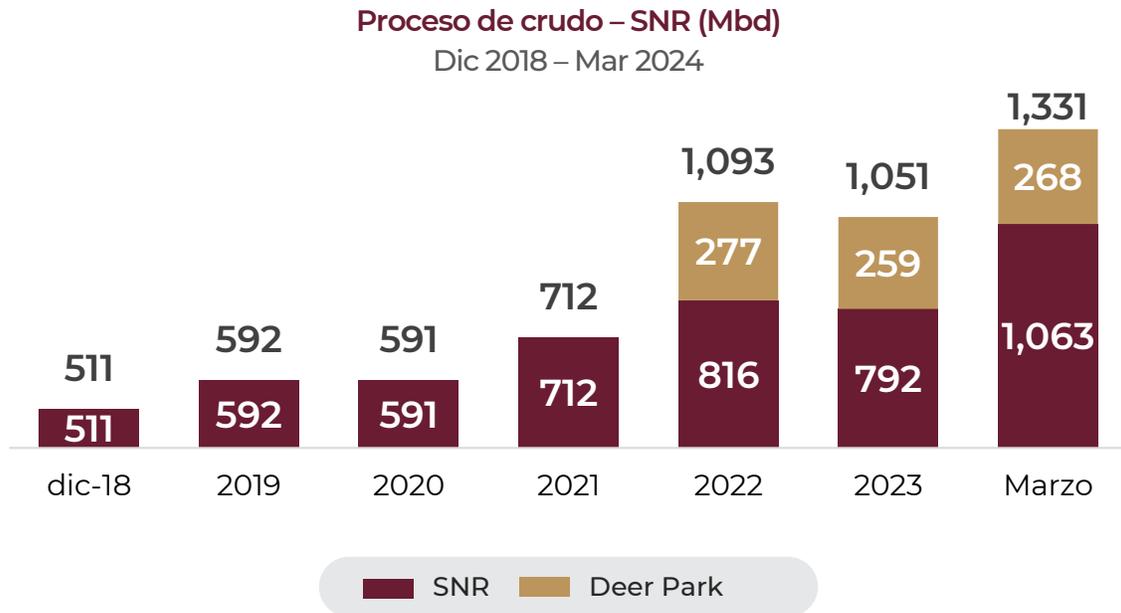
Posteriormente, mediante acuerdo CA-120/2022 del 19 de octubre de 2022, el CAPEMEX autorizó definitivamente el proyecto, así como su estrategia de ejecución. Al 31 de diciembre de 2023 el avance físico del contrato fue de 28.6%, conforme a lo programado.

Los retos que Pemex Transformación Industrial tiene para el año 2024 son:

Continuar fortaleciendo el desempeño operativo de las refinerías con el programa de rehabilitaciones del SNR; estabilizar la operación de la Refinería Olmeca; continuar los proyectos de aprovechamiento de residuales de Tula y de Salina Cruz; continuar la atención a los riesgos críticos en plantas de proceso de los complejos procesadores de gas, con énfasis en los mantenimientos y la rehabilitación; continuar reforzando la estrategia comercial para conservar y recuperar el mercado de gasolinas, diésel, gas natural, gas licuado y amoníaco; aprovechamiento de la capacidad instalada de las plantas de petroquímica secundaria, asegurando su confiabilidad operativa.

Resultados de la presente administración

En el periodo 2019-2023 se trabajó en rehabilitar las refinerías Cadereyta, Madero, Minatitlán, Tula, Salamanca y Salina Cruz, con lo que el proceso de crudo pasó de 612 mil barriles diarios, en 2018, a 792 mil barriles al cierre de 2023. En los primeros meses de 2024 se está procesando en promedio 945 mil barriles. Además, se encuentra en construcción la coquizadora de Salina Cruz.

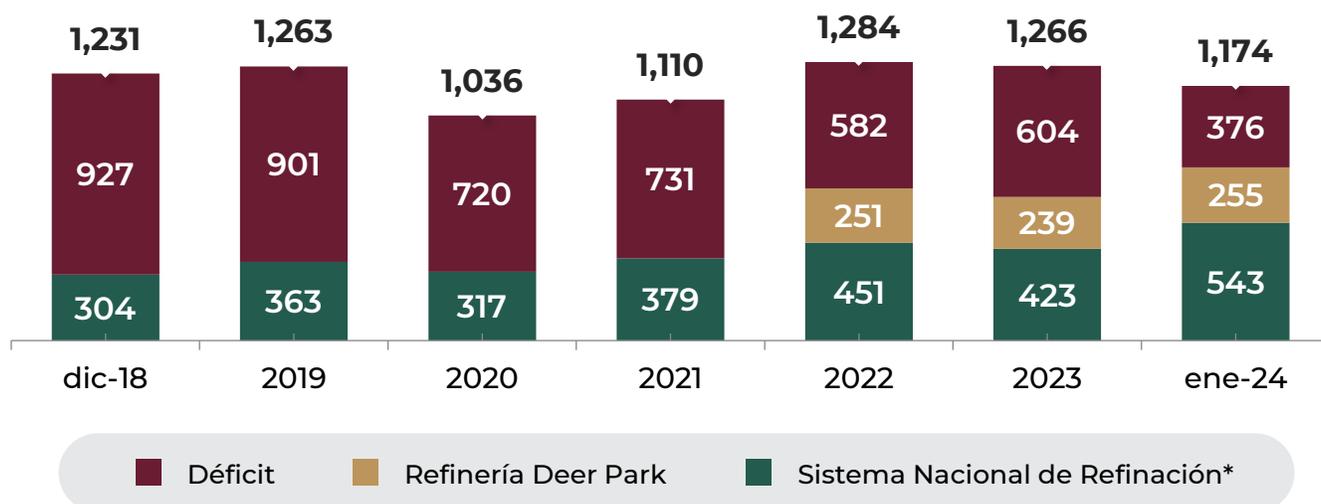


1. Considera gasolinas del crudo, turbosinas y diésel.

En 2022 se adquirió la refinería Deer Park y en este sexenio se construyó la refinería Olmeca, con el fin de lograr la autosuficiencia de combustibles en el país.

Evolución y proyección del déficit de combustibles (gasolina, diésel y turbosina)

Miles de barriles diarios, Mbd

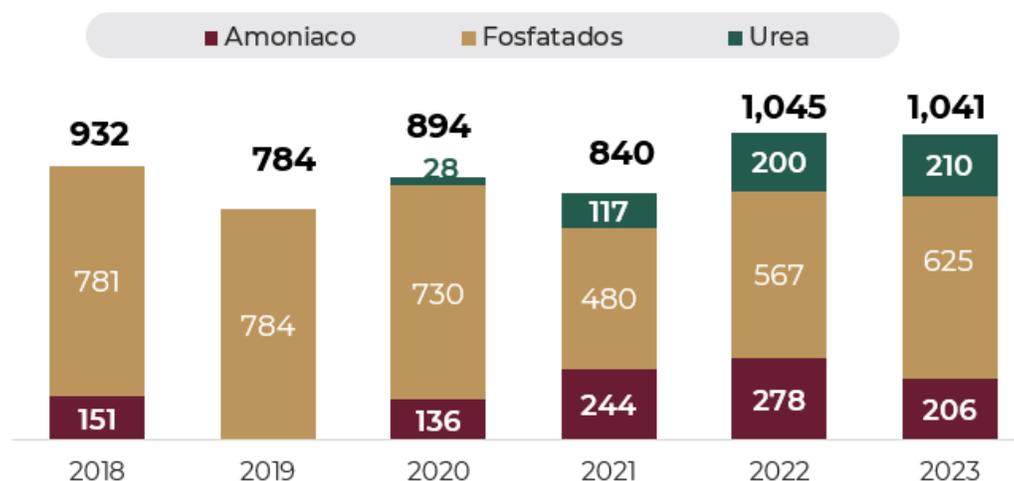


Al cierre del 2018 la infraestructura de Petróleos Mexicanos para la producción de fertilizantes estaba integrada por seis plantas de amoníaco deterioradas y sin operar, dos plantas de urea sin operar y una planta de fertilizantes fosfatados.

Con las inversiones realizadas en la rehabilitación de estas plantas, se logró que en el 2020 entrara en operación una planta de amoníaco y una planta de urea que llevaba 21 años sin operar.

Producción de fertilizantes

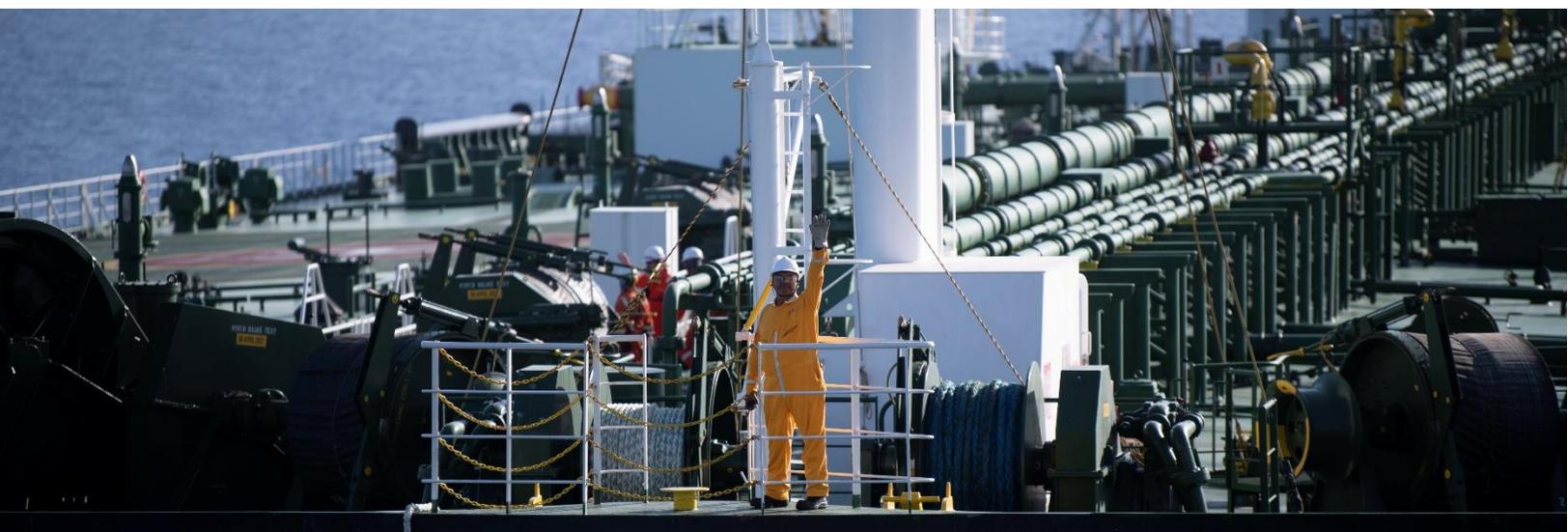
Miles de toneladas producidas 2018-2023





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

Pemex Logística presta el servicio de transporte de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos y GLP; así como otros servicios relacionados a Petróleos Mexicanos, principalmente a Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción.

Mediante los sistemas de ductos se transportaron un total de 2,082 Mbd, mayor 7.5% a 2022; en el transporte marítimo por buque tanque, se transportaron un total de 166 Mbd, un 4.9% más que el año previo y para el transporte terrestre por auto tanque y carro tanque en conjunto transportaron un total de 451 Mbd menor en 0.7%.

Transporte de crudo, petrolíferos y petroquímicos			
Miles de barriles diarios			
Transporte	2022	2023	Var. %
Ducto	1,936	2,082	7.5
Terrestre	454	451	-0.7
Marítimo	158	166	4.9
Total	2,548	2,699	5.9

Resultados operativos

En 2023, Pemex Logística prestó servicios de operación y mantenimiento, para lo cual se realizaron las actividades que se presentan a continuación:

El programa de inspección interior con equipo instrumentado presentó un total de 11,108.4 kilómetros de ductos inspeccionados, con lo cual, se pudieron identificar 2,655 indicaciones tipo "Espesor Cero", mismas que fueron verificadas y/o inhabilitadas.

Reforzamiento en las franjas de seguridad con la instalación de concreto hidráulico en zonas de alta incidencia de tomas clandestinas, en los sistemas de transporte por ducto: Tuxpan - Azcapotzalco, GLP Cactus - Guadalajara, Tula - Toluca, Tula - Azcapotzalco, Tula - Salamanca, Tuxpan - Tula y Cadereyta - Brownsville, con un avance de 191 km.

Atención al deslave crítico en el Río San Marcos, donde se alojan los poliductos de 14" y 18" y el oleoducto de 24", km 47+324, en Xicotepec de Juárez, Puebla; así como del deslave por emergencia en el km 279+900 del poliducto de 16" Salamanca - Guadalajara, en el Río Mazatepec.

Rehabilitación de los oleoductos Nuevo Teapa - Madero - Cadereyta (L1) y (L2) de 24" Ø en atención al Riesgo Crítico PLOG-A-2021-146-A.

Respecto a Riesgos Críticos Ambientales, se llevó a cabo la atención siguiente:

- Caracterización y remediación por derrame de hidrocarburos en la TAD Salina Cruz y el Derecho de Vía (DDV) del Sector de Ductos Salina Cruz.
- Caracterización y remediación por derrame de hidrocarburos en el oleoducto de 24" Ø, Sistema Nuevo Teapa - Madero - Cadereyta (L2), km 304+000.
- Caracterización y remediación por derrame de hidrocarburos en el poliducto 12"-10" Ø Sistema Madero-Cadereyta, km 485+763.14.
- Caracterización y remediación por derrame de hidrocarburos en el poliducto 12"-10" Ø Sistema Madero - Cadereyta, km 201+425.80.

Se restableció la condición operativa y se incorporaron al servicio, el Chalán Pemex 583 y el Remolcador Pemex XLVI, en la Residencia de Almacenamiento y Servicios Portuarios (RASP) Lerma, Campeche, a fin de incrementar las operaciones de descarga de gasolina mediante la modalidad Buque-Chalán.

Con relación al Caso de Mantenimiento para el Centro de Reparaciones Navales (CERENAV) 2023-2027 se realizó la construcción de una compuerta para el dique seco, así como, la rehabilitación y mantenimiento de diversas naves y módulos, con avances del 11% y 71.3% respectivamente.

Atención al riesgo relacionado con ductos playeros de gasolina y diésel en Progreso Mérida, realizando la interconexión que genera seguridad en el suministro en la Península de Yucatán.

Almacenamiento

En almacenamiento en terminales, para 2023 se recibieron un total de 2,307 Mbd en promedio mensual; es decir, 1.2% más que en 2022 en el que se reportaron 2,279 Mbd promedio mensual; con esto, se tiene acumulado una capacidad recuperada de 2.2 MMb con la implementación de la estrategia de recuperación de capacidad de almacenamiento para gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo y otros; y se alcanza una tasa máxima de inventario total de 12 MMb durante el mes de mayo, superando los 11.4 MMb alcanzados en 2022 en el mes de noviembre.

Transporte

Se dio continuidad a la Estrategia de Recuperación de Mercado mediante la implementación de arrendamiento de autotransporte entre PTRI, I.I.I. Servicios, S.A. de C.V. y Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A de C.V., con el 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*.

Recepción de 1,800 autos tanque en arrendamiento para las operaciones de reparto y traspaso de productos, realizando 1,570,850 viajes con un volumen de 197.5 MMb.

Reparación del "Oleoducto de 12" Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Cacalilao a Refinería Fco. I. Madero km 26+600", mediante instalación de envoltentes metálicas en zona aleadaña a Rio Pánuco con alto nivel freático.

Se atendieron hallazgos de integridad mecánica, resultados de inspecciones y reparaciones por administración, consistentes en:

- Reparación del gasoducto Pandura-Jaujal, para un acumulado de 630 metros reparados y un avance del 78% en indicaciones con pérdida $\geq 80\%$ y un avance del 37% en indicaciones con pérdida de espesor entre el 50 y 79%.
- Reparación del ducto de gasolina Cali-Entronque. Comitas de 6"Ø x 22.5 km con cuatro hallazgos con pérdida $\geq 80\%$ mediante la sustitución de 30.32 metros de tubería, restituyendo TVR a cinco años.
- Atención de seis hallazgos relevantes de Hallazgos de Integridad Mecánica (HIM) ubicados en los sistemas de gas combustible, desfogue y agua contraincendios, en el Centro de Proceso y Transporte de Gas (CPTG) Atasta.

Confiabilidad Operacional y Seguridad Física.

Efectividad de los planes de mantenimiento y reparaciones con un 81% de equipos de alta confiabilidad (95 de 117).

En materia de Integridad Mecánica se redujo a 32 las pérdidas de contención, (18 menos que en 2022), a partir de la ejecución de las campañas de inspección.

Incremento en las capacidades operativas del Sistema de Transporte Aceite Terrestre Sur de 1,820 a 2,198 Mbd mediante la inspección de ductos, principalmente de los corredores Jujo-Paredón-Misterio y Nudo Cárdenas-Santa Cecilia.

Robustecimiento de controles volumétricos en los Sistemas de Transporte de Logística Primaria, mediante la rehabilitación de la infraestructura de medición, registro en el SITRAC y monitoreo.

Logros económicos

Se prestaron servicios a través de contratos de operación y mantenimiento a otras EPS y terceros por 1,231 MM\$ en el ejercicio 2023.

A partir de junio de 2023, 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 de la transferencia de propiedad del FPSO Yúum K´ak´Náab (El Señor del Mar) de la empresa noruega BW *Offshore* a Petróleos Mexicanos, generando un ingreso de 126.7 MM\$ al cierre de 2023.

Obtención de ingresos extraordinarios por 24.2 MM\$ para Pemex Logística por concepto de reparación dos embarcaciones en el Centro de Reparaciones Navales (CERENAV): el ARM Papaloapan propiedad de la Secretaría de Marina (SEMAR) y el FPSO Blue Phoenix propiedad de BME *Shipping II*.

En lo concerniente a los servicios de remolque prestados por Pemex Logística a través de los remolcadores Pemex Tarahumara y Pemex Totonaca, en el puerto de Dos Bocas, Tabasco; durante el 4to trimestre del 2023, se obtuvo un incremento de servicios realizados con un total de 111 movimientos en relación con el 2022, el cual corresponde a un monto total de 8.75 MM\$ facturados.

En lo relativo a los servicios de asistencia contratados por Pemex Exploración y Producción, y prestados por Pemex Logística a través del Buque Abastecedor Pemex Tlaloc en el puerto de Dos Bocas, Tabasco; durante el 2022 se obtuvo un ingreso de 6.8 millones de dólares y un acumulado en el 2023 por 7.1 millones de dólares.

En lo referente a los servicios de asistencia prestados por el FSO Ta ´ Kuntah durante 2023, se obtuvo un ingreso por 50.7 MM\$, adicionales a 60.8 MM\$ percibidos en 2022, concluyendo el contrato el pasado mes de noviembre.

Estrategia para combatir el mercado ilícito de combustibles

En los sistemas de transporte por ducto, se inhabilitaron 14,459 tomas clandestinas (10,314 afectaron a poliductos; 2,470 a GLP ductos; 1,655 a oleoductos y 20 a ductos de gas natural); para el mismo periodo del 2022 se inhabilitaron 13,832 tomas clandestinas, lo que representó un incremento del 4.53% respecto del año anterior.

Se cuenta con monitoreo en tiempo real y sistema de alertamiento en 6,371.6 km de ductos identificados como estratégicos para la operación; así mismo, derivado del incremento en el transporte por ducto, se prevé una meta de 7,714.9 km para 2024.

Estrategias de mitigación:

Vigilancia con Fuerzas Federales, Salvaguarda Estratégica y Guardia Nacional en ductos de mayor incidencia. En 2023 el sistema emitió en promedio 59 alertas por día.

Ejecución del “Procedimiento para aplicar los criterios a seguir, cuando se presenten variaciones de condiciones de operación en los sistemas de transporte por ducto” PGO-040 (operación intermitente de ductos).

Monitoreo de sistemas de ductos (detección de fugas).

Corridas de diablos con equipos instrumentados “espesor cero”.

Protección física en ductos con alta incidencia de tomas clandestinas (encofrados).

Cuadrillas dedicadas a la atención de tomas clandestinas.

Personal en los C5 de los Estados de Hidalgo, Puebla, México y Nuevo León.

Estrategia conjunta con PTRI para el transporte terrestre alternativo.

Calibración de los sistemas de medición en ductos, llenaderas, descargaderas y tanques de almacenamiento, así como evaluaciones metrológicas.

Equipos para atención y reacción inmediata (retroexcavadoras).

Modernización y rehabilitación de sitios SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).

Adquisición de accesorios y materiales para atención e inhabilitación inmediata y permanente de tomas clandestinas.

Suministro e inyección de nitrógeno para inertizado de ductos suspendidos y ductos con alto riesgo de sustracción.

Permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía (SENER)

Al cierre de 2023, se cuenta con un total de 153 permisos:

- 149 para los servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.
- Uno para la generación de energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento y uno de cogeneración de energía eléctrica, otorgados por la Comisión Reguladora de Energía.
- Dos permisos otorgados por la Secretaría de Energía (SENER) para tratamiento de petróleo.

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 (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-Ocidente. • 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). • Cuatro 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. • Un permiso de cogeneración de energía eléctrica (TMDB).

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 logística de Pemex Logística.

Al cierre de 2023, se tiene pendiente realizar pruebas satisfactorias de crudo maya con el Oleoducto de 24" Nuevo Teapa – Minatitlán y las actividades inherentes a las inspecciones de integridad mecánica que estarían por iniciar primeramente en el Oleoducto de 30" y posteriormente en el Oleoducto de 48" en Nuevo Teapa – Salina Cruz.

Mantenimiento integral de la flota mayor

Respecto a la flota mayor se realizó el mantenimiento al buque tanque Ignacio Allende, la reparación del buque tanque Vicente Guerrero II, los buques tanque Miguel Hidalgo y Jaguarundi con avances del 99% y 57%, respectivamente. Los buques tanque Kukulcán, José María Morelos II y Bicentenario, mediante inspección submarina y trabajos de renovación de acero acreditaron la Inspección Intermedia de Clase.

Temporadas abiertas

Durante el 2023 no se celebraron temporadas abiertas para asignación de capacidad en ninguno de los sistemas de Pemex Logística.

Plan emergente de abasto de combustibles

Reparto de Transportistas

Para el abasto oportuno de combustibles, se adicionó el servicio de entrega de producto a través de autos tanque propiedad de terceros directamente a Estaciones de Servicio (EES), realizándose 203 viajes con los que se movilizaron 73,625 barriles en el 2023, equivalente al 28% del total movilizado en el 2022 que fue del orden de 262,897 barriles.

Transporte SEDENA

Se emplean autos tanque arrendados por Pemex Logística, operados y custodiados por el personal adscrito a la Secretaría de la Defensa Nacional; estos autos tanque transportan actualmente el 13% del volumen total de traspaos por este medio. En 2023, en promedio se transportó un total de 45.7 Mbd contra 48.1 Mbd en 2022, lo que representa una reducción del 5%, lo cual se reduce en un ahorro por la utilización de este servicio.

Ducto Tupilco – Los Sapos

Se firmó el contrato de conexión entre Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción para conectar el ducto Tupilco - Los Sapos al sistema de transporte de gas húmedo amargo por ducto “Gas Marino Mesozoico”. Con esta conexión se incrementará el volumen a transportar en dicho sistema hasta en 113 MMpcd provenientes de la producción del Campo Tupilco Profundo asociado a la asignación AE-0140-2M-Comalcalco.

Para 2024 se proyecta aumentar la capacidad de transporte del Oleoducto de 48” Nuevo Teapa – Salina Cruz; continuar con las estrategias de mitigación de desviación volumétrica, mediante la operación controlada de los Sistemas de Transporte por Ducto; con la entrada en operación de la Refinería Olmeca, se buscará incrementar la infraestructura de la flota mayor y menor de Pemex Logística, para cumplir con el programa de desalojo de producción de gasolinas y diésel, satisfaciendo la demanda a nivel nacional.



5.2 Comercialización

Durante 2023, Pemex Transformación Industrial comercializó 1,145.6 Mbd de petrolíferos, volumen inferior en 17.7 Mbd (1.5%) al reportado en 2022. Del total de las ventas, las de Pemex Magna fueron de 531.2 Mbd, la de diésel 286.8 Mbd y las de Pemex Premium de 121.9 Mbd.

Volumen de las ventas internas de Pemex Transformación Industrial ¹				
Concepto	2022	2023	Variación	
			%	absoluta
Petrolíferos (Mbd)	1,163.3	1,145.6	(1.5)	(17.7)
Gasolinas	670.9	653.5	(2.6)	(17.5)
Diésel	304.2	286.8	(5.7)	(17.4)
Turbosina	87.6	90.5	3.3	2.9
Combustóleo	68.3	74.8	9.6	6.6
Otros ¹	32.3	39.9	23.7	7.7
Gas natural (MMpcd)	1,125.5	1,190.8	5.8	65.3
GLP (Mbd)	158.6	165.4	4.3	6.9
Etano ² (Mbd)	28.4	29.9	5.4	1.5
Gasolinas naturales (Mbd)	1.7	2.3	37.6	0.6
Materia prima para negro de humo (Mt)	93.3	56.3	(39.6)	(37.0)
Propileno en SNR ³ (Mt)	190.1	126.0	(33.7)	(64.1)
Azufre (Mt)	294.7	219.5	(25.5)	(75.2)
Metanol (Mt)	68.9	80.4	16.6	11.5
Aromáticos y derivados (Mt)	77.8	79.5	2.2	1.7
Glicoles (Mt)	2.5	1.8	(28.7)	(0.7)
Óxido de etileno (Mt)	77.5	58.5	(24.5)	(19.0)
Polietilenos (Mt)	49.6	65.8	32.5	16.1
Amoníaco (Mt)	401.3	372.1	(7.3)	(29.1)
Anhídrido carbónico (Mt) ⁴	315.9	278.4	(11.9)	(37.5)
Otros petroquímicos (Mt) ⁵	67.6	63.4	(6.2)	(4.2)
Otros de etileno y derivados ⁶	30.3	22.3	(26.3)	(8.0)

1. Incluye coque, asfaltos, lubricantes básicos y parafinas.

2. Representa las ventas a Braskem-IDESIA.

3. Integra el propileno grado refinería y químico.

4. Del CPQ Cosoleacaque.

5. Especialidades petroquímicas, gas nafta, heptano, hexano, pentano, butanos, propano y aceite gastado.

6. Integra, propileno grado polímero, anhídrido carbónico del CPQ Morelos, ceras polietilénicas y oxígeno.

El volumen de ventas de turbosina se ubicó en 90.5 Mbd, superior en 2.9 Mbd (3.3%) respecto al año previo, lo que lo ubica como el mejor año del que se tiene registro en cuanto a comercialización de este combustible. En el mismo sentido, es de destacar que las ventas de turbosina alcanzaron su nivel máximo histórico mensual en diciembre de 2023, al ubicarse en 100.4 Mbd.

Las ventas internas de combustóleo fueron de 74.8 Mbd, cantidad superior en 6.6 Mbd (9.6%) a la registrada en 2022, el incremento se debe a los requerimientos por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Recuperación de mercado interno.

Mediante la estrategia de recuperar participación en el mercado de gasolinas y diésel, se emprendieron acciones para recobrar paulatinamente estaciones de servicio cuyo franquiciatario es diferente a la marca Pemex. En ese sentido, a finales de 2023 se alcanzó la cifra de 7,034 estaciones de servicio con la imagen Pemex, revirtiendo con ello la tendencia de los años anteriores y que ahora es al alza.



Las ventas internas de gas natural registraron 1,190.8 MMpcd, cifra superior en 65.3 MMpcd (5.8%) con relación a 2022, este comportamiento se explica por mayores ventas bajo los esquemas Ventas de Primera Mano, Comercial y Productores Independientes de Energía, lo cuales tuvieron incrementos de 53.5 MMpcd (27.7%), 6.5 MMpcd (1.5%) y 5.3 MMpcd (1%), respectivamente.

Los incrementos en las ventas internas de gas natural son resultado de la estrategia comercial para recuperar y atraer nuevos clientes a la cartera de Pemex TRI. Cabe destacar que, con la aplicación de dicha estrategia, el volumen de ventas alcanzado en 2023 representa el mejor resultado anual de los últimos tres años.

En 2023, las ventas internas de gas licuado alcanzaron 165.4 Mbd, cifra superior en 4.3% (6.9 Mbd) a las reportadas en 2022, lo que se explica principalmente por la estrategia comercial, consistente en mejorar las condiciones de precios para incentivar la demanda.

Las ventas totales de etano se ubicaron en 29.9 Mbd, cifra superior en 1.5 Mbd (5.4%) a las registradas en 2022. De manera similar las ventas de gasolinas naturales promediaron 2.3 Mbd, con un incremento de 0.6 Mbd (37.6%) con respecto a 2022. Estos comportamientos se explican por el incremento en la producción de líquidos del gas natural, comentada previamente, lo que permitió una mayor disponibilidad a venta.

En cuanto a las ventas de productos petroquímicos:

- Durante 2023, se comercializaron 372.1 Mt de amoníaco, volumen inferior en 29.1 Mt respecto a 2022, como consecuencia de la menor oferta del producto por la operación intermitente de la planta de amoníaco VI del complejo petroquímico Cosoleacaque.
- Las ventas internas de azufre fueron de 219.5 Mt, volumen inferior en 75.2 Mt (25.5%) en comparación a 2022, dicho comportamiento se explica por una menor oferta de producto proveniente de los complejos procesadores de gas y de las refinerías.
- El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) se ubicó en 126 Mt, volumen inferior en 64.1 Mt (33.7%) respecto al observado en 2022, esto se debe principalmente por la menor oferta del producto en la refinería de Madero.

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 de 2021 el C. Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, anunció la creación de una empresa para la distribución y venta de gas LP mediante plantas de distribución a través de recipientes transportables (cilindros), que se denominó Gas Bienestar, cuya misión y visión son:

- La misión de esta empresa filial es la distribución de GLP 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 empresa líder en el mercado y referente en el precio de venta, calidad y servicio de distribución de GLP en México, manteniendo una relación de satisfacción con las familias mexicanas, respetuosa del medio ambiente y de la comunidad.

En dos años y cuatro meses de operaciones, desde el 27 de agosto de 2021, se han presentado los siguientes avances:

- Cobertura en nueve Alcaldías de la Ciudad de México con 129 rutas en total.
- Se han vendido 3 millones 250 mil cilindros.
- Se han obtenido ingresos por venta de GLP por 1,323 MM\$ y 110 MM\$ por venta de chatarra.
- Se benefician 124 mil familias promedio mensualmente.
- Se han rehabilitado 128,150 cilindros.
- Se ha recuperado IVA a favor por 322 MM\$.
- Se han chatarrizado 710,653 cilindros.

Mercado internacional

Exportaciones de Pemex

Durante 2023, las exportaciones de petróleo crudo mexicano promediaron 1,032.8 Mbd, comparado con 953.2 Mbd en 2022, lo que representó un incremento de 79.6 Mbd ante una mayor disponibilidad de crudo Istmo y menores ventas internas para el proceso en refinerías.

Las exportaciones de petrolíferos disminuyeron 3.9%, principalmente por menores exportaciones de combustóleo que registraron 170.7 Mbd, lo que significó una disminución de 3.9 Mbd (2.2%) respecto a 2022, los otros petrolíferos se ubicaron en 15.6 Mbd, cifra inferior en 0.5 Mbd (2.8%), las ventas para exportación de gasolina natural fueron de 5.6 Mbd, una disminución de 2.4 Mbd (30.2%) en comparación con las registradas en 2022.

Por otro lado, se exportaron 7.5 Mt de productos petroquímicos 58.8% menos de lo reportado en 2022, de los cuales 3.4 Mt fueron de butadieno y 4.1 Mt de líquidos de pirólisis.

Importaciones de Pemex

Las importaciones de gas natural fueron de 463.4 MMpcd, volumen inferior en 68.7 MMpcd (12.9%) a las registradas en 2022, respecto al GLP se importaron 76.2 Mbd, menor en 1 Mbd (1.2%). Por otro lado, las importaciones de amoníaco para reventa fueron de 160.2 Mt, volumen superior en 15.7 Mt (10.9%) a las del año previo y las especialidades petroquímicas reportaron 209.4 Mt mayor en 29.8%.

Mercado Internacional¹ (miles de barriles diarios)			
Productos	2022	2023	Variación %
Exportación			
Crudo	953.2	1,032.8	8.4
Petrolíferos	199.5	191.8	-3.9
Petroquímicos (Mt)	18.3	7.5	-59
Gas natural (MMpcd)	0.7	0.7	0.0
Importación			
Gas natural seco (MMpcd)	532.1	463.4	-12.9
Petrolíferos y gas licuado	743.4	736.5	-0.9
Petroquímicos (Mt)	373.9	452.7	21.1

¹ Sólo operaciones de Petróleos Mexicanos.

Las importaciones de gasolinas fueron de 419.1 Mbd, cifra inferior en 2.5 Mbd (0.6%) a la registrada en 2022. En el mismo sentido, el volumen de importación de diésel se ubicó en 173.3 Mbd, inferior en 1.8 Mbd (1%) respecto al año previo.

Balanza comercial

En el comercio exterior, Pemex realizó operaciones que derivaron en una balanza comercial deficitaria en 563.2 MMUS\$, inferior al valor obtenido en 2022 en 67.9%, con una disminución en el valor de las exportaciones de 14.6% e importaciones menores en 17.1%, principalmente en petrolíferos.

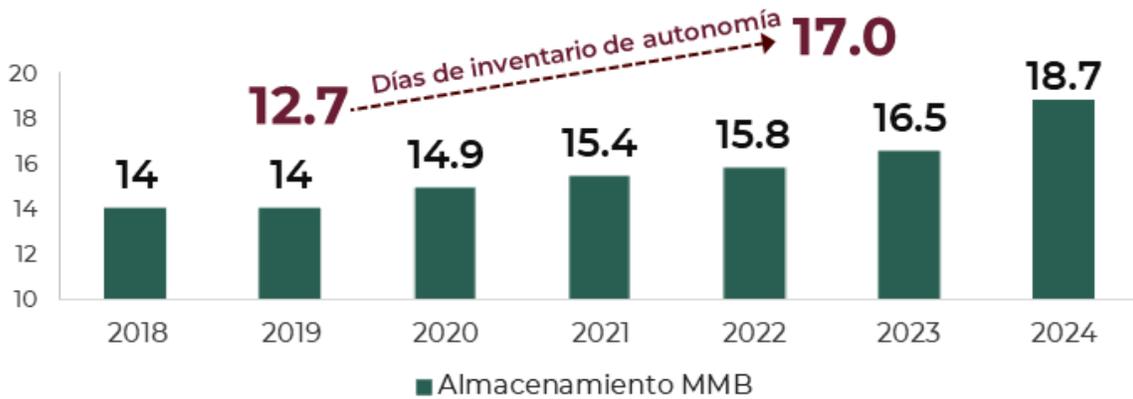
Balanza comercial de hidrocarburos (millones de dólares)			
Productos	2022	2023	Variación %
Saldo	-1,754.3	-563.2	-67.9
Exportaciones			
Petróleo crudo	31,047.5	26,758.0	-13.8
Petrolíferos	5,163.7	4,165.9	-19.3
Petroquímicos	13.0	2.5	-80.8
Gas natural seco	1.5	0.4	-73.3
Importaciones			
Petrolíferos	34,905.7	28,806.2	-17.5
Gas natural seco	1,360.0	546.3	-59.8
Petroquímicos	1,714.4	2,137.5	24.7

¹ Sólo operaciones de Petróleos Mexicanos.

Resultados de la presente administración

Al inicio de la administración, se tenía una capacidad de 14 MMb de almacenamiento, y derivado de las acciones de recuperación de infraestructura, hoy se cuenta con 18.7 MMb, lo que se traduce en un mayor número de días de autonomía.

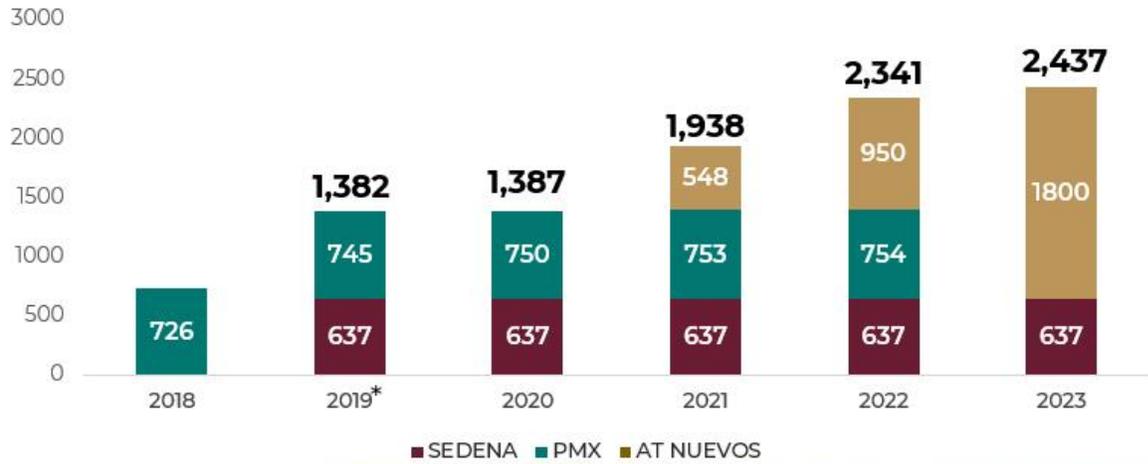
Recuperación capacidad de almacenamiento



En lo que respecta al transporte por ruedas, al inicio de la administración había 726 autos tanque, por el combate al mercado ilícito se han adquirido, hasta el cierre de 2023, mil 800 autos tanque para el reparto de combustibles en todo el país, para sumar un total de dos mil 437 autos tanque; es decir, más de tres veces con respecto a 2018.

Renovación del parque vehicular (pipas)

2,437 Autotanques operando



* 637 pipas adquiridas para el Plan Conjunto, del Gobierno Federal en el abasto de combustibles.



6

SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL



6.1 Seguridad industrial

Durante 2023, Petróleos Mexicanos continuó fortaleciendo la cultura de seguridad y 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:

A partir de 2019 se han asignado recursos específicos para la atención de los riesgos críticos de seguridad industrial. Desde ese año hasta 2023 se tienen identificados 858 riesgos. Estos riesgos se han abatido rigurosamente durante esta administración; al cierre del periodo 2019-2023 se atendieron 650 riesgos críticos, lo que representó 75.8% del total y la expectativa es cerrar el año 2024 con la atención de todos.

- Coordinar, dar soporte y evaluar la atención de la Estrategia S.1 del Plan de Negocios 2023-2027, “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” y gestionar el reporte de la ejecución de la Estrategia Institucional, para lo cual se realizan inspecciones técnicas preventivas y auditorías al desempeño y se gestiona y realiza un informe trimestral de avance del Programa de Ejecución de la Estrategia Institucional.
- Evaluación y administración de riesgos inherentes a los procesos operativos y de soporte a la cadena de valor por medio de auditorías de conformidad con el programa anual establecido para este ejercicio, en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) y asesoría a los centros de trabajo para recibir las auditorías de reaseguro, con el siguiente avance:

- Se desarrollaron 11 auditorías de segunda parte al desempeño SSPA en administración de riesgos: Refinería de Cadereyta, Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios (TASP) Tuxpan, Plataforma Ku-A, Equipo de Perforación PM-335, Sector de Ductos Salina Cruz, EC Torrecillas 1, TAD 18 de marzo, CPG Cactus, Refinería Salina Cruz, AP Macuspana-Muspac y Superintendencia de Operaciones Poza Rica.
- Se realizaron reuniones de rendición de cuentas a nivel estratégico y táctico con Pemex Exploración y Producción, Pemex Logística y Pemex Transformación Industrial, para dar seguimiento a las estrategias implementadas para abatir los indicadores de frecuencia y gravedad.
- Se emitieron 222 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”.
- La Unidad de Inspección de Petróleos Mexicanos participa en la elaboración del anteproyecto de modificación de la norma NOM-020-STPS-2023, en el marco del programa de actualización de la normatividad emitida por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Se participó en los Análisis Causa Raíz de eventos relevantes (incendio en etanoductos Cactus-Cangrejera y Cactus-Pajaritos, incendio en plataforma Nohoch-A-Enlace).

En 2023, el índice de frecuencia de accidentes acumulado para el personal de Pemex se ubicó en 0.41 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, esta cifra fue 16.3% menor a la registrada en el 2022 y 86.4% 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
2022	0.49	0.37	0.61	0.67
2023	0.41	0.38	0.64	0.27
Variación %	-16.3	2.7	4.9	-59.7

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2023	Variación % 2023 observado vs meta
	2022	2023		
Índice de frecuencia ¹	0.49	0.41	0.22	86.4 ↑

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

PTRI tuvo el incremento más importante, tanto en el número de lesionados, como en el índice de frecuencia. Lo anterior, derivado de 57 trabajadores lesionados y cinco fatalidades, donde las causas principales fueron: la integridad mecánica, carga o manipulación de objetos, apertura y cierre de líneas y la prevención de caídas.

Respecto al índice de gravedad para el personal de Pemex, en 2023 se situó en 30 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, resultado 3.45% mayor en comparación con el valor de 29 días perdidos obtenido en 2022.

Índice de gravedad de accidentes (días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)				
Año	Pemex	PEP	PTRI	PLOG
2022	29	35	41	20
2023	30	39	45	24
Variación %	3.4	11.4	9.8	20.0

El índice de frecuencia de 2023, aplicable al personal contratista registró 0.12 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, cifra similar a la registrada en el año 2022.

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
2022	0.12	0.11	0.21	0.24
2023	0.12	0.13	0.05	0.37
Variación, %	0	18.2	-76.2	54.2

6.2 Confiabilidad operacional

Durante el 2023, en materia de Confiabilidad Operacional (CO) se impartieron talleres interactivos de sensibilización e intercambio de conocimiento en temas estratégicos, con el objetivo de propiciar el compromiso y patrocinio de los Líderes y Personal Clave que participan en el Proceso Confiabilidad de Activos, identificándose:

- Homologación del nivel de conocimiento en materia de CO para Líderes y Personal Clave de todas las Líneas de Negocio de Petróleos Mexicanos, en el que se tuvo una asistencia de 1,342 participantes (Pemex Exploración y Producción 882, Pemex Transformación Industrial 214 y Pemex Logística 246).
- Acciones y estrategias para fortalecer el capital humano base fundamental de la CO, para mejorar el desempeño y continuidad operativa de las instalaciones enfocadas al logro de los objetivos y metas del negocio.

Con respecto al programa de reparaciones 2023 se realizaron las siguientes actividades en reparaciones mayores:

- En **Pemex Exploración y Producción** se programaron cuatro libranzas y una reparación mayor, con un cumplimiento del 80%, quedando pendiente de atención el mantenimiento y conservación de los equipos de proceso de aceite y gas del FPSO Yúum K'ak Náab.
- En **Pemex Transformación Industrial** se programaron 68 reparaciones de plantas de proceso, de las cuales se ejecutaron 24 y continuaron en ejecución 5, adicionalmente se concluyó la reparación de la Planta Combinada 3 de la Refinería Madero, que venía en ejecución desde el 2020:

En servicios principales se programaron 24 reparaciones, de las cuales se ejecutaron tres. Adicionalmente se atendió una reparación rezagada del 2022, la caldera CB-12 del Complejo Procesador de Gas Cactus.

Se programaron 25 reparaciones en tanques de almacenamiento, de las cuales se concluyeron cinco y 10 se encuentran en ejecución (dos en la Refinería Cadereyta, dos en la Refinería Minatitlán, una en la Refinería Salamanca, una en la Refinería Salina Cruz, tres del Complejo Procesador de Gas Burgos y una en el Complejo Procesador de Gas Cactus). Adicionalmente se concluyeron cinco reparaciones rezagadas, una del 2020, tres del 2021 y una del 2022.

- En **Pemex Logística**, se atendió lo siguiente:

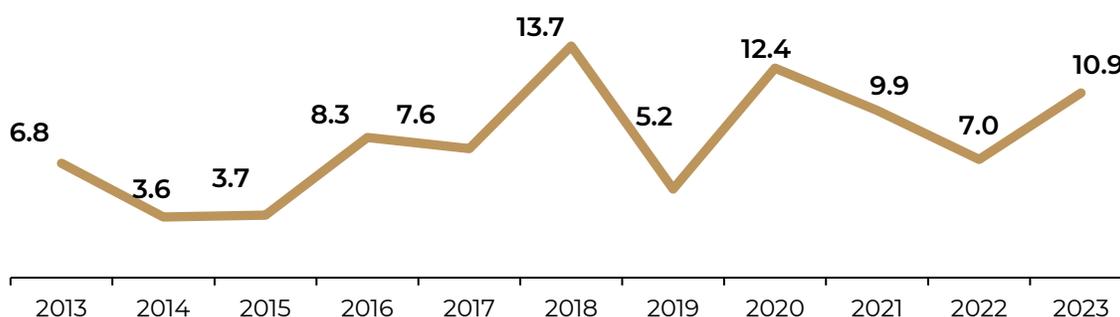
Para la flota petrolera se programaron dos reparaciones de la flota mayor, estando en ejecución el buque tanque Miguel Hidalgo, resultando un cumplimiento del 50%. Se concluyeron las reparaciones rezagadas de dos buques del 2022. En flota menor se ejecutaron tres reparaciones, una del 2021 y dos del 2022, quedando aún en ejecución la lancha Pemex 365 del 2022.

En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, sólo se programó la reparación del Muelle 4 de la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios Pajaritos, misma que se encuentra en ejecución para un cumplimiento del 100%.

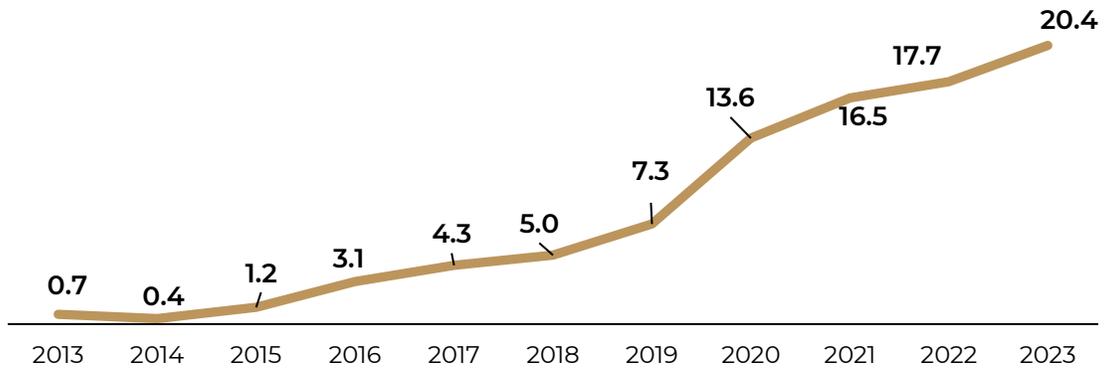
Índice de Paros No Programados (IPNP)

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%), cuya tendencia al cierre del ejercicio 2023 en plantas de proceso presentó un incremento en las Línea de Negocio de Producción de Petrolíferos y Proceso de Gas y Petroquímica Básica, para Petroquímica Secundaria presentó una mejora.

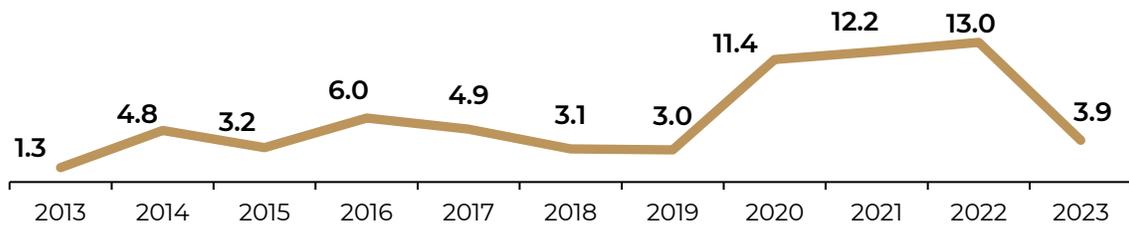
PTRI – Producción de Petrolíferos



PTRI – Proceso de Gas y Petroquímica Básica

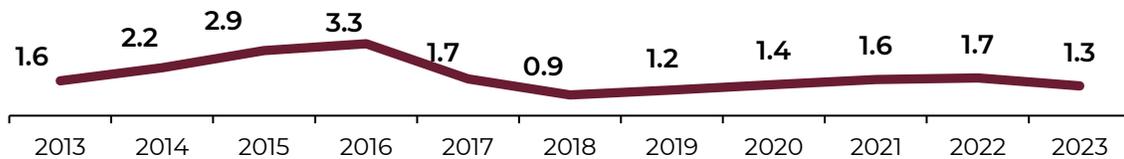


PTRI – Petroquímica Secundaria

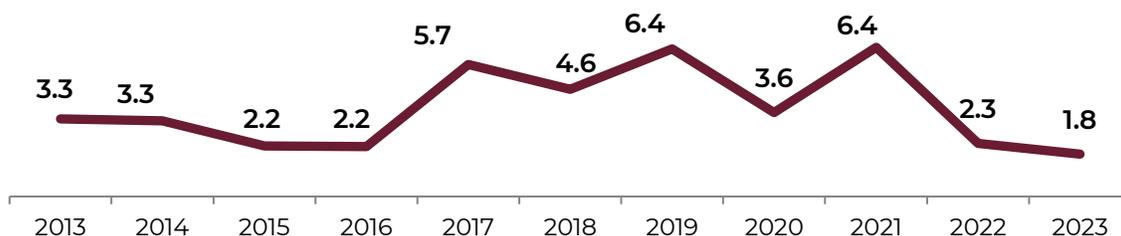


— IPNP por fallas de equipos, proceso, servicios principales y retrasos en reparaciones, %

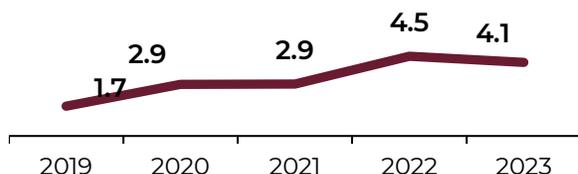
Pemex Exploración y Producción



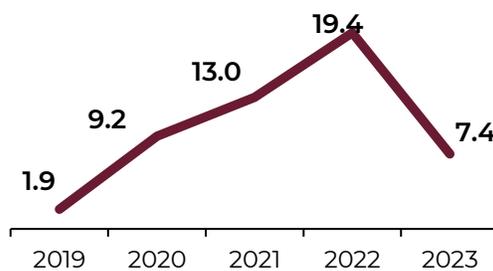
PLOG – Logística Primaria



PLOG - Transporte



PLOG – Almacenamiento y Despacho



■ IPNP por fallas de equipos principales, %

Las principales causas que impactaron al indicador en el ejercicio 2023 son las siguientes:

- En la producción de petrolíferos, el valor del indicador relacionado a causas propias al cierre de 2023 presenta una tendencia desfavorable, con un incremento de 3.9 puntos porcentuales respecto al valor alcanzado en 2022 al ubicarse en 10.9%. El indicador sigue siendo impactado sustancialmente por la incidencia de fallas en equipos de compresión en las refinerías de Cadereyta y Salina Cruz; reactores, calentadores e intercambiadores de calor en refinerías Madero, Minatitlán y Salamanca; asimismo, por el retraso en reparaciones programadas en Madero, Tula, Cadereyta y Minatitlán.
- Con respecto al proceso de gas y petroquímica básica, el IPNP relacionado a causas propias, continuó con una tendencia al alza en el periodo evaluado, con un incremento de 2.7 puntos porcentuales con respecto a la cifra alcanzada en 2022. El indicador fue impactado principalmente por daños en equipo estático

de plantas de azufre de los CPG Cactus, Nuevo Pemex, Arenque y Ciudad Pemex; asimismo, por fallas en equipos estáticos, dinámicos e instrumentados en plantas criogénicas 1, 3 y 4, Estabilizadora de Condensados 1 del CPG Burgos, bombeo en Endulzadora de Gas 1 del CPG Cactus; calentadores en Fraccionadora Cangrejera y compresores en Reformadora CCR en CPG Coatzacoalcos, y por el retraso en reparaciones programadas en CPG Cactus.

- Para las plantas de petroquímica secundaria, al cierre de 2023, se registró una reducción de 9.1% en el valor del indicador respecto a la cifra alcanzada en 2022, lo cual obedece principalmente a una baja utilización de las instalaciones en los CP Cangrejera y Morelos, derivado a la baja disponibilidad de gas etano y los bajos niveles de programación de producción que se ha tenido en el periodo evaluado.

Validación de casos de mantenimiento

En 2023, se gestionaron 57 Casos de Mantenimiento (CdM), de los cuales 35 se validaron y registraron, 13 continuaron su revisión al 2024 y 9 se cancelaron por las EPS, dichos casos se plantearon como soporte y priorización en la asignación de recursos, buscando concentrar la información de los alcances y costos para mantener la infraestructura productiva disponible, confiable y segura de los centros de trabajo. Estos casos utilizan únicamente recursos de inversión y contienen la justificación técnica/económica.



6.3 Protección ambiental

En el Plan de Negocios 2023-2027 de Pemex, se establecieron las estrategias en las cuales se plantea reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir con la adaptación a los efectos del cambio climático, reducir y mitigar el impacto ambiental e incrementar la eficiencia energética de las operaciones.

Entre las principales acciones realizadas durante 2023, destaca la publicación del Informe de Sostenibilidad 2022, tomando como referencia principal la *guía Sustainability reporting guidance for the oil and gas industry*, publicada por la Asociación Internacional de Conservación y Medio Ambiente de la Industria Petrolera y sus empresas asociadas (IPIECA por sus siglas en inglés), el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) y la Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (IOGP, por sus siglas en inglés), así como los estándares de la Iniciativa de Informe Global (GRI, por sus siglas en inglés) mismo que fue verificado por la empresa KPMG Cárdenas Dosal, S.C.

En materia de cambio climático y protección de ecosistemas, Pemex realiza esfuerzos para mitigar los impactos ambientales derivados de sus operaciones, así como para adaptarse a los riesgos climáticos a los que están expuestas las instalaciones petroleras; además de mantener y conservar los parques ecológicos de su propiedad. En este sentido, Pemex continuó con la implementación y seguimiento de programas para la prevención y control integral de las emisiones de metano y la evaluación de proyectos para la reducción de emisiones por consumos en pilotos de quemadores y desfuegos, así como para la realización de análisis de riesgo climático de instalaciones prioritarias, de difusión y concientización al interior de la empresa y de conservación de sus áreas destinadas voluntariamente a la conservación.

Dada la relevancia de los temas de cambio climático, en 2023 se realizaron las siguientes acciones:

- Se inició el análisis de riesgo climático de las refinerías de Salamanca y de Minatitlán y de los complejos procesadores de gas Matapionche, Arenque y Burgos, con el fin de identificar líneas estratégicas y medidas de adaptación al cambio climático que reduzcan o eviten los daños y pérdidas en las instalaciones petroleras asociadas al impacto de fenómenos meteorológicos extremos vinculados con el cambio climático.
- Se inició el estudio para elaborar las estrategias de mantenimiento de los parques, actualizar los inventarios e incrementar las reservas de carbono, así como la estrategia de biodiversidad para los Parques Ecológicos Jaguaroundi y Tuzandépetl.

- Se rehabilitaron equipos para el endulzamiento y compresión de gases en Pemex Transformación Industrial, lo que permitió incrementar el aprovechamiento de los recursos.
- Se realizaron las verificaciones de los inventarios de emisiones de los centros de trabajo que participan en el Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones, así como el inventario total de Pemex, a través de la verificación del Informe de Sostenibilidad.
- Se amplió el alcance de las auditorías ambientales internas, a fin de que los centros de trabajo consideren la relevancia de la mitigación de cambio climático en el Subsistema de Administración Ambiental.
- Se inició la verificación por un tercero aprobado por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) del Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano (PPCIEM) en instalaciones de Exploración y Producción, de los cuales se dictaminaron de manera favorable tres y se ingresaron a la autoridad.
- Se continúa con la implementación de programas de detección y reparación 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 y se documentan los reportes anuales de cumplimiento.
- Se continúa con la implementación de proyectos de infraestructura que incrementan el transporte, dan flexibilidad operativa y de compresión para incrementar el manejo del gas asociado en las regiones marinas y terrestres donde se ha logrado reducir el volumen de gas enviado a quemador.
- Se realizó un convenio de colaboración técnica entre la EPA y Pemex para trabajar de manera conjunta en un plan de implementación e inversión a corto plazo, a fin de reducir emisiones de metano en las operaciones terrestres de petróleo y gas natural de Pemex.

En materia de protección ambiental, se destacan las siguientes acciones realizadas en 2023:

- Como parte de la cobertura de los riesgos ambientales identificados con prioridad 1, al cierre de 2023 se han atendido un total de 10 riesgos, distribuidos 2 en PEP, 6 en PTI y 2 en PLOG.
- Se realizaron 12 auditorías al Subsistema de Administración Ambiental y verificación del cumplimiento de los Programas de Acciones Correctivas y Preventivas que dan atención a los hallazgos identificados.
- Se continúa con los trabajos de actualización de los módulos ambientales del Sistema de Información Ambiental para apoyar en la elaboración de los reportes de la información ambiental y energética de la empresa.

- Se capacitó a personal de las diferentes líneas de negocio de las EPS a través de la impartición del curso en línea “Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001 versión 2015” con el objetivo de potenciar la competencia y conciencia ambiental entre el personal de Pemex.
- Se dio 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.
- Se participó en los grupos de trabajo del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, encargados de la elaboración y actualización de la normatividad ambiental que tiene un impacto en las operaciones de la empresa. Durante 2023, se participó en los grupos de trabajo de las normas NOM-173-SEMARNAT-2021, que establece los criterios para el diseño, la construcción, la operación y el cierre de un confinamiento controlado para residuos peligrosos y de la NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.
- Se capacitó a 37 trabajadores de la empresa como auditores internos en la norma ISO 14001:2015.
- Con la finalidad de impulsar la concientización del personal de Pemex en el tema de protección ambiental, se difundieron infografías enfocadas en resaltar la importancia del cuidado del agua, la conservación de suelos y de la gestión de residuos.
- Se trabaja de manera conjunta con el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) en el proyecto “Manejo y eliminación ambientalmente adecuados de bifenilos policlorados (BPC) en México: Segunda Fase”.
- Se trabajó de manera conjunta con los centros de trabajo de las EPS para el registro de los programas que darán cumplimiento a la actualización de los requerimientos de la norma NOM-001-SEMARNAT-2021 “Que establece los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores propiedad de la nación”.

Y en materia de gestión de la energía:

- Se continúa con la operación de los Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) basados en el estándar internacional ISO 50001, en su versión 2018, en la totalidad de los centros de trabajo con instalaciones industriales. De manera particular, se mantuvo la certificación de las seis refinerías, los nueve complejos procesadores de gas y los cuatro complejos de petroquímica.

- Se impartieron nueve cursos a distancia de: i) interpretación de la norma ISO 50001:2018 (3); ii) metodologías para la medición y verificación del desempeño energético (3); y iii) formación de auditores internos en ISO 50001:2018 (3), por parte de instructores internos certificados, con el objetivo de fortalecer las competencias laborales de los trabajadores de las EPS involucrados en las actividades del SGEEn.
- Se ejecutaron nueve auditorías externas a distancia al SGEEn de los centros de trabajo de las EPS realizadas de forma conjunta por el Grupo Auditor del Comité Interno de Eficiencia Energética y los auditores de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE); asimismo, se realizaron auditorías internas al SGEEn de 44 centros de trabajo como parte del proceso de mejora continua.

La CONUEE distinguió al CPG Coatzacoalcos en el rubro de “Instalación Industrial de la Administración Pública Federal, Pemex y Comisión Federal de Electricidad con la mayor calificación en la implementación de su SGEEn en 2022” y a la Refinería de Madero 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 1.2 PJ en 2022.

Índice de emisiones de gases de efecto invernadero

En 2023, el índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los procesos de exploración y producción fue 34.83 tCO₂e/Mbpce, 7.9% menor al índice reportado en 2022. 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 incrementar el manejo del gas asociado y reducir 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 de 61.98 tCO₂e/Mb, lo que representó una disminución de 1.0% con respecto al registro de 2022. Esto se debió principalmente a las medidas de eficiencia energética implementadas en las Refinerías y a la disminución en el consumo de combustóleo, en particular, en Cadereyta.

El índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en los centros procesadores fue 4.22 tCO₂e/MMpc, lo que representó una reducción de 57.9% con respecto al cierre del año previo, debido a la implementación de proyectos para incrementar el aprovechamiento de gas y disminuir la quema de condensados en los complejos procesadores.

Los índices de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos fueron 2.16 tCO₂e/t para metanol y aromáticos, 18.27 tCO₂e/t para derivados del etano y 2.50 tCO₂e/t para el amoníaco. Estos valores representaron una disminución de 17.6% para el primero de los casos e incrementos de 6.3% y 13.6%, respectivamente, para los procesos de derivados del etano y amoníaco. La baja en la producción de las plantas de derivados del etano en 7.6% y amoníaco en 25.7% respecto de 2022, ocasiona que los equipos operen por debajo de sus niveles óptimos de eficiencia y se incrementen los índices de emisiones. La producción de metanol y aromáticos, en contraste, no presentó cambios significativos.

Indicador	2022	2023	Meta 2023
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas, tCO ₂ e/Mbpce	37.83	34.83	22.20
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías, tCO ₂ e/Mb	62.60	61.98	41.50
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en complejos procesadores, tCO ₂ e/MMpc	10.03	4.22	4.50
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos, tCO ₂ e/t (metanol y aromáticos)	2.62	2.16	1.48
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de productos, tCO ₂ e/t (derivados del etano)	17.19	18.27	3.87
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos, tCO ₂ e/t (amoníaco)	2.20	2.50	2.23

Fuente: Sistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SISPA) 2 de abril de 2024.

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

Las emisiones de SOx a diciembre de 2023 fueron 1,030 Mt, lo que representó una reducción del 9.6% respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la disminución de desfogues, a la entrada en operación de sistemas de endulzamiento y de recuperación de azufre y a la disminución en el consumo de combustóleo. Respecto a las emisiones de NOx, en 2023 totalizaron 86.1 Mt, 3.4% menos que en el año anterior, lo cual también fue consecuencia de la disminución en los volúmenes de gases y líquidos a desfogue.

Emisiones (Mt)	2022	2023	Var. (%)
Óxidos de azufre (SOx)	1,140	1,030	-9.6
Óxidos de nitrógeno (NOx)	89.1	86.1	-3.4

Fuente: SISPA 2 de abril de 2024.

Índice de uso de agua

El índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías resultó en 0.41 m³/b, lo que representó un incremento del 7.9% con respecto al cierre de 2022, debido principalmente a la reprogramación de acciones de rehabilitación en redes contra incendio, torres de enfriamiento y unidades desmineralizadoras.

El índice de uso de agua en los complejos procesadores de gas en 2023 resultó en 0.034 m³/Mpc, con un incremento de 9.7% con respecto al cierre de 2022, debido principalmente a que está pendiente la atención de fugas de agua, vapor y condensados, así como realizar acciones como la reducción de consumo de agua en torres de enfriamiento.

El índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados de etano) al cierre de 2023 resultó en 254.56 m³/t, con un incremento de 6.3% respecto al año anterior; debido principalmente a la presencia de fugas de agua, vapor y condensados, así como pendientes de avance en las iniciativas de mantenimiento a los sistemas de tratamiento de agua cruda.

Al cierre de 2023, el índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoníaco) fue 23.38 m³/t, lo que representó un incremento de 29.0% con respecto al año anterior, debido principalmente a la presencia de fugas de agua, vapor y condensados y a retrasos en los trabajos de rehabilitación de la red contra incendio.

El índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) prevaleció en 9.65 m³/t para 2023 por retrasos en la atención de la reparación de fugas de agua, vapor y condensados, así como al retraso en la atención de las unidades desmineralizadoras.

Una parte importante de las rehabilitaciones mayores en los sistemas para el suministro, tratamiento, desmineralización y enfriamiento de agua, en las refinerías y complejos procesadores de gas, fueron canceladas o reprogramadas, impactando en las metas establecidas en materia de agua en el Plan de Negocios de Pemex.

Indicador	2022	2023	Meta 2023
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías, m ³ /b	0.38	0.41	0.31
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas, m ³ /Mpc	0.031	0.034	0.022
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados del etano), m ³ /t	239.51	254.56	44.56
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoníaco), m ³ /t	18.13	23.38	21.35
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), m ³ /t	9.65	9.65	3.74

Fuente: SISPA, 2 de abril de 2024.

Reúso de agua

Al cierre de 2023, el volumen de reúso de agua en las refinerías fue de 34.4 MMm³, superior con respecto al año anterior en 0.6%; cabe mencionar que las refinerías de Cadereyta y Tula incrementaron sus niveles de 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 2023	Variación % 2023 observado vs meta	
	2022	2023			
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm ³)	34.2	34.4	49.4	-30.4%	↓

Fuente: SISPA, 2 de abril de 2024.

Inventario final de residuos peligrosos

Con un total de 2.8 Mt registradas al final de 2023, se logró una reducción del inventario de residuos peligrosos de 15.2% con respecto al año anterior.

Durante 2023 se generaron 71.2 Mt, se aprovecharon y dispusieron un total de 71.7 Mt, resultando en una relación de disposición con respecto a la generación de 1.01.

A las actividades de Pemex Exploración y Producción corresponde el 64.4% del inventario de residuos peligrosos.

Concepto	2022	2023
Total	100%	100%
Otros (laboratorio, aceites, mantenimiento, lodos, catalizadores)	34%	34%
Sólidos impregnados con hidrocarburos	19%	14%
Lodos aceitosos	23%	24%
Arena de <i>sandblasteo</i> *	24%	28%

* *Sandblasteo* 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, 2 de abril de 2024.

Sitios con posible afectación ambiental

Al cierre de 2022, el inventario fue de 1,342.1 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 2023, dio como resultado un inventario final en 2023 de 1,138.3 hectáreas, lo que representó una disminución de 15.2% con respecto al año anterior.

Área (hectáreas)	Inventario 2022	Inventario 2023
Total	1,342.1	1,138.3
Pemex Transformación Industrial	241.5	240.0
Pemex Logística	236.0	129.7
Pemex Exploración y Producción	864.6	768.6

Entre las acciones implementadas en 2023, se destaca la atención de 275.4 hectáreas que incluyen trabajos de atención a emergencias ambientales por derrame (contención, recuperación de hidrocarburo y limpieza del sitio) en el Activo de Producción de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción y en la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de Pemex Logística, se realizaron estudios de caracterización en cuatro sitios afectados, obteniéndose valores por debajo de lo establecido en la NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012 “Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación”, por lo que no fue necesario ejecutar la etapa de remediación en estos sitios, lo que resulta en una disminución de 45.0% en el inventario final de esta subsidiaria con respecto al 2022.

Con relación al rubro de presas registradas en PEP, no se desincorporaron presas, por lo que se mantiene un inventario final de 32 en 2023.

Fugas y derrames

El total de fugas y derrames en Pemex al cierre de 2023 fue de 1,211 eventos (no incluye aquellos por tomas clandestinas), con respecto a 2022, se observó un incremento de 3.8%.

Del total de eventos, 68.8% corresponde a Pemex Exploración y Producción, 26.8% a Pemex Logística, 4.4% a Pemex Transformación Industrial.

Número de eventos	2022	2023
Total	1,167	1,211
Pemex Transformación Industrial	68	53
Pemex Logística	250	325
Pemex Exploración y Producción	830	833
PMI	19	-

Certificados de Calidad Ambiental

A diciembre de 2023, Pemex cuenta con cinco certificados vigentes de Calidad Ambiental, los cuales 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, a través de la Subdirección de Servicios de Salud, 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.

Índice de consumo energético

Al cierre de 2023, el índice de consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas fue 140.09 GJ/Mbpce, con una mejora de 9.2% respecto 2022, debido principalmente a la mejora del desempeño energético derivado de las acciones implementadas en los Activos de Producción de la Región 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.

Cabe destacar que, aún con un aumento importante en las actividades de las líneas de negocio de producción de hidrocarburos, por segundo año consecutivo se lograron cumplir con las metas establecidas en el Plan de Negocios 2023–2027, para los índices de consumo energético.

El índice de consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías reportó 726.2 GJ/Mb en 2023, lo que representó una disminución de 0.3% con respecto al registro del año anterior, ligera mejoría respaldada por un proceso de crudo que se mantuvo prácticamente constante con respecto al año 2022 y a las acciones de control operacional implementadas en las refinerías. Cabe destacar que, en 2023 se realizaron reparaciones generales a distintas plantas del SNR. Estos mantenimientos ayudarán a cumplir con la eficiencia y metas energéticas en años posteriores.

En 2023, el índice de consumo energético en el proceso de gas de los complejos procesadores de gas cerró en 56.41 GJ/MMpc, lo que representó un incremento de 2.0% con respecto al registro de 2022, derivado principalmente por la baja en el suministro de gas a los complejos de la región sureste, ocasionado por el incidente de Nohoch-A, así como a la baja disponibilidad de vapor causado por las pérdidas de contención (fugas) en las calderas que suministran dicho energético; sin embargo, se continua trabajando con las buenas prácticas operativas en los equipos de mayor consumo energético implementadas en el marco del SGen.

Los índices de consumo energético en la producción de petroquímicos, al cierre de 2023, fueron de 31.38 GJ/t para metanol y aromáticos, 268.29 GJ/t para derivados del etano y 35.85 GJ/t para amoníaco; valores que representaron un decremento de 20.5% e incrementos de 1.6% y 15.2%, con relación a 2022, respectivamente. Lo anterior, resultado de la baja producción de las plantas de derivados del etano, metanol y aromáticos y amoníaco, con reducciones de 7.6%, 1.0% y 25.7%, respectivamente, con relación a 2022; por lo que los equipos no operan en sus niveles óptimos de eficiencia y ocasionan que se incrementen los índices de consumo energético.

Indicador	2022	2023	Meta 2023
Índice de consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas, GJ/Mbpce	154.31	140.09	180.67
Índice de consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías, GJ/Mb	723.87	726.2	710.61
Índice de consumo energético en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas, GJ/MMpc	55.32	56.41	54.34
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), GJ/t	39.47	31.38	25.77
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (derivados del etano), GJ/t	264.15	268.29	74.12
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (amoníaco), GJ/t	31.13	35.85	26.24

Fuente: SISPA, 2 de abril de 2024.

Para la prospectiva en 2024, se impulsará el plan de implementación e inversión a corto plazo para identificar proyectos costo efectivos para reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero, en particular de metano, en instalaciones terrestres de exploración y producción, en el marco del convenio de colaboración técnica entre la EPA y Pemex.

En materia energética, se continuará con la operación y mantenimiento de los SGEN basados en el estándar internacional ISO 50001:2018 en la totalidad de sus centros de trabajo con instalaciones industriales y con el control de variables operativas y energéticas en equipos y procesos que representan el mayor consumo energético en las instalaciones, así como también con la implementación de las acciones de mejora identificadas para el cierre de brechas y mejorar el desempeño energético.

Se llevarán a cabo rehabilitaciones en las plantas de tratamiento de aguas amargas, equipos de tratamiento de aguas en áreas de proceso, sistemas de tratamiento de efluentes y plantas de tratamiento de aguas residuales. Con el objetivo de mejorar el uso eficiente del agua, se planificó realizar rehabilitaciones y reparaciones en circuitos, torres de enfriamiento y redes contra incendios, con un enfoque especial en los centros de trabajo de Pemex Transformación Industrial.

Por último, se continuarán realizando visitas de verificación a los sitios con derrame de hidrocarburo, con la finalidad de asegurar la correcta atención de la emergencia ambiental.



7

INFORMACIÓN
FINANCIERA



En 2023 Petróleos Mexicanos (Pemex) mantuvo una gestión responsable y activa de sus flujos de efectivo para cumplir con sus objetivos operativos, financieros y presupuestales establecidos en el Plan de Negocios 2023-2027. Lo anterior, en adición a los apoyos del Gobierno Federal recibidos: para el pago de amortizaciones de la deuda, para el apoyo al gasto de inversión para el fortalecimiento de la posición financiera de la empresa, para la disminución de la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), y al diferimiento en el pago de impuestos, entre otros, permitieron a la empresa lograr un balance financiero positivo de 56,152 MM\$.

7.1 Estados financieros

Los estados financieros de Pemex para el año 2023 se vieron afectados principalmente por una disminución en las ventas nacionales y de exportación compensados parcialmente con un incremento en el rendimiento en cambios como resultado de una mayor apreciación del peso contra el dólar en el ejercicio y una disminución en los impuestos y derechos como resultado del estímulo fiscal contenido en el decreto de fecha 13 de febrero de 2024 en donde se otorga un crédito fiscal equivalente al 100% del monto del derecho a la extracción de hidrocarburos y el derecho a la utilidad compartida que corresponda a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023.

Durante el ejercicio 2023, la utilidad neta observada fue 8,152 MM\$, inferior en 91,846 MM\$ al rendimiento neto obtenido el año anterior. Los principales rubros que la explican son: una disminución en las ventas por 663,450 MM\$ principalmente por el efecto de menores precios de los combustibles compensado con una disminución en el costo de ventas en 317,889 MM\$ principalmente por una disminución en el precio de compra de los productos

de importación; una disminución en el deterioro de activos fijos en 54,740 MM\$ debido a un incremento en el precio del crudo y condensados así como un incremento en la producción; un aumento en la utilidad cambiaria en 108,389 MM\$ debido a una apreciación del peso frente al dólar americano de un 12.8% en 2023 comparado con un 5.7% de apreciación del peso frente al dólar en 2022; una disminución en los impuestos y derechos en 100,182 MM\$ por menores precios promedios de la mezcla mexicana de exportación y del estímulo fiscal contenido en el decreto de fecha 13 de febrero de 2024 en donde se otorga un crédito fiscal equivalente al 100% del monto del derecho a la extracción de hidrocarburos y al derecho a la utilidad compartida que corresponda a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023.

La disminución de 663,450 MM\$ en las ventas totales se compone de:

- Efecto precio: disminución por 631,829 MM\$ en las ventas nacionales de gasolinas, diésel y turbosina, por 111,841 MM\$ relacionados con la captura del incentivo complementario a los combustibles automotrices, y por 277,885 MM\$ en las ventas de exportación por un menor precio de la mezcla mexicana de exportación.
- Efecto volumen: incremento de 387,782 MM\$ en las ventas nacionales, principalmente en gasolina Pemex Magna, Premium, diésel y turbosina, y de 82,625 MM\$ en las ventas de exportación.
- Efecto tipo de cambio: disminución de 110,613 MM\$.
- Disminución en los ingresos por servicios de 1,689 MM\$.

La apreciación del peso en 12.8% frente al dólar americano (tipo de cambio de 16.9220 pesos al 31 de diciembre de 2023, contra 19.4143 pesos al cierre de 2022) comparado con una apreciación del peso en 5.7% en 2022, llevó a un incremento por 108,389 MM\$ (83.6%) 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 355,473 MM\$, el cual muestra una disminución de 51.6% respecto a 2022, principalmente por una disminución 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 21%, menor al 31% obtenido en 2022, 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 2023 y 2022
conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
(millones de pesos)

Rubro	2023	2022	Variación	
			Importe	%
Ventas netas:				
En el país	948,667	1,192,714	(244,047)	(20.5)
Incentivo a los combustibles automotrices	23	111,864	(111,841)	(100.0)
De exportación	767,552	1,073,425	(305,873)	(28.5)
Ingresos por servicios	3,696	5,385	(1,689)	(31.4)
Total de ventas	1,719,938	2,383,388	(663,450)	(27.8)
Deterioro de pozos, ductos, propiedades planta y equipo	28,798	83,538	54,740	65.5
Costo de lo vendido	1,380,674	1,698,563	317,889	18.7
Rendimiento bruto	310,466	601,287	(290,821)	(48.4)
Otros (gastos) ingresos, neto	(1,606)	14,355	(15,961)	(88.8)
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	15,792	16,305	513	3.1
Gastos de administración	170,116	153,879	(16,237)	(10.5)
Rendimiento de operación	122,952	445,458	(322,506)	(72.4)
Ingreso financiero	18,210	27,228	(9,018)	(33.1)
Costo financiero	(152,171)	(159,684)	7,513	4.7
Rendimiento (costo) por derivados financieros, neto	672	(22,863)	23,535	102.9
Rendimiento en cambios, neto	238,079	129,690	108,389	83.6
Rendimiento (pérdida) neta en negocios conjuntos y asociadas	409	350	59	16.8
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	228,151	420,179	(192,028)	(45.7)
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	214,076	391,420	177,344	45.3
Impuestos netos a la utilidad	5,923	(71,239)	(77,162)	(108.3)
Total de derechos, impuestos y otros	219,999	320,181	100,182	31.3

Rubro	2023	2022	Variación	
			Importe	%
Rendimiento neto	8,152	99,998	(91,846)	(91.8)
Partida que será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión	(53,992)	(33,511)	(20,481)	(61.1)
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados	(4,931)	123,384	(128,315)	(104.0)
Total de otros resultados integrales	(58,923)	89,873	(148,796)	(165.6)
(Pérdida) rendimiento integral total	(50,771)	189,871	(240,642)	(126.7)
Rendimiento (pérdida) neta atribuible a:				
Participación controladora	8,107	100,412	(92,305)	(91.9)
Participación no controladora	45	(414)	459	110.9
Rendimiento neto	8,152	99,998	(91,846)	(91.8)
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	(59,050)	89,877	(148,927)	(165.7)
Participación no controladora	127	(4)	131	3,275.0
Total de otros resultados integrales	(58,923)	89,873	(148,796)	(165.6)
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	(50,944)	190,289	(241,233)	(126.8)
Participación no controladora	172	(418)	590	141.1
(Pérdida) rendimiento integral total	(50,772)	189,871	(240,643)	(126.7)

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 incrementó en 183,336 MM\$ respecto a 2022, debido principalmente al incremento en impuestos y derechos por pagar, proveedores, instrumentos financieros derivados y deuda de corto plazo, compensado con un incremento en clientes y otras cuentas por cobrar, una disminución en inventarios y Bonos del Gobierno Federal.
- Incremento en el activo fijo, principalmente por el efecto neto de las nuevas inversiones y bajas por 320,656 MM\$, el reconocimiento de la depreciación y amortización en 137,555 MM\$, un deterioro de activos fijos de 28,798 MM\$ y efectos de conversión desfavorables de 40,732 MM\$.
- El activo no circulante, sin considerar pozos, ductos, propiedades, planta y equipo neto, disminuyó en 66,300 MM\$, principalmente por una disminución en activos intangibles por 9,674 MM\$, en otros activos rubro de pagos anticipados por 20,089 MM\$ Bonos de Gobierno Federal en 28,158 MM\$ y derechos de uso por 6,318 MM\$.
- Disminución en la deuda total en 296,994 MM\$ como consecuencia de una apreciación del peso contra el dólar de 12.8% en 2023 comparado con una apreciación de 5.7% en 2022 a pesar de una disposición casi en su totalidad de las líneas de crédito revolventes de corto plazo al cierre del ejercicio.
- Incremento en beneficios a los empleados en 65,572 MM\$. Este incremento se debe principalmente al reconocimiento del cálculo actuarial al cierre del ejercicio y al aumento marginal en la tasa de descuento la cual pasó de 9.39% al 31 de diciembre de 2022 a 9.42% al 31 de diciembre de 2023.
- Incremento en las aportaciones patrimoniales en 2023 por 166,615 MM\$ designadas para el fortalecimiento de la posición financiera, la construcción de la refinería Dos Bocas, la rehabilitación de las refinerías y el fortalecimiento de la cadena de Fertilizantes.

Lo anterior se traduce en una disminución en el patrimonio negativo por 115,842 MM\$, resultado principalmente del rendimiento neto del ejercicio por 8,152 MM\$ y las aportaciones del Gobierno Federal por 166,615 MM\$, compensado por los efectos cambiarios desfavorables por conversión de monedas en 53,992 MM\$ y las pérdidas actuariales por 4,931 MM\$.

Estado de Situación Financiera
Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
al 31 de diciembre de 2023 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
(millones de pesos)

Rubro	2023	2022	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	68,747	64,415	4,332	6.7
Clientes y otras cuentas por cobrar, neto	315,361	274,879	40,482	14.7
Bonos del Gobierno Federal	28,637	46,526	(17,889)	(38.4)
Inventarios, neto	112,036	126,018	(13,982)	(11.1)
Instrumentos financieros derivados	9,926	12,756	(2,830)	(22.2)
Otros activos circulantes	3,833	3,301	532	16.1
Total del activo circulante	538,540	527,895	10,645	2.0
No circulante				
Inversiones en negocios conjuntos asociadas y otras	1,855	2,044	(189)	(9.2)
Pozos, ductos, propiedades planta y equipo, neto	1,482,322	1,368,751	113,571	8.3
Derechos de uso	43,203	49,521	(6,318)	(12.8)
Documentos por cobrar a largo plazo	1,180	1,334	(154)	(11.5)
Impuestos a la utilidad y derechos diferidos	169,915	171,632	(1,717)	1.0
Activos intangibles	20,351	30,025	(9,674)	(32.2)
Bonos del Gobierno Federal	35,495	63,653	(28,158)	(44.2)
Otros activos	10,614	30,703	(20,089)	(65.4)
Total del activo no circulante	1,764,935	1,717,663	47,272	1.6
Total del activo	2,303,475	2,245,558	57,917	2.6
Pasivo				
Circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	477,221	465,948	11,273	2.4
Proveedores	368,346	282,245	86,101	30.5

Rubro	2023	2022	Variación	
			Importe	%
Impuestos y derechos por pagar	150,005	70,814	79,191	111.8
Cuentas y gastos acumulados por pagar	83,647	81,808	1,839	2.2
Instrumentos financieros derivados	36,495	22,242	14,253	64.1
Arrendamiento a corto plazo	8,004	6,680	1,324	19.8
Total del pasivo circulante	1,123,718	929,737	193,981	20.9
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,317,249	1,625,516	(308,267)	(19.0)
Beneficios a los empleados	1,372,459	1,306,887	65,572	5.0
Provisión para créditos diversos	83,311	89,147	(5,836)	(6.5)
Arrendamiento a largo plazo	33,845	44,451	(10,606)	(23.9)
Otros pasivos	13,075	11,777	1,298	11.0
Impuestos a la utilidad diferidos	12,798	6,865	5,933	86.4
Total del pasivo no circulante	2,832,737	3,084,643	(251,906)	(8.2)
Total del pasivo	3,956,455	4,014,380	(57,925)	(1.4)
Patrimonio (déficit)				
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"	1,196,207	1,029,592	166,615	16.2
Aportaciones del Gobierno Federal	66,731	66,731	-	-
Reserva legal	1,002	1,002	-	-
Resultados acumulados integrales	(7,313)	51,737	(59,050)	(114.1)
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	(2,917,596)	(3,018,008)	100,412	3.3
Rendimiento neto del año	8,106	100,412	(92,306)	(91.9)
Total participación controladora	(1,652,863)	(1,768,534)	115,671	6.5
Total participación no controladora	(117)	(288)	171	59.4
Total de patrimonio (déficit)	(1,652,980)	(1,768,822)	115,842	6.5
Total de pasivo y patrimonio (déficit)	2,303,475	2,245,558	57,917	2.6

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Pasivo laboral por beneficio a los empleados al 31 de diciembre de 2023

Al cierre de 2023, se registró un incremento de 12,082 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 141,416 MM\$, 9.3% superior al correspondiente en 2022, el cual ascendió a 129,334 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 9.39% a 9.42%.
- No haber cambiado los requisitos de jubilación del personal sindicalizado.

Derivado de la variación en la Tasa de descuento y del Rendimiento de los activos del plan, el pasivo acumulado en 2023 por concepto de beneficios a los empleados incrementó 65,572 MM\$, al pasar de 1,306,887 MM\$ en 2022 a 1,372,459 MM\$ en 2023. Este incremento incluye el reconocimiento del Costo Neto del Período, 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 post mortem.

Las (pérdidas)/ganancias actuariales, correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo por (5,519) MM\$ y 131,461 MM\$, generadas al cierre del ejercicio 2023 y 2022, 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 2023 fue de 29,574 MM\$ comparado con una utilidad acumulada al cierre del ejercicio 2022 de 35,092 MM\$.

7.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

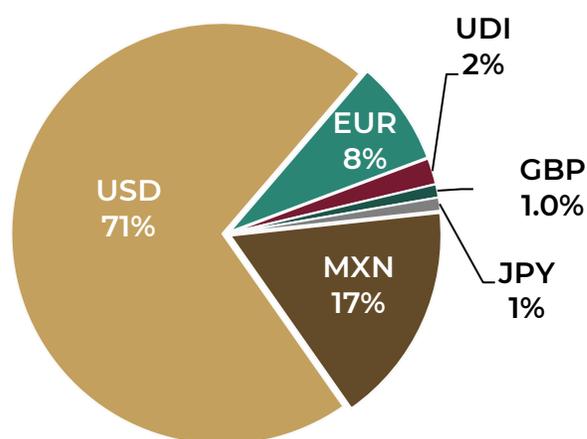
La Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2023, autorizó a Pemex y sus EPS un monto de hasta 27,068.4 MM\$ para endeudamiento neto interno y un monto de hasta 142.2 millones de dólares de los Estados Unidos de América (MMUS\$) para endeudamiento neto externo, con la posibilidad 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, entre otros, permitieron a la empresa lograr un desendeudamiento neto al cierre del ejercicio 2023.

Estructura de la deuda al 31 de diciembre de 2023

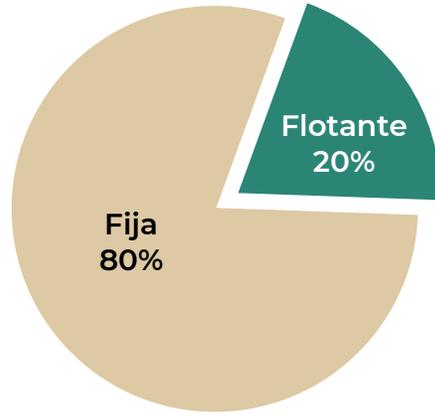
Al 31 de diciembre de 2023, las características generales del portafolio de deuda de Pemex fueron las siguientes:

Por tipo de moneda

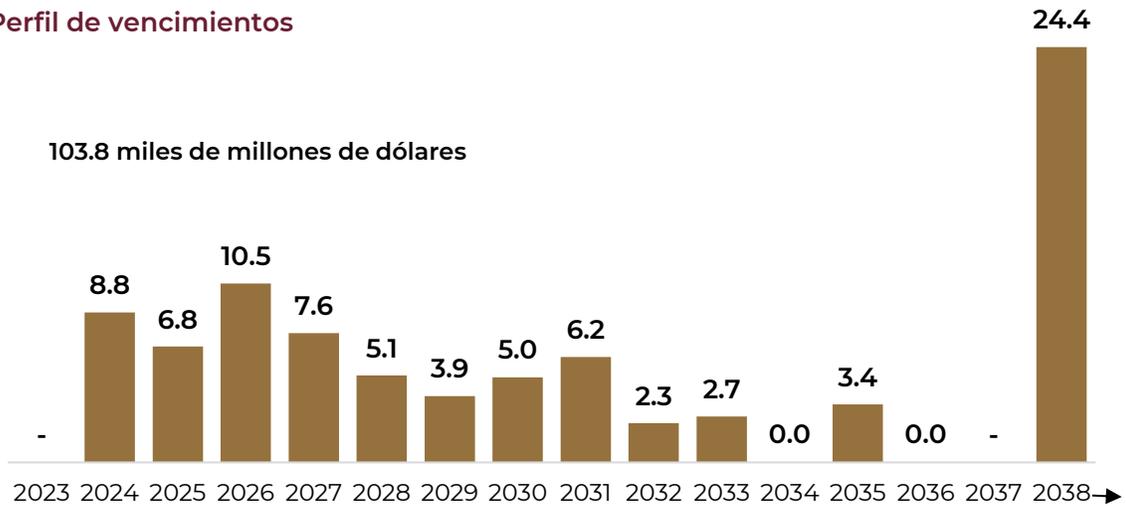


USD: dólar, EUR: euro, GBP: libra esterlina, JPY: yen japonés, MXN: peso mexicano.

Por tipo de tasa

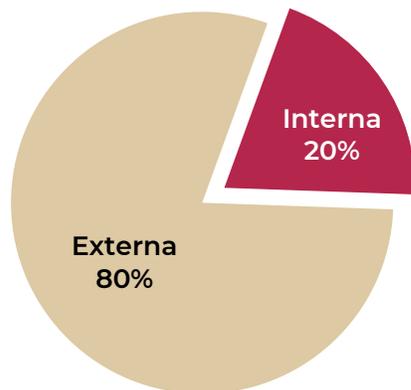


Perfil de vencimientos



a. Cifras estimadas preliminares. El perfil no incluye intereses devengados ni amortizaciones de créditos revolventes y de créditos de corto plazo contratados en 2023, que al 31 de diciembre de 2023 ascendieron en total a 12.2 miles de MMUS\$, de los cuales 9.4 miles de MMUS\$ correspondieron a operaciones de Pemex y 2.8 miles de MMUS\$ a operaciones de PMI. Tampoco incluye la monetización de bonos del Gobierno Federal ni mecanismos de pago a proveedores (cadenas productivas plus y factoraje bilateral plus), que al 31 de diciembre ascendieron a 5.0 miles de MMUS\$.

Saldo de la deuda por tipo



Manejo de liquidez

Pemex cuenta con una línea de crédito en cuenta corriente sindicada en dólares por 4,572 MMUS\$, y una línea en cuenta corriente sindicada en pesos por un total de 20,500 MM\$ para la administración de su liquidez.

Al 31 de diciembre la línea denominada en dólares se encontraba totalmente dispuesta, al igual que la línea denominada en pesos.

Otras actividades financieras

Operación de mercado

El 31 de enero de 2023 Pemex realizó la colocación de un bono en los mercados internacionales de capital a plazo de 10 años, por un monto total de 2,000 MMUS\$ y cupón de 10.00%. La emisión del bono se realizó el 7 de febrero de 2023 y su vencimiento es el 7 de febrero de 2033.

Refinanciamiento "Jumbo Deal"

El 30 noviembre de 2023, Pemex, en conjunto de Pemex Comercio Internacional (PMI), llevaron a cabo la renovación de sus principales líneas de crédito revolvente y de un préstamo a plazo en dólares. El ejercicio de refinanciamiento fue por un total de 8,341 MMUS\$ dividido en diferentes vencimientos y montos.

Composición del refinanciamiento:

- Línea de crédito revolvente de PMI por 1,500.00 MMUS\$ con vencimiento el 30 de noviembre de 2026.
- Línea de crédito revolvente de Pemex por 3,508.00 MMUS\$ con vencimiento el 30 de noviembre de 2026.
- Préstamo a plazo de Pemex por 1,500.00 MMUS\$ con vencimiento el 30 de noviembre de 2026.
- Línea de crédito revolvente de Pemex por 1,064.42 MMUS\$ con vencimiento el 28 de junio de 2024.
- Préstamo a plazo de Pemex por 768.75 MMUS\$ con vencimiento el 28 de junio de 2024.

La situación económica y política para 2024 se desenvolverá en un entorno complejo debido a la prevalencia de los conflictos entre Rusia y Ucrania, e Israel y Palestina, aunado a la incertidumbre económica ante los procesos electorales que se realizarán en diversas partes del mundo. Estas condiciones han tenido un impacto profundo en la actividad económica, la inversión y el comercio mundial. Así mismo, estos conflictos han generado una mayor volatilidad en los precios de los hidrocarburos. A pesar de que las condiciones de inflación se han moderado en algunas regiones, aún no se prevé que las políticas monetarias comiencen a ser menos restrictivas. En adición a lo anterior, hay que considerar que en algunos modelos se prevé una posible moderación de la actividad económica que podría desencadenar en una recesión a finales de 2024.

Ante este escenario, Pemex mantendrá su estrategia para mejorar sus operaciones, que deberá reflejarse en una estabilización de la producción en los niveles observados en 2023, así como en un crecimiento en el proceso y en la comercialización de hidrocarburos y derivados. Además, el seguimiento ordenado de la estrategia financiera de la empresa y el apoyo del Gobierno Federal deberá resultar en una mejor posición financiera para la empresa.

En lo que respecta al gasto corriente, Pemex continuará buscando dar suficiencia a su operación, asignando los recursos hacia los proyectos más rentables que permitan capturar los beneficios económicos en el menor plazo posible, honrando así el principio de disciplina financiera y eficiencia en el uso de los recursos.

En línea con el Plan de Negocios, la estrategia financiera continuará enfocándose en no incrementar la deuda total, en moderar los costos financieros, así como en gestionar una distribución adecuada del perfil de vencimientos de la deuda financiera. La inyección de capital por 145,000 MM\$ establecida por primera vez en el presupuesto para el pago de la

deuda, será uno de los factores principales que aporten a lo anterior. Además, se mantendrá vigilancia de los mercados para identificar posibles oportunidades que permitan instrumentar operaciones de refinanciamiento y manejo de pasivos que mejoren las condiciones de costo y vencimientos de la deuda.

También, se continuará con los esfuerzos en materia ambiental, social y de gobernanza (ASG), que serán la base de la sostenibilidad futura de la empresa. La definición de metas a mediano y largo plazo que se detallarán en el Plan de Sostenibilidad de Pemex, alineadas a los compromisos de desarrollo sostenible y cambio climático de México, reafirman el compromiso de la empresa con todas sus partes interesadas y su propósito de seguir siendo el motor del país.

Carga fiscal

Disminución y diferimiento de los derechos petroleros

El régimen fiscal para Pemex durante el periodo analizado entró en vigor en 2015 y puede tener modificaciones periódicas. La legislación secundaria publicada en agosto de 2014 establece un régimen fiscal aplicable a los contratos que rigen las actividades de exploración y producción que se llevan a cabo en México a partir del 1 de enero de 2015, así como un dividendo estatal que debe pagar Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias a partir del 1 de enero de 2016.

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIH) establece, entre otras cosas, los derechos aplicables a Pemex en relación con sus asignaciones otorgadas por el Gobierno de México. Entre ellos se encuentra el DUC, con una tasa que con la reforma energética se fijó en 65%, previendo en los transitorios, reducciones graduales desde 70% en 2015 hasta 65% a partir de 2019, la cual aplica al valor de los hidrocarburos producidos en el área respectiva, menos las deducciones permitidas. En diciembre de 2019, se hizo una reforma a la LIH, estableciendo la tasa en 54%, especificando en los transitorios que para el 2020 aplicaría una tasa de 58%. No obstante, en 2022 y 2023, a través de su determinación en la Ley de Ingresos de cada año, la tasa fue de 40%. En este mismo orden de ideas, en la Ley de Ingresos de 2024 se especificó una tasa para el cálculo del DUC de 30%.

En relación con lo antes expuesto, y derivado de la aplicación de los decretos publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 21 de abril de 2020 y el 19 de febrero de 2021, fue posible acreditar en contra del DUC 65,000 MM\$ en 2020 y 73,280 MM\$ en 2021.

Asimismo, en los ejercicios fiscales de 2022 y 2023 se autorizó en varias ocasiones el diferimiento del plazo para la liquidación del pago del DUC y del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), lo cual representó una herramienta importante para la gestión de la liquidez de la empresa.

Recuperación de estímulos fiscales por IEPS

El Ejecutivo Federal publicó el 4 de marzo de 2022, en el DOF, el Decreto por el que se establecen estímulos fiscales complementarios a los combustibles automotrices. La aplicación de estos estímulos complementarios se traduce en la posibilidad de recuperar el diferencial entre el precio máximo de venta de los combustibles y aquél que hubiera aplicado en caso de que no hubiese descuentos al IEPS; es decir, en caso de considerar el IEPS en su totalidad; asimismo, el Decreto establece que el monto del estímulo fiscal correspondiente a la totalidad de litros de combustibles enajenados en un mes calendario se podrá acreditar contra el Impuesto Sobre la Renta (ISR) a cargo del contribuyente (provisional del mes de la enajenación o del ejercicio) y, de existir una diferencia o en caso de que no se haya aplicado en el mes, el contribuyente lo podrá acreditar contra el Impuesto al Valor Agregado (IVA) del mes del que se trate. Además, prevé que, de subsistir un excedente de estímulo acreditable, el contribuyente podrá solicitar la devolución de dicho saldo, de conformidad con las disposiciones de carácter general que para tal efecto emita el Servicio de Administración Tributaria (SAT).

La Regla Miscelánea Fiscal número 11.10.1., de la tercera Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2022 establece, entre otros aspectos, un plazo expedito para la devolución del excedente del estímulo acreditable, así como la modalidad y requisitos para que la Autoridad Fiscal proceda a la autorización.

En términos de lo expuesto, a través de Pemex Transformación Industrial, fueron realizadas las gestiones para la obtención del estímulo complementario del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, por un importe de 108,844 MM\$ en 2022 y de 3,074 MM\$ en 2023.

Devoluciones de contribuciones obtenidas

Las devoluciones de contribuciones obtenidas por Pemex y sus EPS han obedecido, en promedio, en más del 90% al IVA. En el ejercicio fiscal 2022 se devolvió por parte del SAT la cantidad de 69,150 MM\$ en dicha contribución. En lo que respecta a otras contribuciones tales como ISR por salarios e ISR Retenciones del Sistema Financiero, entre otros, sumaron una devolución total en el ejercicio fiscal 2022 de 149 MM\$.

En el ejercicio fiscal 2023, se devolvieron 39,203 MM\$ de IVA y 292 MM\$ de otras contribuciones.

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 2023, una meta de balance financiero de 0.0 MM\$ en flujo de efectivo, resultado de una estimación de ingresos totales por 2,428,750 MM\$, egresos por 2,280,664 MM\$ y un costo financiero neto de 148,086 MM\$. Para el cierre del ejercicio fiscal, por diversos eventos presentados durante el año, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público determinó para Pemex una meta de balance financiero ajustada de 50,736 MM\$, misma que es la referencia para el cumplimiento de ese indicador.

Al 31 de diciembre de 2023 se registró un balance financiero de 56,152 MM\$ que compara favorablemente con la meta ajustada comunicada a Pemex por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 50,736 MM\$; es decir, refleja una mejora de 5,416 MM\$, resultado de menores ingresos propios por 5,085 MM\$ y disminuciones en el gasto programable por 8,771 MM\$ y en el costo financiero neto por 1,730 MM\$.

En la tabla siguiente se presenta el comparativo del presupuesto original, el último presupuesto modificado autorizado y el ejercicio presupuestal, conforme a lo presentado en la Cuenta Pública de 2023.

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

Concepto	2022	2023				Var. (%)		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio ¹ (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/	Ejer/	23/22 Real ²
						Prog	Mod	
Ingresos	2,617,764	2,428,750	2,085,549	2,085,644	-343,106	-14.1	0.0	-23.8
Ventas nacionales	1,457,827	1,734,501	1,311,722	1,311,723	-422,778	-24.4	0.0	-13.9
Ventas exteriores	756,945	680,866	544,241	544,241	-136,625	-20.1	0.0	-31.2
Venta Servicios	2,676	5,087	3,709	3,709	-1,377	-27.1	0.0	32.6
Otros ingresos	400,316	8,297	225,877	225,971	217,674	2,623.5	0.0	-46.0
Subsidios y transferencias								
Egresos	2,447,078	2,280,664	1,925,799	1,925,682	-354,982	-15.6	-0.0	-24.7
Gasto programable	670,749	678,407	576,681	576,590	-101,817	-15.0	-0.0	-17.7
Corriente	134,703	163,620	138,833	138,781	-24,839	-15.2	-0.2	-1.4
Pensiones y jubilaciones	68,630	73,909	74,256	74,256	347	0.5	-0.0	3.5
Inversión	467,156	440,878	357,199	357,163	-83,715	-19.0	-0.1	-26.8
Física	331,404	438,126	315,677	315,642	-122,484	-28.0	-0.1	-8.8
Financiera	135,752	2,752	41,521	41,521	38,769	1,408.8	0.0	-70.7
Op. ajenas netas	261	0	6,394	6,390	6,390	n.r.	-0.1	2,242.5
Mercancía para reventa	881,847	617,915	624,515	624,515	6,600	1.1	0.0	-32.2
Impuestos indirectos	299,435	510,276	416,900	416,875	-93,400	-18.3	-0.0	33.2
Impuestos directos	595,047	474,067	307,703	307,702	-166,365	-35.1	-0.0	-50.5

Concepto	2022	2023				Var. (%)		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio ¹ (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/	Ejer/	23/22 Real ²
						Prog	Mod	
Balance Primario	170,686	148,086	159,750	159,962	11,876	8.0	0.1	-10.3
Costo Financiero	132,359	148,086	103,810	103,810	-44,276	-29.9	0.0	-24.9
Balance Financiero	38,328	0	55,940	56,152	56,152	n.r.	0.4	40.2
Ingresos Propios ³	841,436	826,493	736,431	736,552	-89,941	-10.9	0.0	-16.2
Endeudamiento neto	-48,585	30,000	-111,783	-111,783	-141,783	-472.6	0.0	120.2
Disposiciones	421,868	249,879	297,138	297,138	47,259	18.9	0.0	-32.6
Amortizaciones	470,453	219,879	408,921	408,921	189,042	86.0	0.0	-16.8
Revaluación por tipo de cambio	2,595	0	4,438	4,663	4,663	n.r.	5.1	72.0
Incremento (uso) caja	-7,663	30,000	-51,405	-50,968	-80,968	-269.9	-0.9	536.6

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

¹ Cifras de Cuenta Pública.

² Se aplicó un factor de 1.0449, conforme al deflactor implícito del Producto Interno Bruto (PIB).

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

n.r. No representativo.

Variables macroeconómicas

La recuperación del entorno macroeconómico quedó de manifiesto al cierre del año, al registrarse un promedio de 70.98 US\$/b en el precio de la MME y una apreciación del tipo de cambio, alcanzando un promedio de 17.75 pesos por dólar, en contraste con las consideraciones originales para el presupuesto aprobado por el Congreso de 68.7 US\$/b para la MME y de un tipo de cambio promedio de 20.6 pesos por dólar.

Ingresos

Los ingresos brutos totalizaron 2,085,644 MM\$, monto inferior en 14.1% con relación a los programados en el presupuesto original. Los factores que más incidieron fueron, por lo que respecta a las ventas nacionales, una disminución en la demanda de gasolinas, diésel y gas seco, y por lo que respecta a las ventas exteriores, la disminución observada en el tipo de cambio, que revirtió el efecto positivo que tuvieron en las exportaciones un menor proceso de crudo en refinerías y un incremento en el precio promedio de exportación.

En cuanto a los Otros ingresos, el importe obtenido en el año por 225,971 MM\$ que 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 166,615 MM\$. De este total, 71,736 MM\$ se destinaron a la amortización de la deuda financiera ya programada en el 2023 y 94,879 MM\$ a la capitalización de Pemex, tanto para apoyo al gasto de inversión como para fortalecer su posición financiera.

Egresos

Gasto programable

El ejercicio del gasto programable, considerando operaciones ajenas netas, fue por un total de 576,590 MM\$, representando una disminución de 101,817 MM\$, equivalente a 15.0% respecto del presupuesto original autorizado por 678,407 MM\$.

Con relación al presupuesto original:

El gasto corriente disminuyó 24,839 MM\$, equivalentes a una baja de 15.2%, al ubicarse en 138,781 MM\$.

Las pensiones y jubilaciones fueron superiores en 347 MM\$, representando un aumento del 0.5% de reducción, con un monto de 74,256 MM\$.

La inversión total presentó un decremento de 83,715 MM\$; es decir, de 19.0%, con un total de 357,163 MM\$. La disminución se compuso de una reducción por 122,484 MM\$ en la inversión física, equivalente a un 28.0%, y de un incremento por 38,769 MM\$ en la inversión financiera.

- Las operaciones ajenas representaron un resultado neto por 6,390 MM\$.

Durante 2023, se gestionaron 10 adecuaciones presupuestales que contaron con la autorización previa del Consejo de Administración, así como 10 movimientos internos autorizados por el funcionario facultado, que derivaron en un gasto programable modificado de 576,681 MM\$.

Gasto no programable

Mercancía para reventa. Este rubro ascendió a un total de 624,515 MM\$, superior en 6,600 MM\$ al monto presupuestado, consecuencia de un menor proceso de crudo y mayor importación de combustibles y petroquímicos.

La carga fiscal indirecta totalizó 416,875 MM\$, siendo menor en 93,400 MM\$ a la programada. La variación se debió al resultado de menores pagos de IVA por 32,871 MM\$ y de IEPS por 60,529 MM\$.

El pago de impuestos directos fue de 307,702 MM\$, menor en 166,365 MM\$ respecto de lo considerado en el presupuesto original. La variación se explica, principalmente, por menores pagos, tanto del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) como del Derecho por la Extracción de Hidrocarburos (DEXTH).

Costo financiero neto

El costo financiero neto registró un decremento de 44,276 MM\$ con relación al monto presupuestado. Dicha disminución se explica por componente conforme a lo siguiente:

- En relación con los intereses asociados a la deuda, se observó un menor pago de intereses externos por 41,020 MM\$, debido a un resultado positivo de operaciones con instrumentos financieros derivados y un mayor pago de intereses internos por 9,031 MM\$, ante ajustes en el programa de financiamientos.
- Los egresos financieros mostraron un incremento de 9,093 MM\$, principalmente como consecuencia de mayores intereses pagados a terceros y por el pago de primas de coberturas de crudo y gas.
- Finalmente, se obtuvo un mayor ingreso financiero por 21,380 MM\$, ocasionado por mayores intereses ganados y por el resultado positivo de instrumentos financieros derivados.

Indicador del Plan de Negocios					
Indicador	Resultados observados		Meta 2023	Variación % 2023 Observado Vs Meta	
	2022	2023			
Balance financiero (MMM\$)	38.3	56.2	50.7	10.7	↑
Saldo de la deuda financiera total (MMMUS\$)	107.7	106.0	105.0	1.0	↑

Ejercicio de inversión en flujo de efectivo (millones de pesos)								
EPS	2022	2023				Variación %		
	Ejercicio	PEF (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Dif (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	23 / 22 Obs ¹
Total	467,156	440,878	357,199	357,163	-83,715	-19.0	-0.0	-26.8
Pemex Exploración y Producción	286,431	404,000	272,878	272,843	-131,157	-32.5	-0.0	-8.8
Pemex Transformación Industrial	150,844	27,891	75,269	75,269	47,378	169.9	-0.0	-52.2
Pemex Logística	6,275	7,517	7,755	7,755	238	3.2	0.0	18.3
Corporativo	23,606	1,470	1,296	1,296	-174	-11.9	0.0	-94.7

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

¹ Se aplicó un factor de 1.0449, conforme al deflactor implícito del Producto Interno Bruto (PIB).

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2023

Durante 2023 se realizaron un total de 1,915 contrataciones por un monto total de 405,191 MM\$ conforme a la siguiente tabla:

Contratos formalizados 2023				
Entidad	Contratos acumulados (Corte 31 diciembre)	%	Monto (MM\$)	%
PEP	680	36	334,697	83
PTRI	674	35	13,792	3
PLOG	221	12	21,710	5
Corporativo	340	18	34,992	9
Total	1915	100	405,191	100

Por Abastecimiento Convencional, se realizaron un total de 1,426 contrataciones, de las cuales 637 fueron adquisición de bienes, 623 servicios, 143 obras, 14 arrendamientos, y nueve bienes y servicios, conforme a lo siguiente:

Tipos de procedimientos de contratación en 2023								
(Cantidad)								
Abastecimiento Convencional	Concurso Abierto Nacional	Concurso Abierto Internacional	Concurso Abierto Internacional bajo la cobertura de los TLC	Excepción al Concurso Abierto				Total
				Invitación Restringida	Adjudicación Directa	Adjudicación Directa (Emergencia)	Operaciones Simplificadas	
Arrendamientos	1				11	2		14
Bienes	62	152	200	7	94	90	32	637
Bienes y Servicios	2	5			2			9
Obras	43		21	3	38	38		143
Servicios	146	5	168	12	113	74	105	623
Total	254	162	389	22	258	204	137	1426
%	18%	11%	27%	2%	18%	14%	10%	100%

Por Abastecimiento Convencional, se reportaron contrataciones por un total de 297,033 MM\$, de los cuales 141,203 MM\$ fueron servicios, 103,724 MM\$ obras, 40,834 MM\$ bienes, y 10,850 MM\$ arrendamientos y 422 MM\$ en bienes y servicios, conforme a lo siguiente:

Tipos de procedimientos de contratación en 2023								
(Monto)								
Abastecimiento Convencional	Concurso Abierto Nacional	Concurso Abierto Internacional	Concurso Abierto Internacional bajo la cobertura de los TLC	Excepción al Concurso Abierto				Total
				Invitación Restringida	Adjudicación Directa	Adjudicación Directa (Emergencia)	Operaciones Simplificadas	
Arrendamientos	48				10,778	24		10,850
Bienes	1,879	1,965	16,601	80	19,294	1,006	9	40,834
Bienes y Servicios	40	371			12			422
Obras	6,161		21,268	6,816	66,999	2,480		103,724
Servicios	35,525	618	36,238	1,029	64,418	3,338	37	141,203
Total	43,652	2,954	74,107	7,925	161,500	6,848	46	297,033
%	15%	1%	25%	3%	54%	2%	0%	100%

Por Abastecimiento Estratégico se realizaron un total de **489** contrataciones, de las cuales **277** fueron servicios, **207** adquisición de bienes y **cinco** de bienes y servicios conforme a lo siguiente:

Tipos de procedimientos de contratación en 2023			
(Cantidad)			
Abastecimiento Estratégico	Contratos Preparatorios	Acuerdos Referenciales	Total
Bienes	191	16	207
Bienes y Servicios	4	1	5
Servicios	177	100	277
Total	372	117	489
%	76%	24%	100%

Por abastecimiento estratégico, se reportaron contrataciones por **108,159** MM\$, de los cuales **98,138** MM\$ fueron servicios, **9,489** adquisición de bienes y 532 MM\$ bienes y servicios conforme a lo siguiente:

Tipos de procedimientos de contratación en 2023 (Monto)			
Abastecimiento Estratégico	Contratos Preparatorios	Acuerdos Referenciales	Total
Bienes	9,176	312	9,489
Bienes y Servicios	346	186	532
Servicios	25,778	72,359	98,138
Total	35,300	72,858	108,159
%	33%	67%	100%

Convenios Modificatorios durante 2023

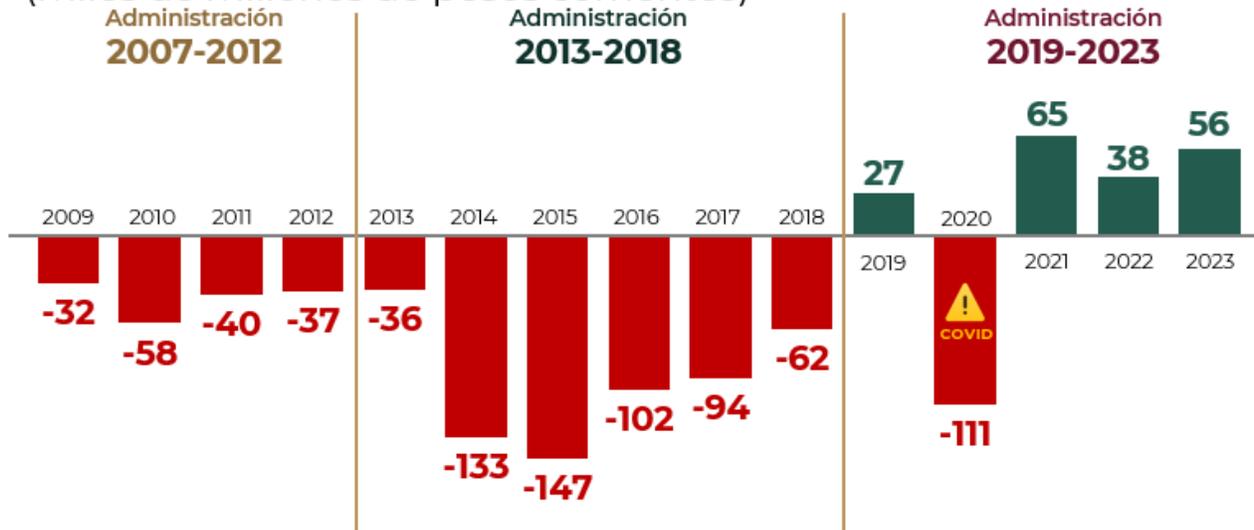
319 contratos fueron modificados a través de convenios modificatorios realizados durante 2023, 94 correspondieron a modificaciones en plazo, 49 a modificaciones en monto, 56 a modificaciones en plazo y monto y 120 en alcance.

Convenios modificatorios en 2023					
	En plazo	En monto	En plazo y monto	En alcance	Total
Total	94	49	56	120	319
Pemex Exploración y Producción	34	38	44	98	214
Pemex Transformación Industrial	21	0	6	10	37
Pemex Logística	25	5	2	4	36
Pemex Corporativo	14	6	4	8	32

Resultados de la presente administración

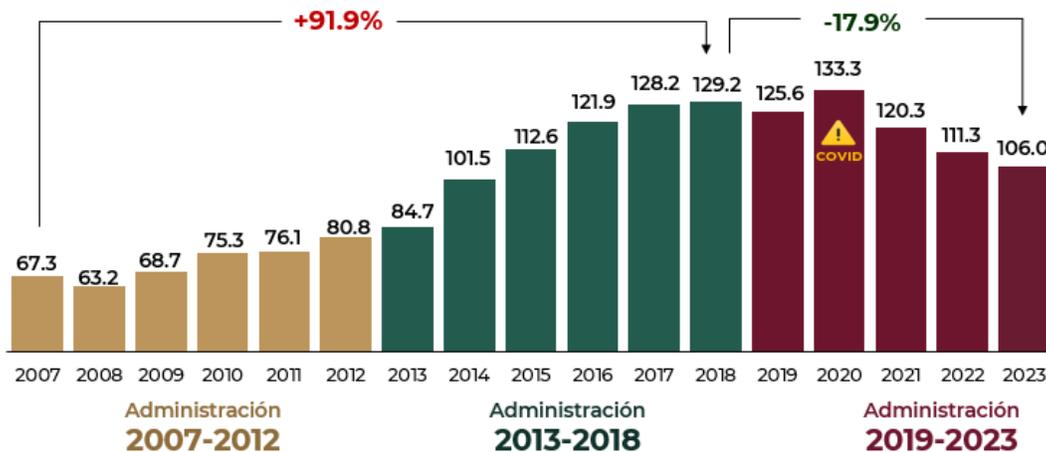
Pemex registró resultados positivos en el balance presupuestal.

Balance financiero presupuestal 2019-2023 (miles de millones de pesos corrientes)



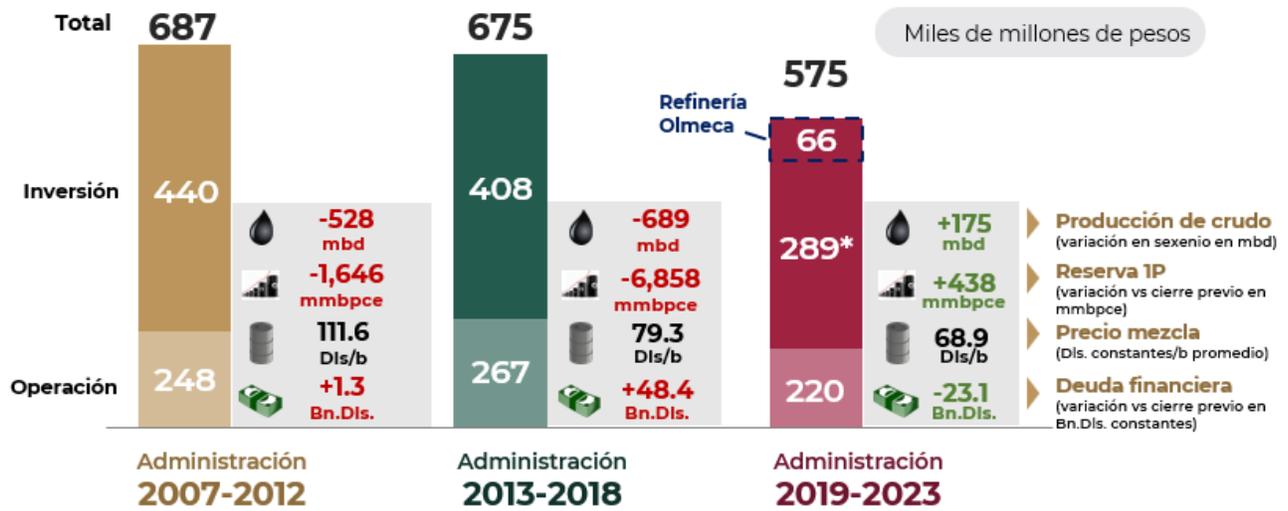
El saldo de la deuda evaluada en dólares constantes de diciembre de 2023 ha disminuido 23.1 mil millones de dólares en lo que va de esta Administración, equivalentes a una reducción de 17.9%, al pasar de 129.2 mil millones de dólares en diciembre de 2018 a 106.0 mil millones de dólares en diciembre de 2023.

Saldo de la deuda de Petróleos Mexicanos 2007-2023 (miles de millones de dólares constantes)



El saldo de la deuda ha disminuido **23.2 mil millones de dólares**

Estadísticas sexenales 2007-2023



* Se incluye la inversión en las coquizadoras de Tula y Salina Cruz, así como para la construcción de la refinería Olmeca.

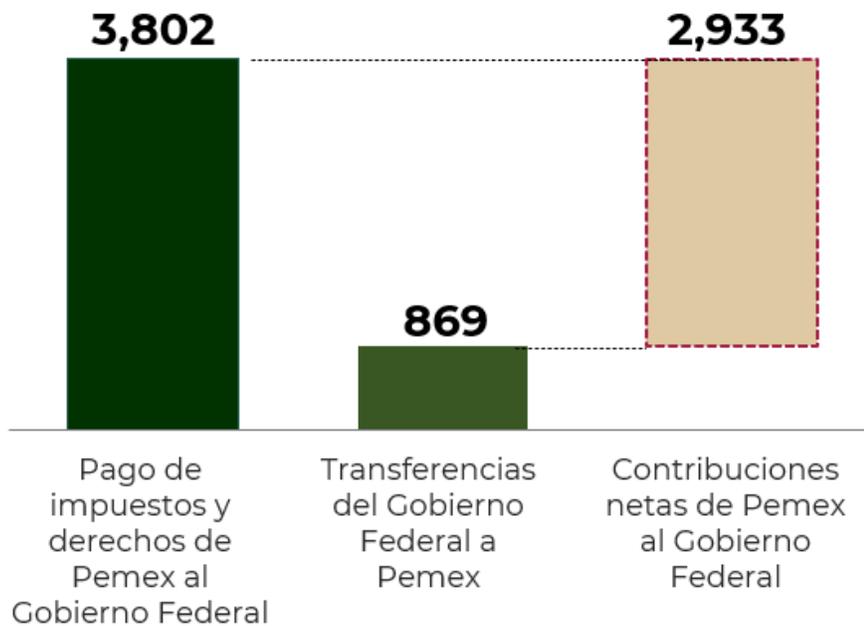
Pemex ha recibido apoyos del gobierno federal para el pago de la deuda, adquisición de activos, inversión en infraestructura y para fortalecer su liquidez, estos apoyos suman 869 MMM\$.

En impuestos y derechos, Pemex es el mayor contribuyente del país, pues en estos cinco años ha aportado a la Hacienda pública un total de 3.8 billones de pesos.

Restando las transferencias recibidas, las contribuciones netas son positivas por un total de 2.9 billones de pesos.

Contribuciones de Pemex al Gobierno Federal 2019-2023

Miles de millones de pesos corrientes

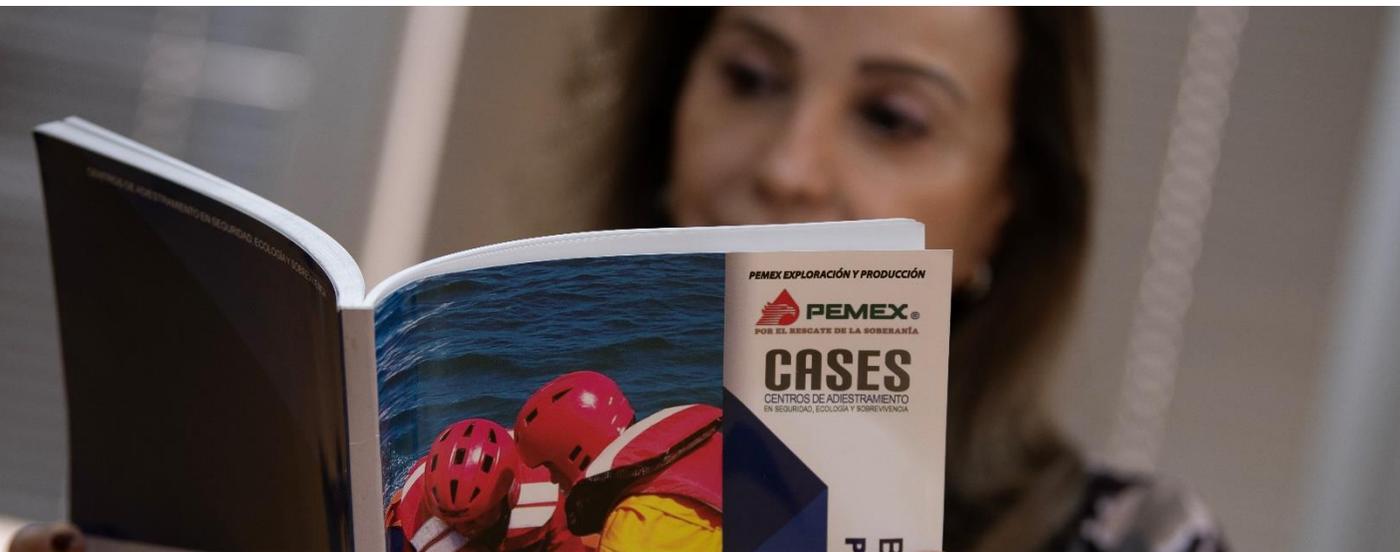






8

GOBIERNO
CORPORATIVO



Petróleos Mexicanos atiende cotidianamente la relación con las comunidades en las que realiza sus actividades de exploración, extracción, transformación y comercialización de hidrocarburos ya que la responsabilidad social es un valor fundamental de nuestro actuar. La construcción de este vínculo se da en un ambiente de respeto y de diálogo, buscando atender las necesidades y demandas de los pobladores.

Generando así la cooperación con las comunidades, lo que propicia la continuidad operativa y así conseguir la autodeterminación de México sobre sus hidrocarburos.

8.1 Administración corporativa.

Servicios personales

En concordancia con las políticas establecidas por el Gobierno Federal y los nuevos retos y proyectos que desarrolla Petróleos Mexicanos, se realizaron las siguientes acciones de optimización del gasto de mano de obra, como parte de la estrategia de contención del gasto de Servicios Personales de Operación 2023.

- Ejercicio 2023 Cifras en MM\$:
- Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF): 106,088 MM\$
- Ejercido: 98,391 MM\$

La contención del gasto en Servicios Personales de Operación para el año 2023 fue de 7,697 MM\$, un 7% menos respecto al PEF.

Se logró una contención del gasto en los siguientes rubros:

- Gasto en Coberturas de Operación: se tuvo un ahorro por 5,998 MM\$, conteniéndose un 48% respecto al 2019 y por 2,273MM\$, un 27% menos respecto a 2022.
- Procesos de Ajustes Mensuales del Impuesto Sobre la Renta (ISR) 2023:
- Derivado de las mejoras implementadas en las rutinas de cálculo de ISR, los ajustes mensuales que afectan el gasto de operación e impuesto de los trabajadores continúan reflejando una contención del gasto, como se muestra a continuación:

Tipo de gasto (MM\$)	2019	2020	2021	2022	2023	Contención del gasto
Operación	1,717.8	1,117.2	947.6	922.3	964.5	753.4
Inversión	296.2	175.6	146.6	151	177.7	118.5
FOLAPE	111.7	85.6	74	84.6	83.8	28
Total general	2,125.8	1,378.4	1,168.2	1,157.9	1,225.9	899.8

Estructuras organizacionales

Reingeniería de la Plantilla Organizacional

Con el fin de optimizar eficientemente y adecuar la plantilla organizacional, atendiendo las disposiciones de la Ley de Austeridad Republicana, a través de la redistribución de recursos, el mantenimiento de estructura ocupacional y análisis de costos, garantizando la continuidad operativa y el control del gasto de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, se realizaron las siguientes acciones:

- Se priorizaron los proyectos urgentes para la Dirección General, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística y Pemex Corporativo, maximizando recursos para su atención a través de valores compensados.

- Se revisó, validó e integró la documentación correspondiente para sustentar la asignación de recursos para la atención de los proyectos, como la Refinería Olmeca, la Coquizadora Tula, el área de Vigilancia del Hospital Salina Cruz, entre otros.
- Se han atendido las solicitudes de Pemex Corporativo, PEP, PLOG y PTRI adicionando recursos a los proyectos en los casos necesarios mediante Dictámenes de creación, sin que represente un incremento de recursos con relación a la plantilla.
- Asimismo, se realizó la revisión de cierre de proyectos 2023 de todas las empresas.

Proyecto de Estructura para la Refinería “Olmeca”

El objetivo es facilitar la estructura necesaria para planear, supervisar, controlar y coordinar los trabajos de la nueva Refinería “Olmeca”.

Durante el mes de diciembre, la ocupación de las plazas temporales del proyecto de pre-comisionamiento, comisionamiento, arranque y estabilización de las 17 plantas de la Refinería Olmeca, se ubicó de esta manera: de un total de 682 plazas, el 80.9% (552), se encuentran ocupadas y el 19.1% (130) se encuentran vacantes.

Con relación al Programa de Entrenamiento de ingenieros de control y mantenimiento, actualmente tiene 264 plazas ocupadas y 336 plazas no activas.

Respecto a la contratación de plazas definitivas en la Refinería Olmeca, derivado de la aplicación de la estructura no básica y organizacional, se continúa con 149 trabajadores contratados de régimen confianza. Por su parte, el Convenio Administrativo Sindical aún se encuentra en proceso de autorización.

Proyecto de Estructura para la Terminal Marítima Dos Bocas

Este proyecto tiene por objetivo proporcionar la información de las plazas relacionadas con la Operación de la TMDB para la transferencia de PLOG a PEP:

- Se identificó el universo de plazas existentes en la TMDB, tanto con cargo a PEP, como con cargo a PLOG por régimen contractual.
- Se procedió a realizar una propuesta de plazas a considerar desde el punto de vista organizacional óptimo para operar y mantener la instalación de la TMDB, con independencia de la EPS que quede a cargo en propiedad y operativamente de la instalación.

- Se elaboró un planteamiento de plazas régimen confianza a transferir de PLOG a PEP, con base en un análisis de los procesos sustantivos de la propuesta de nueva Gerencia por parte de PEP.

El proceso de transferencia de recursos de la TMDB de PLOG a PEP, para el mes de diciembre 2023, continua pendiente de definición.

Plantilla Organizacional

Al cierre de diciembre de 2023, Pemex totalizó una plantilla de 122,550 plazas ocupadas, siendo 97,750 de régimen sindicalizado (79.8%) y 24,800 correspondieron a personal de confianza (20.2%).

Conforme al compromiso presidencial, está en marcha el proceso de estabilidad laboral. De enero del 2019 a diciembre de 2023, se realizaron los siguientes avances:

- 18,616 jubilaciones, 2,528 de confianza y 16,088 de sindicalizados
- 72,594 ascensos, 7,210 de confianza y 65,384 de sindicalizados
- 24,372 basificaciones, 4,016 de confianza y 20,356 de sindicalizados



Mantenimiento a las Estructuras Organizacionales

- Se crearon 1,850 plazas para la estructura no básica de Salvaguardia Estratégica.
- Se crearon las estructuras Corporativas para los servicios de soporte para la Refinería Olmeca, con 223 plazas para Servicios Corporativos, Tecnologías de la Información, Capital Humano, Abastecimiento, Servicios de Salud y la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF).

Programa Gas Bienestar

Se establecieron esquemas de plazas modulados por proceso con base a estudios técnicos organizacionales, lo que derivó en la creación de 479 plazas, renovando para 2022, 241 plazas, y 185 plazas para el 2023, mismas que se dictaminaron y cancelaron en ese año.

Pemex Transformación Industrial, Pemex Exploración y Producción y Pemex Logística

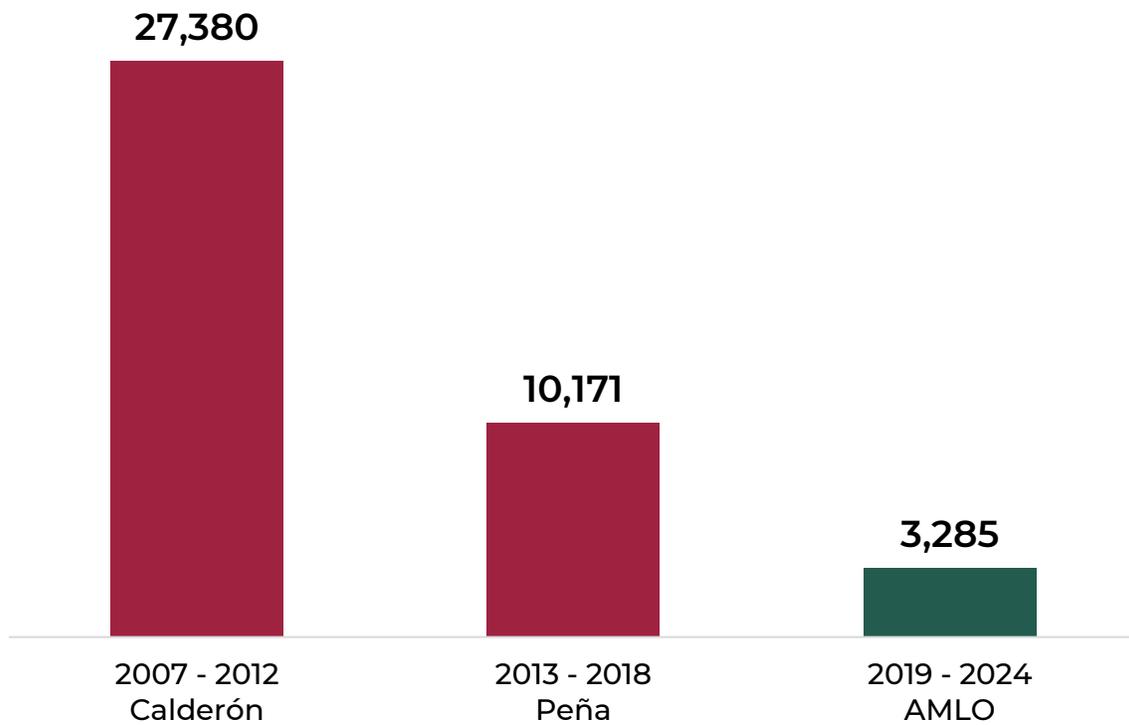
En 2023, se publicó el Estatuto Orgánico de PTRI relativo a la creación de la Gerencia de la Refinería Olmeca. Se elaboró y autorizó el Acuerdo de Organización para la adecuación de la Estructura no básica.

En 2023, se aprobaron modificaciones a la estructura básica de PEP, creando la nueva Subdirección de Diseño e Ingeniería de Infraestructura, así como autorizando transferir las funciones de acondicionamiento de hidrocarburos marinos de la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de PLOG a la Subdirección de Coordinación Operativa Comercial de PEP y conformar la nueva Gerencia de Acondicionamiento de Hidrocarburos Marina.

En 2023, se aprobaron modificaciones a la estructura básica de PLOG, transfiriendo la Gerencia de Tratamiento y Logística Primaria Marinas a la Subdirección de Coordinación Operativa Comercial de PEP para formar la Gerencia de Acondicionamiento de Hidrocarburos Marina.

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 fue 733% mayor al realizado por lo que va a la fecha de la actual administración (2019-2024); mientras que para 2013-2018 fue 210% superior.



Eficiencia y productividad laboral

Evolución Tecnológica de Soluciones de Capital Humano

En la estrategia trianual (2021-2023) de modernización de aplicaciones, mediante la evolución en plataformas, automatización y rediseño de la funcionalidad que soportan las diferentes soluciones de negocio, se atendió la obsolescencia tecnológica de las 38

aplicaciones de Capital Humano, atención de iniciativas de Bienestar Laboral (trámites digitales) y la respuesta a la automatización de los procesos, simplificación administrativa y digitalización de trámites, una solución de capacitación en línea y evaluaciones diagnósticas, el Portal Transaccional para Capital Humano por Internet, la actualización tecnológica de la aplicación de Sistema Integral de Centros de Desarrollo Infantil (SICENDI), la evolución tecnológica del Sistema Institucional del Incentivo al Desempeño de la Solución Institucional de Recursos Humanos y Nómina, entre otros.

Pemex Asiste. Se cuenta con un total de 233,029 usuarios únicos con aceptación de términos y condiciones.

Gobernanza

Actualización de Evaluaciones Psicométricas e Implementación de la Estrategia de Evaluación de Personal alineada al Programa Pemex Cumple

En cumplimiento a lo establecido en el Plan de Negocios 2023-2027, se implementa la Estrategia de Evaluación de Personal alineada a Pemex Cumple, que tiene como objetivo identificar individuos que pueden presentar conductas de riesgo, contrarias a los principios y conductas éticas establecidas en Nuestros Códigos.

Al cierre de diciembre 2023, se han identificado 3,378 plazas ocupadas vinculadas a puestos susceptibles a cometer actos de corrupción. De este universo, se han aplicado 2,544 evaluaciones psicométricas (75%) y restan por aplicarse 834 (25%). Estas evaluaciones constituyen la primera fase de la Estrategia de Evaluación alineada a Pemex Cumple; asimismo, de las 2,544 evaluaciones aplicadas, se ha determinado que 271 casos (11%) requieren aplicar una evaluación de personalidad, la cual representa la segunda fase de la Estrategia de Evaluación alineada a Pemex Cumple. En este sentido, de los 271 casos para los cuales se ha determinado aplicar la evaluación de personalidad, se tiene un avance de 151 evaluaciones aplicadas (56%) y restan por aplicarse 120 (44%). Finalmente, a la fecha no se ha determinado ningún caso que requiera evaluación poligráfica, la cual constituye la tercera fase de la Estrategia de Evaluación alineada a Pemex Cumple.

Operación del Centro de Evaluaciones de Control y Confianza

Derivado de la necesidad de Petróleos Mexicanos de renovar periódicamente la Licencia Oficial Colectiva 216, otorgada por la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), se trabajó en la habilitación y equipamiento del Centro de Evaluaciones de Control y Confianza.

Para ello, se adquirieron ocho equipos poligráficos de última generación y, a partir de diciembre 2021, se aplican evaluaciones psicológicas y poligráficas propias del proceso de incorporación de personal operativo destinado a la función de salvaguardia de instalaciones y personal de Petróleos Mexicanos.

A la fecha se han realizado más de 3,000 evaluaciones psicológicas y más de 2,300 evaluaciones poligráficas requeridas para la incorporación o permanencia de personal destinado a la función de Salvaguardia Estratégica. Dentro de dichas evaluaciones, destacan las aplicadas a más de 1,500 agentes operativos.

Evaluaciones en Oficinas Centrales en el marco de proyectos estratégicos de Pemex y sus EPS

Adicionales a los proyectos de Actualización de Evaluaciones Psicométricas alineado a Pemex Cumple, Sistema Nacional de Refinación, Líderes de Disciplina y Especialidad de PEP y Salvaguardia Estratégica, se aplican evaluaciones correspondientes a diferentes proyectos estratégicos para Pemex: médicos residentes, profesionistas en formación, choferes para Pemex Logística, etc. Específicamente en oficinas centrales, durante 2023 se aplicaron un total de 3,336 evaluaciones psicométricas, un promedio anual de 14 evaluaciones diarias.

Reclutamiento y selección

Reclutamiento y Selección de Profesionistas para el Sistema Nacional de Refinación

Para el programa de entrenamiento especializado que imparten Pemex y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para el SNR y como parte de la estrategia del Gobierno de México de impulsar el rescate de la soberanía nacional, en junio de 2021 y a solicitud de la Secretaría de Energía, se inició la implementación de un Programa de Entrenamiento para Ingenieros de diversas especialidades para el SNR. Se instrumentó una estrategia de reclutamiento y selección de personal para entrenar y certificar a 300 Ingenieros de Control de Proceso y 300 Ingenieros de Mantenimiento, y con esto disponer de 600 especialistas altamente calificados, priorizando al personal interno con experiencia que cumpliera con los perfiles de puesto establecidos.

Al cierre del programa en 2023, se contactó a cerca de 5,000 candidatos y se coordinó la evaluación de aproximadamente 2,500, para lograr la participación de 609 Ingenieros, de los cuales 589 concluyeron satisfactoriamente el programa de formación y se encuentran laborando actualmente en las siete refinerías que conforman el SNR, incluyendo la Refinería Olmeca en Dos Bocas, Tabasco.

Implementación de las Evaluaciones de Conocimientos Técnicos para la cobertura de Plazas de Grupo 3 / Cláusula 3 CCT

En apego a lo establecido en el Contrato Colectivo de Trabajo (CCT) y buscando proveer a la empresa de personal calificado, se ha implementado el programa de evaluaciones de conocimientos técnicos para candidatos a ocupar plazas del Tercer Grupo, conforme a lo establecido en la Cláusula 3 del Anexo 10 del CCT.

Durante 2023, se recibieron, procesaron y gestionaron un total de 297 solicitudes de evaluaciones de conocimientos técnicos correspondientes a plazas de Pemex y sus EPS:

- 55 se encuentran en proceso de integración de expediente para poder evaluarlos.
- 242 expedientes han sido integrados y validados, de los cuales 70 (29%) fueron liberados por la Comisión Nacional Mixta de la Cláusula 3 y se canceló la convocatoria de nueve.
- En función de la integración de los expedientes y de la definición de las personas propuestas, se han aplicado 137 evaluaciones (57%) para candidatos de la Administración y del STPRM cuyos resultados se han remitido oportunamente a las instancias correspondientes, para que las plazas sean ocupadas con los mejores calificados. Al cierre de diciembre se encuentran convocadas siete (3%).

Impulsar y fortalecer los Programas de Formación 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.

En este contexto, se autorizó el otorgamiento de un apoyo económico con el fin de impulsar el desarrollo de profesionistas egresados de carreras profesionales que, al tiempo que continúan con su desarrollo profesional, participan en la formación que proporciona Pemex a través de su involucramiento en proyectos estratégicos de acuerdo con lo establecido en el Plan de Negocios 2023-2027.

Por su parte, los programas de servicio social y prácticas profesionales contemplan la participación de estudiantes y profesionistas a través de objetivos y actividades que coadyuven para el desarrollo de proyectos en la empresa y a su vez, consoliden su formación académica y puedan poner en práctica los conocimientos adquiridos en las aulas.

A través de estos programas, se fortalecieron las áreas de Petróleos Mexicanos, impactando una población de 2,460 prestadores a nivel institucional durante 2023.

Programa de Fortalecimiento de Disciplinas y Especialidades para Proyectos de PEP (Líderes de Especialidad)

Como parte de la estrategia operativa de Petróleos Mexicanos, se implementó el Programa para el Fortalecimiento de las Disciplinas y Especialidades en Proyectos de PEP. Este programa busca fortalecer a PEP con profesionistas de alto desempeño en áreas sustantivas para atender proyectos prioritarios en materia de exploración y producción. Los profesionistas desarrollan actividades y entregables específicos, sobre los cuales es evaluado su desarrollo técnico, su comportamiento conductual y su desempeño, siempre en alineación con los proyectos estratégicos de PEP. A la fecha 501 profesionistas participan activamente en el Programa y 113 más están próximos a incorporarse.

Adicionalmente, se están evaluando a más de 350 candidatos de carreras técnicas (ingeniería petrolera / geología / geofísica) para poder seleccionar al mejor talento disponible para incorporarse a dicho programa durante 2024.

Desarrollo humano

Validación y seguimiento al Programa de Capacitación y Formación de Talento Humano

El programa atiende los requerimientos de capacitación de las áreas usuarias, para asegurar que sus propuestas de capacitación y formación cumplan con los requisitos, se atiendan las necesidades y estén alineadas a los objetivos del Plan de Negocios de Pemex. Una vez que se integra y formaliza el programa, se reportan los avances a entidades internas, así como a la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) y a la SHCP.

Para tal efecto, se implementó el Programa Institucional de Capacitación, Adiestramiento y Desarrollo Especializado (PICADE) en el Corporativo y las tres EPS, con el siguiente avance:

Resultados PICADE 2023	
Corporativo	1,124 eventos impartidos; 235 programados y 889 adicionales
PEP	2,336 eventos impartidos; 2,173 programados y 163 adicionales
PTRI	1,371 eventos impartidos; 1,267 programados y 104 adicionales
PLOG	972 eventos impartidos; 467 programados y 505 adicionales

Resultados generales de capacitación 2023

Eventos impartidos	6,076
Participaciones	254,731

Formación y actualización de instructores internos

La formación de instructoras e instructores internos resulta un proyecto de alta relevancia, para poder cumplir con las metas planteadas de capacitación y transferencia del conocimiento, haciendo uso de los recursos con los que ya cuenta la empresa. A través de una capacitación planeada, los trabajadoras y trabajadores de Pemex, pueden ejercer la función de instructoras e instructores y así replicar y transferir el conocimiento adquirido durante sus años de trabajo, lo que garantiza la retención y administración del conocimiento en la empresa.

En 2023 se actualizaron los materiales de apoyo para la impartición de los eventos de Formación de Instructores Internos. Se impartieron 23 cursos de Formación de Instructores Internos, con 366 participaciones y se cuenta con un Padrón Institucional de 2,479 Instructores Internos.

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 las trabajadoras y 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 las trabajadoras y los trabajadores de las distintas áreas usuarias puedan participar en foros de nivel mundial para actualizar sus conocimientos de la industria.

Durante 2023, a través de la colaboración con diversas instituciones educativas y de investigación, se logró capacitar a 27,779 trabajadores de Pemex y sus EPS, mediante 242 eventos (diplomados, pláticas, seminarios, cursos, webinars, foros, congresos, talleres con instructores internos, conferencias técnicas, especialidades y paneles) entre los que destaca el “Programa de Formación de Estudiantes y Egresados de Carreras Profesionales y de Posgrado”, con la incorporación de nueve profesionistas en formación para apoyar en los diversos proyectos.

Diseño de Estándares y Certificación de Competencias

Con esta iniciativa se promueve el crecimiento profesional del personal de la empresa, mediante la evaluación y certificación de competencias laborales de sus trabajadoras y trabajadores, con base en Estándares de Competencia (EC) del Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales (CONOCER).

Al comienzo de 2023 se realizó el levantamiento de necesidades de certificación en las áreas usuarias para alcanzar metas estratégicas definidas en el Plan de Negocios de Pemex.

Se desarrollaron cinco estándares de competencias que se encuentran en trámite de publicación:

1. Búsqueda de información delictiva en la industria petrolera.
2. Elaboración de reportes y recomendaciones, mediante el análisis de información delictiva en la industria petrolera.
3. Inspección física y documental de autotanques que transportan hidrocarburos y petrolíferos.
4. Realización de corrida de diablos en ductos terrestres.
5. Elaboración de Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST), en instalaciones dedicadas al tratamiento, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos.

Por último, se certificaron 1,760 trabajadores.

Programa de Secondees de Woodside

Con el propósito de adquirir conocimientos en procesos de exploración y producción en aguas profundas, se comisiona a personal especialista de Pemex del régimen de confianza a la empresa Woodside, para participar en el proyecto Trion, adoptando modelos operativos y mejores prácticas para la caracterización y explotación de este tipo de yacimientos. Para ello, se formalizan acuerdos individuales donde las expertas y los expertos de PEP se comprometen a transferir el conocimiento al término de su comisión.

Capacitación

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 UNEP, se obtuvo la certificación nacional de 66 trabajadores, 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, especializados y de interés general (diplomados, talleres, cursos, conferencias, congresos, paneles, seminarios, webinars y foros).

Adicionalmente, 59 trabajadores de mandos medios se capacitaron a distancia a través del curso “Impacto del liderazgo en las Organizaciones”, impartido por el IPN. Se realizó el convenio de colaboración con el Instituto Tecnológico de Petróleo y Energía, 47 trabajadores de Pemex continúan cursando la maestría en administración de negocios, tres de ellos con convenio-beca formalizado y 44 beneficiados por los descuentos otorgados para cursar este posgrado, además de tres familiares directos de los trabajadores.

Se obtuvo la revisión jurídica de los convenios de colaboración con el Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales (CONOCER), el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, y el acuerdo individual de comisión para el proyecto Trión.

Capacitación para personal de la Refinería Olmeca

En el marco del Plan Nacional de Refinación, orientado hacia la del SNR, así como la construcción de la Refinería Olmeca, para incrementar la capacidad de procesamiento de crudo y producción de gasolinas para consumo nacional, durante 2023 se reforzó la capacitación para el personal que se está integrando a la refinería con 611 eventos para 7,860 empleados.

Cultura Organizacional

Se fortaleció el Centro de Atención y Bienestar Laboral y de Género (CABLAG), mecanismo institucional que brindó orientación y acompañamiento psicosocial integral a las y los trabajadores que refirieron haber recibido actos que podrían constituir discriminación, violencia de género contra las mujeres, laboral, hostigamiento y acoso sexual, con perspectiva de género, interseccionalidad, interculturalidad y enfoque de derechos humanos. De enero a diciembre de 2023, se atendieron a 514 trabajadoras y trabajadores de primera vez, se derivaron en este periodo, 1,897 sesiones de acompañamiento psicosocial integral.

Se promovieron acciones de prevención de la discriminación, violencia de género contra las mujeres, laboral, hostigamiento y acoso sexual (jornadas, ferias, campañas, pláticas, conferencias y capacitación, entre otras), en 2023 se tuvo una participación de 10,281 trabajadoras y trabajadores y 1,629 conexiones por internet e intranet.

Se actualizó la App del programa Protec Salario para proteger la economía personal y familiar de las trabajadoras y trabajadores de Pemex, así como la de sus familias, mediante renovaciones de convenios para contar con un catálogo actualizado de empresas que otorgan beneficios, precios accesibles y descuentos especiales en diferentes tipos de bienes y servicios: instituciones educativas, vehículos automotores, deportes, empresas incluyentes, restaurantes, servicios financieros, aseguradoras, hogar, salud y bienestar, viajes y hospedajes y entretenimiento. Se realizaron 360,000 consultas aproximadamente mediante la aplicación. Se abrió la categoría Manos Indígenas en la aplicación, con la finalidad de incluir a mujeres productoras, artesanas y microempresarias que han participado en ferias de bienestar económico dentro de la empresa.

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 2023, destacan las siguientes:

- Se llevaron a cabo 178 simulacros obligatorios de incendio (código rojo) y de derrame de sustancia química peligrosa (código amarillo), de 186 programados con un nivel de cumplimiento del 95%.
- Se llevaron a cabo cuatro evaluaciones del Programa Hospital Seguro por parte de los comités estatales de la Ciudad de México, Guanajuato y Veracruz, las cuales fueron el Hospital Central Sur de Alta Especialidad, el Hospital Regional Salamanca, el Hospital General El Plan y en la Clínica Hospital Coatzacoalcos.

- Se renovaron dos Certificados de Calidad Ambiental (Hospital Central Norte y el Hospital General Ciudad del Carmen).
- Se cumplió al 100% las responsabilidades en materia ambiental en las unidades médicas, mediante el registro del Sistema SISPA.
- Se cumplió al 100% en la realización de la Cédula de Operación Anual (COA), en las 14 Unidades Médicas obligadas a reportar la COA, de las cuales, 11 reportan la generación de residuos peligrosos superiores a 10 toneladas y tres la descarga de aguas residuales a cuerpos de agua nacionales.
- Desde los años 2022 y 2023 se recibieron 34 inspecciones por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, de los cuales a la fecha se han cerrado por la autoridad competente 22 con atención de todas las medidas administrativas y de recorrido, quedando 12 inspecciones pendientes de cierre.
- Derivado de las observaciones realizadas por la STPS, se llevaron a cabo 35 cursos de capacitación en materia de seguridad, con lo que se capacitó a un total de 2,560 trabajadores.
- Se llevaron a cabo un total de 21 cursos de capacitación y actualización de las Comisiones Locales Mixtas de Seguridad e Higiene, con lo que se capacitaron a un total de 295 integrantes.
- Se certificaron a un total de 25 trabajadores en tres diferentes Estándares de Competencia, los cuales fueron el EC 1449 Mantenimiento a equipo biomédico de diagnóstico básico, EC 0907 Elaboración del Plan de Continuidad de Operaciones para dependencias y organizaciones y el EC 1097 Implementación del apoyo psicológico de primer contacto a personas afectadas por fenómenos naturales.

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	2023
Vacunación en Jornadas de Salud Pública	95,003
Vacunación en Semana de Salud Infantil	6,074
Vacunas aplicadas en el programa permanente (todos los grupos poblacionales)	85,742
Vacuna contra Influenza temporada 2024-2024*	163,842
Total de vacunas aplicadas	350,661

*octubre a diciembre 2023

Concepto	2023
Detecciones de cáncer de cuello del útero por citología	28,066
Detección de cáncer de mama por mastografía	24,063
Antígeno prostático	44,757
Detecciones de tamiz neonatal metabólico	1,435
Detecciones de tamiz neonatal auditivo	652
Detecciones para identificar tempranamente el riesgo cardiovascular (diabetes, hipertensión y obesidad)	358,789

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 36,196 consultas durante el periodo, en un total de 6,064 derechohabientes.

Enfermedades transmitidas por vector (ETV)

Se realizaron 722 estudios de laboratorio de identificación de enfermedades transmitidas por vector, confirmándose 237 casos nuevos de dengue.

Se procesaron un total de 103,895 pruebas el tamizaje de enfermedades transmisibles para una detección oportuna y referencia a tratamiento.

Tamizajes realizados						
VIH	Hepatitis C	Tuberculosis	Sífilis	Gonorrea	Brucelosis	Cólera
31,358	25,263	9,241	18,247	6,023	12,922	841

La tuberculosis continúa siendo considerada como una de las enfermedades infectocontagiosas de mayor impacto en la salud pública, en los servicios de salud de Petróleos Mexicanos, se detectaron un total de 95 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 92% y del 100% en las mujeres embarazadas que viven con VIH. Durante el 2023 se registró un caso en embarazada con VIH, a la cual se inició su tratamiento oportuno con supresión de su carga viral para evitar transmisión vertical.

COVID-19

A pesar de que a mediados del 2023 se realizó la declaratoria de fin de la pandemia por SARS-CoV-2, en Pemex se continuó con las acciones preventivas encaminadas a enfrentar los efectos a la salud de la pandemia y mitigar su propagación.

Desde el inicio de la pandemia y hasta el 31 de diciembre de 2023, se registraron 81,096 personas con síntomas respiratorios a las que se han realizado 68,517 pruebas de diagnóstico, con las cuales se han logrado descartar 28,739 y confirmar 39,778 casos de COVID-19. Además de la revisión de casos sospechosos, se ha identificado asociación epidemiológica por revisión metodológica de 4,998 personas, por lo que se han confirmado en total 44,776 casos.

Hasta el 31 de diciembre del 2023 se registraron 4,257 defunciones, de las cuales 2,081 ocurrieron en jubilados, 1,485 en familiares, 674 trabajadores y 17 externos.

Promoción a la salud

Durante 2023 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 15 semanas de salud, beneficiando a un total de más de 214,000 derechohabientes.

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, como son la hipertensión arterial y la diabetes reciben su atención, seguimiento y control en el primer nivel de atención por lo que, en el 2023, se otorgaron 1,246,232 consultas de medicina general.

Asimismo, se ha dado continuidad a la atención de códigos de emergencia activados “Código Mater, Código Pediátrico, Código Dolor Torácico / Infarto agudo al miocardio, Código Stroke y Código Sepsis”, con la finalidad de incidir a la baja en la morbilidad y/o mortalidad materna y perinatal, infantil y general.

Abastecimiento

Durante 2023, se realizaron contrataciones por un monto total de 405,191 MM\$⁸, en un ambiente de total transparencia y prevención de la corrupción. En lo que se refiere a abastecimiento convencional, el 56% de estas contrataciones fueron a través de concursos abiertos nacionales e internacionales con un total de 805 contratos; adicionalmente se realizaron 258 contrataciones derivadas de excepciones al concurso abierto, que corresponden al 18% del total; asimismo, se realizaron 137 operaciones simplificadas correspondientes al 10%; para asegurar la continuidad y la operación de Pemex se realizaron 204 contrataciones por emergencia correspondientes al 14% y 22 invitaciones restringidas que corresponden al 2%.

En lo que se refiere a Abastecimiento Estratégico se realizaron contrataciones por 108,159 MM\$, en donde se destacan 372 contratos específicos al amparo de contratos preparatorios correspondientes al 76%; asimismo, se realizaron 117 contratos específicos al amparo de acuerdos referenciales correspondientes al 24%.

⁸ Incluyen 108,159 millones de pesos derivados de las contrataciones por Abastecimiento Estratégico.

A continuación, se destacan algunas de las contrataciones más importantes en 2023:

EPS	Objeto de la contratación	Monto (MM\$)
PEP	Desarrollo de trabajos de instalación de infraestructura, montaje de equipos, rehabilitación y mantenimiento de estructuras, interconexión de líneas de proceso, obra electromecánica y de seguridad en los centros de proceso y plataformas satélites en aguas de las zonas marinas mexicanas.	15,222
PEP	Servicio integral de inyección de agua para campos estratégicos.	12,616
Corporativo	Póliza integral que ampara a Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas del Grupo PMI y, en su caso, Empresas Filiales, la cobertura de daño físico directo a todo bien, todo riesgo en tierra y mar y la responsabilidad civil general derivada del desarrollo de sus operaciones.	11,832
PEP	Ingeniería, procura, construcción de ductos marinos nuevos para manejo de producción de plataformas genéricas, a instalarse en la sonda de Campeche, Golfo de México	10,257
PEP	Trabajos llave en mano para intervenciones a pozos en campos terrestres en PEP.	8,740

Ahorros y Economías

Durante el 2023, se obtuvieron ahorros derivados 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, logrando ahorros por 19,537 MM\$.

Asimismo, se cuantificaron beneficios económicos por 3,398 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 2023. Adicionalmente se logró contener el gasto en 10,808 MM\$ derivado de las negociaciones en contratos preparatorios y acuerdos referenciales.

La presente Administración logró, entre ahorros y contención del gasto en 2023, más de 33,743 MM\$.

Mejoras al proceso de abastecimiento

Implementación de la Firma Electrónica e-Firma en el Sistema de Contrataciones Electrónicas (SISCEP), consiste en formalizar con la Firma Electrónica Avanzada, los contratos y convenios de abastecimiento de bienes, arrendamientos, obras y servicios, con la posibilidad de que los funcionarios de Pemex y representantes de las empresas, puedan firmar desde cualquier lugar, utilizando el Portal de Firma Electrónica de Pemex (e-Firma). Durante 2023 se formalizaron 1,334 Contratos / Convenios en SISCEP a través de la e-Firma.

En 2023 se gestionaron en el SISCEP 2,488 procedimientos de contratación, distribuidos por modalidades de contratación en 1,479 concursos abiertos, 62 invitaciones restringidas, 602 adjudicaciones directas, 88 contratos específicos derivados de acuerdos referenciales y 257 contratos específicos provenientes 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.

Adicionalmente durante 2023, se realizaron trabajos para fortalecer el abastecimiento de productos químicos que requiere Petróleos Mexicanos, considerando el aprovechamiento del contrato que se tiene con el IMP, ya que del total, el 28.1% son de la marca IMP, 66.0% genéricos y 5.9% productos *commodities* de otras marcas.

Al 31 de diciembre, se encuentra en proceso de concertación un Acuerdo Referencial para cubrir los productos químicos identificados como genéricos.

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 (CEE), de conformidad con las disposiciones emitidas por la Secretaría de Economía en materia de contenido nacional. Los logros son los siguientes:

- Durante 2023 se recibieron 1,302 declaraciones de contenido nacional de 498 proveedores y contratistas de PEP, correspondientes al ejercicio 2022, lo cual representa un incremento de 34% en comparación con las 974 declaraciones recibidas del ejercicio 2021. En estas declaraciones, se reporta el contenido nacional en dos categorías: bienes y servicios, en donde los servicios incluyen obras y arrendamientos. Para el ejercicio 2022, el 79% (1,024) de las declaraciones fueron de servicios y el 21% (278) fue de bienes.
- Para el periodo agosto 2017-diciembre 2023, alrededor de 9,800 declaraciones de contenido nacional de bienes, obras y servicios se han obtenido gracias a la Herramienta Integral de Contenido Nacional (HICON), 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 2022 se han obtenido 1,695 declaraciones relacionadas con igual número de contratos de 618 proveedores y contratistas de PEP, PTRI y PLOG.

- Se impartieron talleres de contenido nacional, vía remota, a 388 representantes de diversas empresas proveedoras de PEP, PTRI y PLOG.
- 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 2016-2022. Para el ejercicio 2022, el promedio ponderado de contenido nacional para bienes y servicios fue de 45.9%, lo cual representa un incremento de 4.4 puntos porcentuales, en comparación con el calculado para el ejercicio 2021 que fue de 41.5%. Cabe señalar que las cifras mencionadas corresponden al ejercicio 2022, las cifras para 2023 se verán reflejadas en el siguiente informe.

Desarrollo de Proveedores y Contratistas

A cierre de 2023 se cuenta con 6,305 proveedores registrados en el padrón de Petróleos Mexicanos, de los cuales 5,549 corresponden a empresas nacionales, representando el 88.0%, lo que significa el desarrollo de la industria nacional en la proveeduría de bienes, obras y servicios para el sector de hidrocarburos en México, teniendo especial significado para las MIPYMES, al representar el 83.4% de las empresas registradas.

Contrataciones de Pemex a MIPYMES

Para el ejercicio 2023, el monto total destinado a las contrataciones de Petróleos Mexicanos a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MIPYMES) fue del orden de 40,178 MM\$.

El 66% de estas contrataciones se realizaron mediante concurso abierto; es decir, 26,386 MM\$. El compromiso de la presente 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 42% de dichas contrataciones, equivalentes a 16,975 MM\$.

Debida Diligencia

En 2023, se continuó con la aplicación de la Debida Diligencia a proveedores y contratistas que resultaron adjudicados en sus procedimientos de contratación, dando cumplimiento a la normatividad interna en la materia.

En este sentido, se implementaron mejoras dentro del registro de proveedores en apoyo a este proceso y a las áreas de contratación. Se habilitó un módulo de cumplimiento que recaba información y documentación más puntual del proceso de la Debita Diligencia, por ejemplo, de los beneficiarios finales de los proveedores.

Testigos sociales

En el periodo que se reporta, conforme a las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, el Grupo de Designación de Testigos Sociales designó veintiún testigos sociales para participar en once procedimientos de contratación de Pemex Corporativo; nueve profesionistas para procedimientos de Pemex Exploración y Producción y, uno para Pemex Logística, con la finalidad de proponer mejoras para fortalecer la transparencia, imparcialidad e integridad de las contrataciones.

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 realizaron las coordinaciones necesarias con la Secretaría de la Defensa Nacional, Secretaría de Marina (SEMAR) y Guardia Nacional para la vigilancia y patrullaje de instalaciones estratégicas, plataformas marinas, DDV de la Red Nacional de Ductos de Pemex.

Al 31 de diciembre de 2023, se cuenta con monitoreo en tiempo real y sistema de alerta en 6,539 km de ductos, en los sistemas de transporte que se identifican como estratégicos para la operación de Pemex Logística, en comparación con los 2,767 km monitoreados en 2022.

Durante 2023 fueron elaborados 1,930 análisis técnicos-operativos con la información emitida por el SCADA 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.

Adicionalmente, a partir de septiembre de 2023, se están realizando pruebas para la posible implementación de un Sistema de Detección de Actividad en Franja de Seguridad, en tramos de 6 km en los poliductos Tuxpan-Azcapotzalco 24-18-16” y Cadereyta-Reynosa-Brownsville 10-12”, que tiene como finalidad detectar vibraciones sobre el ducto (excavaciones, vehículos y uso de maquinaria) a través de sensores que detectan las vibraciones en el suelo, con el objeto de atender las alertas antes de que sean colocadas las tomas clandestinas.

Por otro lado, como parte de la coordinación con las autoridades de los tres niveles de gobierno para reforzar las acciones de monitoreo contra el Mercado Ilícito de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos (MIHPP), se realizaron las gestiones para concretar un Convenio de Colaboración con el C5 de la Ciudad de México, mismo que entró en vigor partir del 1 de septiembre del 2023, iniciándose las actividades de monitoreo en sus instalaciones.

Al 31 de diciembre de 2023, se han atendido 3,817 eventos, de los cuales 62 tenían algún tipo de relación con el MIHPP, lo que refleja el 1.62% del total de las actividades de monitoreo.

En septiembre de 2023 dio inició la implementación del Sistema de Aeronaves Pilotadas a Distancia (RPAS) multirrotor “drones” con el arrendamiento de 12 sistemas y considerando alcanzar en el 2024 un máximo de 20, con la finalidad de fortalecer y aumentar la seguridad física en instalaciones estratégicas.

En tal sentido, al cierre de 2023, con un total de 2,835 operaciones aéreas con 258 hallazgos relevantes de entre los que se encuentran tomas clandestinas, predios de almacenamiento/acopio, derivaciones y diversos vehículos para el transporte de hidrocarburo de manera ilícita.

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 1 de enero al 31 de diciembre del 2023 se recibieron 1,363 denuncias de las cuales, 869 fueron clasificadas por su prioridad en denuncias de atención inmediata (atendidas por Salvaguarda Estratégica) y 494 como de atención coordinada (atendidas en coordinación con los tres niveles de gobierno).

De su atención se obtuvieron los siguientes resultados: 258 tomas clandestinas, 33 eventos entre fugas, derrames e incendios; ocho invasiones al DDV, ocho excavaciones en DDV, cuatro túneles, tres expendios clandestinos, seis niples sin perforar el ducto, dos retroexcavadoras y un cuerpo sin vida localizados; 127,065 litros de combustible, 64 vehículos, ocho predios, un arma de uso deportivo, un arma de fuego aseguradas, además de una persona detenida.

Tomas clandestinas

Se incrementó la localización de tomas clandestinas en 6.76%, al pasar de 13,946 tomas en 2022 a 14,890 en 2023.

Creció la cantidad de hidrocarburo asegurado en 58.5%, al pasar de 12,414,679 litros de hidrocarburo asegurados en el 2022 a 19,682,262.28 litros de hidrocarburo en 2023.

Aumentó la cantidad de vehículos asegurados utilizados para el transporte de hidrocarburo robado (tractocamiones, pipas, camionetas, pick-up, coches y motocicletas) en 27.40%, al pasar de 1,339 vehículos asegurados en el año 2022 a 1,706 en 2023, aumentó la cantidad de predios asegurados de 75.4%, al pasar de 220 predios en el año 2022 a 386 en 2023.

Respecto a túneles localizados, se incrementaron de 45.5%, al pasar de 101 túneles en el año 2022 a 147 en 2023. Se incrementó el aseguramiento de armas relacionadas con el mercado ilícito de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en 170.9%, al pasar de 31 armas aseguradas en el año 2022 a 84 en 2023.

En coordinación con las autoridades de los tres órdenes de gobierno, se logró un incremento del 15% en la detención de personas por la comisión de actos relacionados con el mercado ilícito de hidrocarburos, al pasar de 411 personas detenidas en el año 2022 a 473 en el año 2023.

Procedimientos legales

A nivel central en las materias fiscal, administrativa y ambiental se concluyeron 494 asuntos, entre ellos, cinco juicios con un ahorro de 2,191 MM\$.

Adicionalmente, se declaró Nulidad de las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) que establecen los lineamientos referentes a los mecanismos financieros con los que deberán contar los regulados de conformidad con lo establecido en los artículos 116 y 117 de la Ley de Hidrocarburos y de las DACG que establecen los Lineamientos para el cierre, desmantelamiento y abandono de las instalaciones del sector hidrocarburos, emitidas por la ASEA, con lo que se logró reducir la carga regulatoria de Pemex y sus EPS.

En materia civil y mercantil se concluyeron 68 juicios y un arbitraje, destacando entre otros, los que obtuvieron ahorros en favor de Pemex Logística por un monto de 1,500 MM\$; asimismo, se emitieron sentencias favorables en beneficio de PEP, eliminándose una contingencia por la cantidad total de 2.9 MM\$, y un pago de la cantidad de 302 MM\$; por su parte, por lo que respecta a favor de Pemex Transformación Industrial, se eliminó una contingencia por la cantidad de 1,800 MM\$, y un pago de la cantidad de 19 MM\$.

Tratándose de Arbitrajes Internacionales, se logró que absolvieran del pago de 4 MMUS\$ en contra de PMI Azufre Industrial, S.A, de C.V. En mayo de 2023, se dictó el Laudo Final favorable a los intereses de la filial de Pemex en el que, entre otras, se reconoció el incumplimiento de la filial de OHL en el diseño y la construcción de la Nave de Almacenamiento y se le condenó al pago de 4.3 MMUS\$.

Se celebró un convenio de ajuste relativo al adeudo entre PTRI y Petrolera Cárdenas Mora, S.A. de C.V., con el beneficio económico consistente en el pago de la sociedad mercantil de la cantidad adeudada a PTRI de 437 MM\$.

En el ámbito penal, se está dando cumplimiento al acuerdo reparatorio celebrado con Altos Hornos de México, S.A.B. de C.V., y Alonso Ancira Elizondo; se han recibido 104 MMUS\$ de los 216 MMUS\$ acordados; asimismo, se firmó el 8 de junio de 2023 el Acuerdo Reparatorio con Vitol, previa firma del Convenio de Transacción cuyo beneficio para Pemex TRI, Pemex Exploración y Producción, Pemex Procurement International (PPI) y PMI Comercio Internacional, SA de C.V. (PMI), fue de 23 MMUS\$.

Por otra parte, se presentaron 13 denuncias en el transcurso de 2023 ante la Fiscalía General de la República por posibles delitos de corrupción contra servidores públicos, exservidores y empresas relacionadas con hechos ilícitos, así como 1,741 denuncias contra el robo de hidrocarburos, delincuencia organizada y delitos en materia de derechos de autor, en las que se han obtenido resultados favorables, logrando la vinculación a proceso en 42 asuntos, lo que ha combatido la corrupción y ha permitido salvaguardar los intereses y derechos de Pemex y sus EPS.

Por lo que respecta a los juicios laborales, destaca un ahorro de 267 MMUS\$ correspondientes al 73.44% de los montos demandados, resultado de los juicios favorables a Pemex y sus EPS.

En la región Sureste, se logró formalizar un Convenio de Transacción y Finiquito con la empresa Pico México Servicios Petroleros, S. de R.L. de C.V., con lo cual se obtuvo un ahorro para Pemex de 76,065,673.46 US\$. Finalmente, en lo que se refiere a la materia laboral, destaca un ahorro a la empresa en 2023 de 939,189,639 pesos, correspondientes a la baja de 1,343 asuntos.

En la Región Noreste se obtuvo laudo absolutorio en Juicio Laboral de Riesgo de Trabajo en contra de PEP, en el que se tuvo ahorros por 80 MM\$. En materia penal, se logró el desbloqueo del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl, lo que evitó incumplir programas de entrega o almacenamiento por un volumen de alrededor de 70,000 barriles diarios, así como el pago de penalizaciones por los mencionados incumplimientos.

En Juicio Contencioso Administrativo, se logró un ahorro de 39,085,180.10 pesos sobre la pretensión de la actora por reclamación por responsabilidad patrimonial del estado, ya que únicamente se efectuó un pago de 1,617,349.06 pesos sobre los 40,702,529.20 pesos que pretendía por atención médica, psicológica, pago de daño moral, gastos no comprobables, daño por lucro cesante y pago de honorarios, derivado de procedimiento médico.

Unificación del yacimiento compartido Zama

El 23 de marzo de 2022, la SENER notificó a PEP la resolución de unificación en la que consta la designación de PEP como Operador del área unificada, y se determinó el porcentaje inicial de participación de las partes en el área unificada de la siguiente manera: PEP 50.43% y Consorcio 49.57%.

Se logró el acuerdo y presentación del plan de desarrollo de la unidad a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mismo que fue aprobado el primero de junio de 2023 y prevé el inicio de producción para diciembre de 2025.

Lo anterior contribuirá a incrementar la producción de combustibles y petroquímicos, acorde con los objetivos planeados en la presente administración.

8.2 Acciones de responsabilidad social corporativa

Responsabilidad Social Corporativa

En el Plan de Negocios de 2023-2027, la Responsabilidad Social de Petróleos Mexicanos se fortaleció como un elemento para avanzar hacia la sostenibilidad institucional de la mano con las comunidades. A través del modelo de intervención comunitaria que implementa Pemex a partir de esta administración se ha incentivado la participación de la población en la definición de las acciones que mayores beneficios susciten a sus entornos, al tiempo que se generan ambientes sociales favorables para la continuidad de las operaciones en toda la cadena de valor.

Con este nuevo enfoque del Plan de Negocios 2023-2027, las acciones de Responsabilidad Social quedaron vinculadas al Objetivo Estratégico 1 “Consolidar la ruta hacia un desempeño sostenible”, el cual establece, en la Estrategia S.6, las iniciativas que se deben cumplir para “Fortalecer la relación con las comunidades a través de acciones de responsabilidad social que promuevan la continuidad operativa”.

En cumplimiento a lo anterior, la inversión social ejercida en 2023, construida con la estrecha participación de las comunidades, ascendió a 2,675 MM\$, implementados a través de diversos instrumentos de responsabilidad social, como se desglosa a continuación:

- Donaciones de combustibles y asfalto: 1,406 MM\$.
- Acciones implementadas mediante el Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA): 1,162 MM\$.
- Obras de Beneficio Mutuo (OBM): 77 MM\$.
- Cláusulas de Desarrollo Sustentable de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP): 30 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. Las acciones que se ejecutan en estos rubros se alinean con Objetivos de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

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 Social
Totales	1,406,283	1,162,038	76,525	30,364	2,675,212
Tabasco	177,980	529,356	34,274		741,611
Veracruz	297,389	186,545	12,250	23,645	519,830
Campeche	374,668	74,177			448,846
Hidalgo	67,636	148,663			216,300
Oaxaca	106,935	101,377			208,313
Chiapas	94,910	70,830	30,001		195,742
Tamaulipas	88,447	24,686		6,719	119,852
Puebla	34,648	6,532			41,181
Guanajuato	26,756	12,411			39,167
Nuevo León	21,222	7,456			28,678
Resto entidades	115,687				115,687

De manera puntual, en 2023 Pemex invirtió 19.2% más que en 2022, al pasar de 2,244 MM\$ a 2,675 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 como, entre las acciones realizadas durante 2023, 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 2023, se autorizaron 1,406 MM\$ en donaciones de productos petrolíferos distribuidos en 42,500 toneladas de asfalto y 40,344,000 litros de combustibles, lo que benefició a 19 gobiernos estatales, 41 gobiernos municipales y cinco dependencias de la Administración Pública Federal; de este monto, el 91.8% se destinó a nueve estados con mayor actividad y presencia petrolera y 8.2% a entidades del resto del país.

Servicio de Unidades Médicas Móviles

Pemex continuó impulsando el acceso a servicios de salud de calidad 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 396 MM\$ en 2023, las UMM proporcionaron servicio en localidades de los estados de Campeche, Chiapas, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz, con una cobertura de 378 mil consultas de medicina general y 93 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, lo que coadyuva en la reducción de la mortandad por enfermedades prevenibles.

En 2023, se realizaron 10 mil 95 estudios donde se invirtieron más de 13.8 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 2023 se invirtieron más de 56 MM\$ en la rehabilitación y mejoramiento de la infraestructura de 25 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 121 planteles educativos, que benefició a más de nueve mil alumnos de distintos niveles educativos.

Apoyo a proyectos productivos

Para elevar la productividad y los ingresos de 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 2023, se beneficiaron 12 viveros de diversas comunidades productoras del campo de Tabasco, mediante la entrega de paquetes de herramientas para el fortalecimiento de la producción agrícola, que representó una inversión de 1.3 MM\$.

También se entregaron 1,325 toneladas de fertilizante fosfato diamónico (DAP) de uso agrícola en beneficio de diversas comunidades productoras del campo.

Además, con una inversión de 2.8 MM\$, se apoyó al sector pesquero de los municipios de Pajapan, Agua Dulce y Coatzacoalcos en Veracruz, mediante la entrega de insumos y herramientas de trabajo a 45 cooperativas pesqueras ribereñas.

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 2023, con una inversión que supera los 57 MM\$, se entregaron 33 patrullas, se modernizó el sistema de cámaras de vigilancia de Comalcalco en Tabasco y se rehabilitaron y acondicionaron los espacios físicos de la Dirección de Seguridad Pública, Vialidad y Tránsito del municipio de Carmen, Campeche.

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 2023 se invirtieron 73 MM\$ en la entrega de cuatro camiones de bomberos para atención de incendios, rescates y salvamentos y de 13 camiones tipo pipa, en la dotación de 60 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.

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, de forma tal que contribuya al bienestar de la población. Durante 2023, se entregaron ocho unidades equipadas con sistemas de succión y presión para el desazolve de drenajes y alcantarillas, por un monto mayor a 62 MM\$ y 14 camiones recolectores de basura con un costo de 30 MM\$. Además, se entregaron 15 ambulancias y dos vehículos para el servicio de la unidad médica móvil, lo que representó una inversión de 18.3 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 2023, con una inversión superior a 213 MM\$ se construyeron 15 calles y avenidas con pavimento asfáltico y concreto hidráulico, se reencarpetaron tres caminos con mezcla asfáltica en caliente y se rehabilitaron con grava de revestimiento otros siete caminos más; también se construyeron guarniciones y banquetas en ocho comunidades y se construyó un puente peatonal en una comunidad más; esto benefició a once municipios con presencia de la actividad petrolera de los estados de Chiapas, Oaxaca y Tabasco.

También se entregó maquinaria especializada para construcción en los estados de Hidalgo, Tabasco y Veracruz, lo cual representó una inversión de 41.4 MM\$.

Mejoramiento y rescate de espacios públicos

Con la organización y participación comunitaria, Pemex realiza acciones para el rescate y mejoramiento de espacios públicos que ayudan a promover espacios seguros, inclusivos y accesibles; 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 72 MM\$ en la construcción y remodelación de un campo de béisbol, cuatro parques, el equipamiento con juegos infantiles de dos parques más, en el mejoramiento de dos casas ejidales, tres centros comunitarios y de un mercado municipal y en la construcción de cuatro domos, estas acciones se realizaron en comunidades de los estados de Campeche, Chiapas, Oaxaca, Puebla, Tabasco y Veracruz.

Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos (MOBAP)

En el Plan de Negocios 2023-2027, se establece la estrategia G4 del Objetivo 1 fortalecer los procesos institucionales del MOBAP, en un marco de eficiencia y eficacia en la operación de Petróleos Mexicanos.

En 2023, el Comité Ejecutivo del MOBAP (CEMOBAP) dio seguimiento a los siguientes asuntos relevantes:

Avance de las acciones realizadas en materia de diseño, documentación y fortalecimiento de la Administración de Riesgos de Proceso y de la implementación de las fases que comprende la metodología de los Proyectos de Mejora de Procesos para los procesos seleccionados dentro del “Plan para la Optimización de los Procesos”.

Actualizaciones al Plan para la Optimización de los Procesos, al Catálogo Institucional y a los indicadores, como parte de la mejora continua del modelo.

Informe de resultados de los indicadores de los Procesos, declarados dentro del Catálogo Institucional y, en su caso, el reporte de las principales causas de desviación de los resultados del indicador, así como de las acciones requeridas para corregir las desviaciones.

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 realizó la integración de las actividades a los Procesos Institucionales, en las que se lograron incorporar 29 actividades a los procesos: Dirección del Negocio (cinco), Logística (cuatro), Administración de la Información (uno), Administración de Capital Humano (11) y Abastecimiento (ocho). Además de la integración de las actividades de Responsabilidad Social.

Proyectos de Mejora de Proceso

En 2023 se trabajó con los procesos incluidos en el Plan para la Optimización de los Procesos; se identificaron y analizaron los problemas generados en su operación que impiden cumplir los objetivos y estrategias del Plan de Negocios. Entre las acciones realizadas, se encuentran:

- **Dirección del Negocio:** Se celebraron más de 70 reuniones para reflejar la situación actual de la operación de los subprocesos y las áreas involucradas; se identificaron 68 temas con algún problema que impide que el proceso opere de manera eficiente, y a finales de 2023 se iniciaron los planteamientos que continuarán desarrollándose para mejorar la operación durante 2024.
- **Comercialización y Abastecimiento:** Se presentó en el CEMOBAP la formalización del acta de definición del proceso con la problemática identificada durante los levantamientos de información con más de 20 áreas de Pemex y EPS que participan en el proceso.
- **Financiero:** Se presentó el análisis para la integración de administración de riesgos empresariales como proceso estratégico a los representantes de los procesos.
- **Confiabilidad de Activos:** Se realizaron talleres para líderes y personal clave de los centros de trabajo de las EPS (1,342 asistentes) para el reforzamiento en materia de confiabilidad operacional, identificando acciones para fortalecer al personal con el fin de mejorar la continuidad operativa en las instalaciones de Pemex. Se efectuaron talleres con las áreas estratégicas y tácticas para la vinculación del Plan Quinquenal Operativo con el Plan de Negocios.
- **Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental:** Se suspendieron los trabajos del proyecto de mejora, se replantean las metas del proyecto para 2024.
- **Administración de la Información:** Derivado de la recomendación de la Auditoría Interna de Pemex al proceso, resultado de una verificación efectuada en 2023, se solicitó al CEMOBAP la incorporación del proceso dentro del Plan para la Optimización de los Procesos y adicionalmente trabajar bajo la metodología de un Proyecto de mejora.

Fortalecimiento de la Administración de Riesgos de Procesos:

Derivado de la actualización de las Directrices para la Operación del MOBAP, durante el 2023 se desarrolló un anexo con el objeto de incorporar la Metodología para la Administración de Riesgos de Proceso, alineada a las Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y en su caso, Empresas Filiales, estableciendo una vinculación con la Metodología para determinar el estado que guarda el Sistema de Control Interno en Pemex.

Análisis de Impacto al Negocio:

En el 2023 se desarrolló el Análisis de Impacto al Negocio correspondiente a los Procesos Estratégico y de Soporte, destacándose:

- La realización del Análisis bajo la misma base metodológica utilizada para los procesos sustantivos, para lo cual se recopiló información de las actividades críticas de los Procesos Estratégico y de Soporte de Petróleos Mexicanos con sus proveedores, insumos, productos y clientes.
- La definición de los niveles de criticidad de las actividades, la determinación del Tiempo Objetivo de Recuperación y del Punto Objetivo de Recuperación, en caso de presentarse una interrupción de las actividades críticas.
- Por último, el CEMOBAP tomó conocimiento del desarrollo del Informe del Análisis de Impacto al Negocio de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias para los procesos Estratégico y de Soporte.

8.3 Sistema de Control Interno

Los controles y procedimientos pueden proporcionar una seguridad razonable de lograr los objetivos de control. Como resultado de la implementación del sistema de control interno en Pemex, se realizó la evaluación, con la supervisión del grupo directivo, de la efectividad del diseño y operación de controles y procedimientos al 31 de diciembre de 2023.

Con la finalidad de fortalecer la eficiencia y transparencia de la gestión de los recursos y actividades de la empresa, el sistema de control Interno está soportado en los siguientes documentos normativos:

- Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales.
- Metodología para determinar el estado que guarda el Sistema de Control interno en Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales.

Ambos alineados al Marco de Control COSO, emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadas de la Comisión Treadway (por sus siglas en inglés, 2013) y al modelo de las tres líneas del Instituto de Auditores Internos.

Marco del Control Interno institucional

Con el propósito de difundir la cultura del control interno y fortalecer los controles que intervienen dentro del proceso, se realizaron las siguientes actividades:

- En temas financieros, se llevó a cabo el establecimiento de controles para insumos del cálculo del deterioro de los activos de larga duración en PEP; controles compensatorios y estudio de control definitivo para el IEPS en PTRI; así como controles para el costo amortizado de la deuda; todo esto en seguimiento a observaciones de auditorías.
- En temas operativos se diseñó, implementó y probó la eficacia operativa de los controles a la producción de aceite y gas, precios, balances de gas, evaluaciones económicas de reservas de hidrocarburos, y proformas de flujos de efectivo para el deterioro en PEP.
- Asimismo, se diseñó controles para dar atención a deficiencias significativas y de control emitidas por KPMG como insumos para pronósticos de producción, factores de compra de gas para autoconsumo, estimaciones de costos para evaluaciones económicas, entre otros.

Para el seguimiento en la atención de observaciones del auditor externo KPMG, durante el ejercicio 2023 se atendieron 17 observaciones, provenientes de los ejercicios 2018 al 2022; se encuentran pendientes de atención 20 observaciones de un total de 272.

En temas relacionados con los impuestos y derechos, se actualizaron y reforzaron controles en temas de cálculo del DUC, costos y gastos deducibles del DUC, ISR y DUC diferidos.

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.

Riesgos

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, con el proceso de petrolíferos, con el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de sus productos, así como con los escenarios desfavorables de precios y de otras variables macroeconómicas.

Con el fin de gestionar dichos riesgos, Pemex ha implementado un modelo de gestión denominado Marco de Administración de Riesgos Empresariales (MARE), 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.

Durante 2023 se integró al inventario de riesgos empresariales de Pemex, como riesgo estratégico, el riesgo de cambio climático (conformado por riesgos físicos y de transición). De esta manera, el inventario quedó conformado por veintiún riesgos relevantes, once de ellos clasificados como estratégicos, estos últimos con prioridad de gestión conforme a lo establecido en el Artículo 14, fracción IV, de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Con la finalidad de gestionar categorías específicas de riesgos empresariales, el CRPEMEX ha constituido grupos especializados con la capacidad de toma de decisión en materia de gestión de riesgos. Durante 2023, dichos grupos desarrollaron las siguientes actividades:

- El Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias gestionó el riesgo de crédito en las operaciones comerciales de las EPS, a fin de mantener una cartera de crédito comercial sana. Al cierre de diciembre de 2023, se logró contar con una cartera en proceso de recuperación judicial de 1.4%.
- El Grupo de Trabajo de Riesgos Financieros (GTRF) gestiona los riesgos de mercado, de crédito y de liquidez. A través de este grupo, se autorizan las estrategias de mitigación de riesgos financieros, incluyendo aquéllas que se implementan a través de la contratación de Instrumentos Financieros Derivados (IFD), como es el caso del Programa Anual de Coberturas Petroleras. Durante 2023 se presentó ante este grupo colegiado la cuantificación del riesgo de mercado del Balance Financiero 2023 y de las posiciones en riesgo de la canasta crudo-refinados, de gas seco y de los *crack spread* durante 2023, así como los resultados de la administración de la exposición al riesgo de mercado de los Portafolios de Inversión, entre otras actividades.
- En los Grupos de Trabajo para la Atención de Riesgos relacionados con la Continuidad de las Operaciones Seguras, durante 2023 se dio seguimiento a la atención de los inventarios de riesgos definidos como críticos A1 y no-tolerables A.
- Los Grupos de Trabajo de Administración de Riesgos Ambientales (GTARA) tienen como objetivo identificar y gestionar la atención de los riesgos ambientales de las EPS. Durante 2023, a través de estos grupos se le dio seguimiento a la gestión de estos riesgos, los cuales están relacionados con tratamiento de efluentes, emisiones, plantas de recuperación de azufre, pasivos ambientales, disposición de residuos peligrosos, almacenes de residuos peligrosos, sitios afectados con hidrocarburos y cumplimiento de parámetros de descargas de agua. Lo anterior ha permitido revelar temas ambientales a las contrapartes que tienen interés en conocer el desempeño de la empresa, con relación a los criterios Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG).

Administración de riesgos financieros

Pemex enfrentó los siguientes riesgos financieros:

- Riesgos de mercado, originados por la volatilidad de los precios de hidrocarburos, de los tipos de cambio y de las tasas de interés.
- Riesgo de crédito, tanto por la exposición al incumplimiento en sus inversiones y derivados financieros, como por la exposición al incumplimiento de contrapartes financieras.

- Riesgo de liquidez.

A fin de gestionar los riesgos referidos, Pemex ha desarrollado un marco normativo compuesto por 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 2023 Pemex contó con una cobertura petrolera con el fin de mitigar parcialmente el impacto en sus flujos de efectivo, ante caídas en el precio del crudo a partir del nivel establecido en Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Derivado de las fluctuaciones del precio de crudo durante 2023, el Programa de Coberturas Petroleras generó ingresos por 90.8 MMUS\$.

Adicionalmente, para el mismo ejercicio fiscal, Pemex contrató una cobertura de *crack spread* de diésel (diferencial entre los precios del diésel y el crudo), a través de la cual se fijó el nivel de este diferencial para un porcentaje del volumen expuesto. De esta manera, se contó con protección ante niveles del *crack spread* de diésel inferiores al nivel fijado. Durante 2023, derivado de la variabilidad en el precio del *crack* referido, esta estrategia de cobertura generó ingresos netos por 29.8 MMUS\$.

Durante 2023, a través del GTRF, se autorizó la estrategia a través de la cual se implementa el Programa Anual de Coberturas Petroleras 2024, así como la cobertura de *crack* de diésel 2024. Finalmente, el GTRF aprobó reestructuras de IFD previamente concertados, con el fin de reducir el costo de fondeo, así como la contratación de IFD para otorgar liquidez a 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 ASEA, esto 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, lo 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, de análisis de ingeniería o de riesgos marítimos, de estimación de pérdidas máximas y de 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. Durante 2023 se realizaron 35 Visitas de Evaluación de Riesgos.

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, 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 68.7 MMUS\$ en 2023.

Programa de Cumplimiento Pemex Cumple

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y el Director General impulsaron la implementación del Programa de Cumplimiento (Pemex Cumple), a través de las estrategias y líneas de acción de sus cuatro ejes, alineados al Plan de Negocios 2023-2027, lo que ha permitido mejorar sus estándares de Gobernanza para alinearlos con las mejores prácticas internacionales, logrando un progreso significativo en el cambio de la cultura ética, estableciendo controles para garantizar que estas mejoras se arraiguen en la organización, sus interacciones y la forma en que lleva a cabo negocios. Durante el ejercicio 2023, se obtuvieron los siguientes resultados relevantes:

Eje 1. Ética e Integridad.

Se avanzó en la implementación de la cultura ética y anticorrupción con la capacitación a través de cursos a 18,932 trabajadores.

Se brindaron 408 asesorías y se recibieron 1,151 reportes presentados a través de la Línea Ética, por incumplimientos a los Códigos de Ética y de Conducta, debido a ello se aplicaron 22 amonestaciones, 52 suspensiones y 11 rescisiones.

Eje 2. Anticorrupción.

La opinión de Debida Diligencia (DD) da certeza a los procesos de contratación al ser una tercera parte ajena al proceso de contratación, quien la emite basada en prevención de riesgos con criterios de ética, integridad y con un enfoque ASG.

La implementación de la DD ha representado los siguientes logros:

- Promueve el establecimiento de cadenas éticas en las empresas del país, al propiciar el desarrollo de programas de cumplimiento;
- Se emitieron un total de 2,028 DD de viabilidad comercial, siendo No viables a la fecha 106 terceros.
- Se abatieron pasivos derivados de juicios en contra de PEMEX mediante la celebración de convenios de transacción con terceros por un monto aproximado de 2,131 MM\$.
- Se restablecieron relaciones comerciales con las empresas Vitol y Glencore logrando un ingreso de alrededor de 53 MMUS\$.
- Se establecieron medidas de mitigación de riesgos para la prevención de corrupción, cumplimiento y lavado de dinero y se pactaron cláusulas anticorrupción en los modelos contractuales.
- Prevención contra la imposición de sanciones por parte de autoridades nacionales e internacionales conforme a la legislación anticorrupción aplicable.
- Pemex celebró un convenio de colaboración con la Unidad de Inteligencia Financiera, a fin de implementar estrategias de prevención del uso de recursos de procedencia ilícita.

Eje 3. Cumplimiento.

Pemex mantiene una estrategia de colaboración ante las autoridades nacionales e internacionales, en los Estados Unidos como el Departamento de Justicia, la *Securities and Exchange Commission* y la *Commodities Futures and Trading Commission*; derivado de lo anterior, se atendieron requerimientos de información; Pemex al ser un emisor de valores en los mercados internacionales atendió procesos de DD aplicados por empresas calificadoras, fondos de inversión e instituciones financieras, entre otras. El programa Pemex Cumple generó la obtención de mejores evaluaciones por parte del mercado financiero, influyendo de manera positiva en el acceso a mercados de capital.

Eje 4. Transparencia y Protección de Datos Personales.

Pemex consolidó su compromiso con el Acceso a la Información y Rendición de Cuentas con lo que genera un ambiente de confianza que mitigó el daño reputacional.

Para refrendar el compromiso con la cultura de transparencia y protección de datos, se capacitó a 17,936 servidores públicos.

Como resultado de la Política de Transparencia, Gobierno Abierto y Datos Abiertos, la Secretaría de la Función Pública, otorgó a Pemex el 100% en sus diversos portales.

Se atendieron 12,960 solicitudes de información en sus cuatro Unidades de Transparencia teniendo un índice porcentual de recursos de revisión de 2023 de 4.10%.

Se obtuvo 100% en el Sistema de Portales de Obligaciones de Transparencia evaluados por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales, lo cual representa que de manera consecutiva durante esta administración se ha mantenido la calificación.

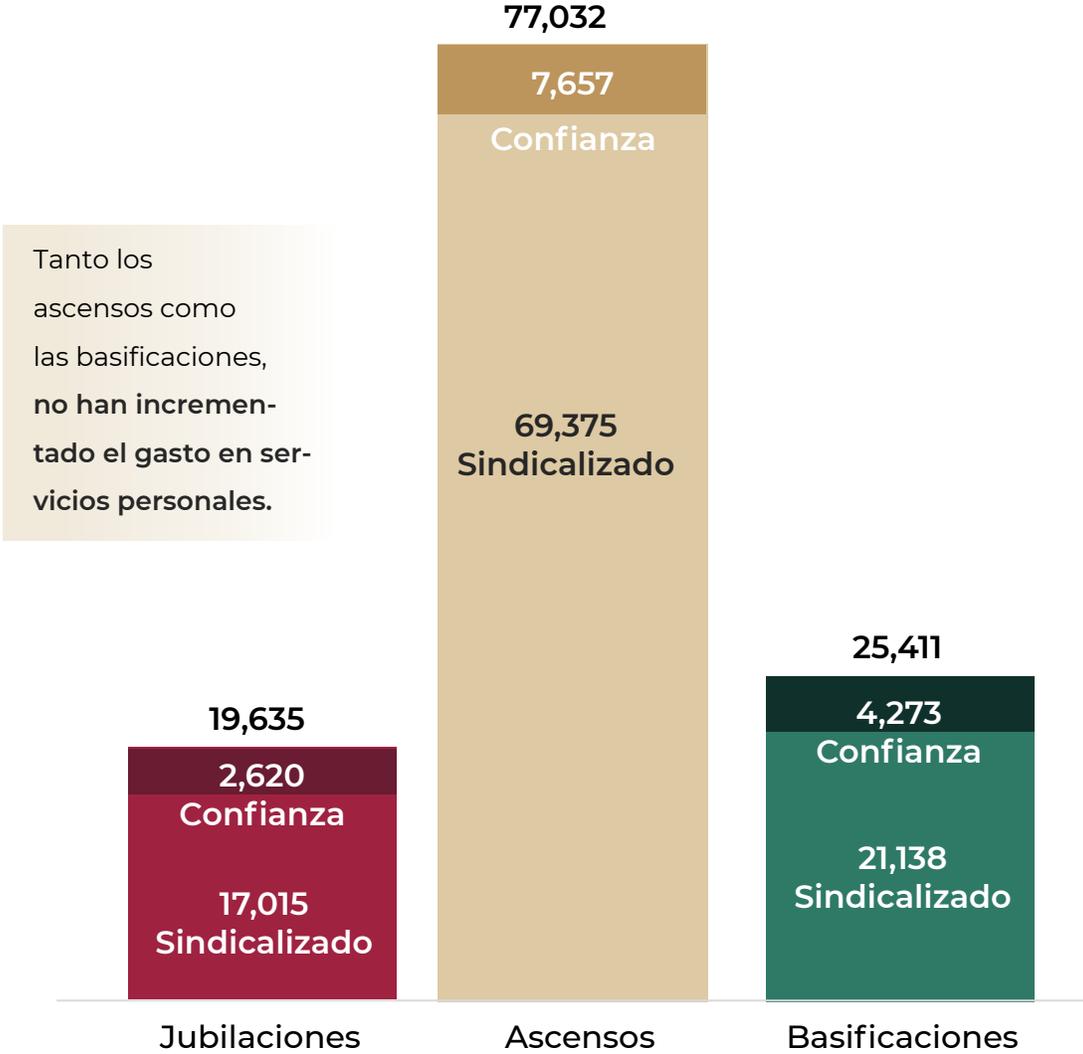
Se dará continuidad a la implementación del Programa Pemex Cumple para el logro de los Objetivos Estratégicos del Plan de Negocios 2023-2027 y continuar generando valor para el Estado Mexicano.

Otros temas relevantes

Con las acciones que se promovieron a través del programa Pemex Cumple, Pemex se posicionó en evaluación de Integridad Corporativa, dentro de las 500 empresas más grandes de México (IC500) con una calificación de 94.12 puntos, la calificación más alta desde que dicha encuesta es aplicada, para ubicarse en la posición 115.

Por último, Pemex se sumó a los compromisos del Gobierno de México para prevenir y combatir la delincuencia organizada, el lavado de dinero y el financiamiento al terrorismo con su participación en la Evaluación Nacional de Riesgos 2023 coordinada por la Unidad de Inteligencia Financiera. La participación de Pemex y sus acciones permitieron avanzar a nivel global, logrando como país una recalificación al alza.

Para el programa de estabilidad laboral, se logró basificar de forma prioritaria a trabajadores transitorios a partir de la antigüedad acumulada. Desde 2019 y hasta el marzo de 2024 se han basificado 25,411 trabajadores transitorios:





9

EVALUACIÓN DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACIÓN
SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS
**PROGRAMAS ANUALES DE
PETRÓLEOS MEXICANOS 2023**

24 de abril de 2024

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 2023, 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 2023**

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 2023.

Contexto de los Programas Anuales 2023

A continuación se presenta la relación de los programas anuales de Petróleos Mexicanos (Pemex) 2023, objeto de evaluación:

Plan de Negocios y Programa Operativo

- Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027 (PN 23-27), aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2022.
- Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2023, aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2022; 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 2023.

Acciones encaminadas a capturar ahorros

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2023 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 2023.

Contexto del entorno

En 2023, de acuerdo con las cifras del Fondo Monetario Internacional (IMF, por sus siglas en inglés), se desaceleró la expansión de la economía global, al registrar el PIB mundial una tasa de crecimiento anual de 3.1%, cuando el año previo había mostrado una tasa de 3.5%. Dicha evolución fue resultado, principalmente, de la política monetaria restrictiva que aplicaron los bancos centrales de las mayores economías, así como del reordenamiento de las cadenas de suministro.

Un comportamiento similar se observó en varias regiones del mundo, incluyendo, con una importante contribución sobre la actividad, a Latinoamérica y Medio Oriente. Cabe destacar que la Unión Europea tuvo la mayor contracción en el porcentaje de crecimiento de su PIB, pasando este de 3.4% en 2022, a un valor marginal de 0.5% para el siguiente periodo, lo que se explica de manera primordial por un mayor valor de los energéticos en la región, consecuencia, principalmente, del reacomodo en el suministro de hidrocarburos desde los Estados Unidos de América (EUA), Noruega y Medio Oriente por las sanciones impuestas a Rusia ante la invasión a Ucrania; este encarecimiento llevó a una reducción en el poder adquisitivo y, por ende, en el consumo de los hogares y, por otra parte, condujo a una menor inversión.

A pesar de lo anterior, en algunas naciones se ampliaron las variaciones al alza en el PIB, por ejemplo, China presentó 5.2% durante el ejercicio más reciente, valor que había sido precedido por un 3% en 2022; es relevante señalar que para este caso, la mejora se vio limitada por las circunstancias negativas en su sector inmobiliario, por un menor nivel de consumo interno y por la debilidad de la demanda externa. La actividad en los EUA también se elevó en una mayor proporción, pasando esta de 1.9% a 2.5%, esencialmente por el aumento en el consumo privado que incrementó la creación de empleos; no obstante, se anticipa una nueva desaceleración, esperando valores para el crecimiento en su PIB de 2.1% en 2024 y de 1.7% en 2025¹; debido principalmente a la expectativa de un menor gasto de gobierno y consumo privado, asociado este último a una lenta disminución de la inflación, a la posibilidad de un mayor desempleo, así como a la incertidumbre por las próximas elecciones en este país, por las tensiones geopolíticas y por el conflicto en Medio Oriente².

En el ejercicio evaluado, los bancos centrales de las principales economías establecieron una política monetaria restrictiva, aplicando incrementos históricos en sus tasas de interés, las cuales se mantuvieron en niveles altos hacia finales de 2023, dando continuidad a las medidas implementadas para controlar el alza en los precios. Lo anterior se reflejó, en el caso de la Reserva Federal de los EUA, en un aumento en su tasa de referencia hasta alcanzar un rango de 5.25% a 5.5%, valores que no se habían presentado desde 2008. De manera similar, el Banco Central Europeo elevó su tasa clave a 4%, la cifra máxima desde su creación, ocurrida en 1998.

Debido a las condiciones prevalecientes en el entorno internacional, se desaceleró la demanda mundial de petróleo, pasando de un crecimiento anual de 2.4%, equivalente a 2.3 millones de barriles diarios (MMbd) en 2022 a 1.9% (1.9 MMbd) en 2023, con lo que, de acuerdo con la información de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el consumo global sumó 101.7 MMbd, rebasando por primera vez el límite superior de 100.7 MMbd, registrado previo a la pandemia. Cabe señalar también que, a pesar del alza descrita en el volumen requerido, este se mantuvo 0.7 MMbd por debajo de la oferta de hidrocarburos, contribuyendo de esa forma al decremento en el precio de los crudos marcadores. Entre los elementos puntuales que llevaron a la caída en la cotización del petróleo se encuentran: i) el incremento de 1 MMbd (8.7%) en la producción por parte de los EUA, y ii) la expectativa de una menor expansión en la demanda global derivada de un crecimiento económico más bajo a lo esperado en China. Como efecto de lo anterior, el valor de los crudos WTI y Brent disminuyó 18.3% en ambos casos, equivalente de manera respectiva a

¹ Fondo Monetario Internacional, enero de 2024, Perspectivas de la Economía Mundial, <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2024/01/30/world-economic-outlook-update-january-2024>.

² Chambliss, diciembre 2023, 2024 economic outlook: 10 considerations for the US economy, J.P. Morgan, <https://www.jpmorgan.com/insights/outlook/economic-outlook/economic-trends#:~:text=Economic%20growth%20is%20likely%20to,known%20as%20a%20soft%20landing>

reducciones de 17.32 dólares americanos por barril (US\$/b) y 18.44 US\$/b. Lo anterior incidió en que la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) se ubicara 20.5% (18.26 US\$/b) por debajo de su cotización al cierre de 2022.

El valor promedio en 2023 para las calidades mexicanas de crudo, Istmo (ligero) y Maya (pesado) se colocó, correspondientemente, en 72.88 US\$/b y 69.58 US\$/b, tras caer con relación al año previo, en 20.8% (19.16 US\$/b) y 21% (18.52 US\$/b), siguiendo el mismo orden. Cabe señalar también que, en la misma comparación, el monto adicional que paga el mercado por la variedad ligera (Istmo) se contrajo de 3.94 US\$/b a 3.30 US\$/b, equivalente a un cambio de 4.7%, debido a una oferta más alta de esta variante en los EUA, lo que precipitó una disminución más amplia en su valor, ello en términos absolutos.

Por otro lado, el precio promedio anual Henry Hub, empleado como referencia en el mercado del gas natural, retornó a los niveles que mostró previo al conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, ubicándose en 2.53 dólares americanos por millón de British Thermal Units (US\$/MMBtu), tras una baja de 60.8% (3.92 US\$/MMBtu), tomando como base los 6.45 US\$/MMBtu que se reportaron en 2022. Esta evolución fue consecuencia, en esencia, de una mayor extracción en los EUA, la cual ha venido registrando máximos históricos en los últimos dos años, para llegar a un volumen de 103,788 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) a lo largo de 2023, 4.2% más alto que la referencia anterior, lo que incidió en que se expandieran los volúmenes de inventarios de este energético, considerando que el consumo en dicho país se mantuvo similar en los periodos contemplados.

Por otro lado, durante el ejercicio evaluado se mantuvo el crecimiento de la actividad económica³ de México, expandiéndose en 3.1%, lo cual representó una desaceleración respecto al 3.9% que se reportó en 2022. De acuerdo con los datos publicados por el FMI⁴, se espera que la producción nacional continúe desacelerándose en los dos siguientes ejercicios, anticipando tasas de 2.7% y 1.5%, para 2024 y 2025. El comportamiento observado se explica, fundamentalmente, por la ampliación de la inversión por parte del gobierno, enfocada al desarrollo de obras públicas, así como la inversión privada derivada de la aplicación de estrategias de relocalización (nearshoring), favoreciendo a México, por su localización geográfica y vecindad con los EUA. También influyó el incremento en el consumo interno impulsado, en mayor parte, por elementos como las remesas y las transferencias del gobierno. A pesar de lo anterior, el crecimiento del PIB se vio limitado por la extensión de la política monetaria restrictiva, la cual permitió reducir el incremento de los precios de 7.8% a 4.7%, conforme a los datos de los dos últimos meses de diciembre, sin que ello le permitiera alcanzar la meta anual de 3% establecida por el Banco de México. Cabe señalar que el valor reportado por el INEGI para las actividades primarias se mantuvo prácticamente sin cambio al comparar los registros del cuarto trimestre de los dos ejercicios más recientes, derivado de eventos climatológicos que afectaron adversamente a las operaciones agrícolas.

En 2023, el tipo de cambio FIX⁵ se colocó en un promedio de 17.74 pesos por dólar americano (\$/US\$), ante la apreciación de la moneda nacional en 11.8% (2.38 \$/US\$) respecto al año previo, debido a que se amplió la oferta de divisa estadounidense por exportaciones, inversión extranjera directa y remesas, así como por inversión financiera motivada por el diferencial en las tasas de interés pagadas en México, en comparación con las prevalecientes en los EUA. En promedio mensual, se observó que el peso se fortaleció en cada uno de los periodos entre enero y julio, al pasar la cotización del dólar americano de 18.99 \$/US\$ a 16.90 \$/US\$. Sin embargo, en el lapso subsecuente, se revirtió la tendencia ante la presencia de una mayor volatilidad, hecho que provocó que el peso se depreciara, para que el tipo de cambio frente al dólar americano se ubicara en un promedio de 17.19 \$/US\$, a lo largo de diciembre.

De acuerdo con datos de la Secretaría de Energía, la demanda de gasolinas en México se colocó, al cierre de 2023, en de 755 miles de barriles diarios (Mbd), valor 1.7% inferior a los 768 Mbd requeridos al término de 2022.

³ Estimación oportuna del producto interno bruto, INEGI.

⁴ FMI, Perspectivas de la Economía Mundial, 2024.

⁵ El tipo de cambio FIX es determinado por Banxico y se utiliza para solventar obligaciones denominadas en dólares liquidables en la República Mexicana, a la día siguiente.

En contraste, considerando las mismas referencias, el consumo de diésel fue de 386 Mbd, tras incrementarse en 16.6% en comparación con los 331 Mbd comercializados en el mercado interno durante la base previa.

A nivel global, el gasto de inversión en capital (CAPEX) para actividades de exploración y producción de crudo y gas, ha mantenido una recuperación lenta tras la caída de 26%, equivalente a 144 miles de millones de dólares americanos (MMMUS\$), con relación a los 556 MMMUS\$ correspondientes a 2019, sin haber registrado dicha cifra de nuevo. Como efecto principalmente de las afectaciones por la pandemia, en 2020 la cantidad destinada a CAPEX se redujo a 411 MMMUS\$, de acuerdo con información de la IEA. Desde entonces, este tipo de inversión se ha ido restableciendo paulatinamente, hasta alcanzar un nivel de 508 MMMUS\$, cifra aún inferior en 9% a la reportada antes de la emergencia sanitaria por Covid-19.

De manera similar a la tendencia internacional, considerando los cinco años más recientes, Pemex alcanzó en 2022 su mayor registro de gasto de inversión de capital, con 18.7 MMMUS\$, sobresaliendo el incremento de 37% respecto a lo utilizado en 2019, aprovechando para ello los retornos excedentes obtenidos en el año corriente. No obstante, la trayectoria anterior no perduró, ya que para 2023 se reportó una disminución de 5.5 MMUS\$ para constituir 13.2 MMMUS\$, derivado principalmente de una menor disponibilidad de recursos como resultado de precios más bajos de los crudos respecto al periodo previo.

Evaluación de los Programas Anuales 2023

En 2023, el desempeño registrado con relación a los programas anuales se puede evaluar desde dos perspectivas. En primer lugar, medir el cumplimiento de las metas definidas para los indicadores de seguimiento establecidos en los diferentes instrumentos de planeación. Sin embargo, para robustecer los análisis, y, por ende, la visión del comportamiento de la empresa, es importante analizar la evolución que mostró esta y su relación con los objetivos previstos.

El balance financiero superó al compromiso adquirido, aun cuando ello fue consecuencia también, de aspectos coyunturales y externos a la actividad central; aunado a lo anterior, se tuvieron variaciones mixtas en la deuda financiera, que si bien no se ha ajustado al valor propuesto, se mantiene cerca de él. Por otra parte, la rentabilidad líquida de la operación se vio afectada como lo refleja la caída en el margen EBITDA.

En materia de exploración, se alcanzó lo esperado para la incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada, en los proyectos de desarrollo y en el recurso prospectivo no identificado a evaluar, generando esto último, zonas para futuras localizaciones exploratorias. Sin embargo, se mantuvo un rezago en la incorporación de reservas 3P por descubrimiento, la cual disminuyó además con relación a su reporte previo, situación que pudiera afectar potencialmente a la producción de hidrocarburos en los ejercicios posteriores e incidir en la viabilidad de mediano y largo plazo para la cadena de valor íntegra de la empresa.

Aun cuando la producción de líquidos y de gas sin nitrógeno continuó por debajo de las cifras anticipadas, tanto en total como para la estrategia de nuevos campos, las acciones implementadas contribuyeron a elevar el retorno en dichas métricas, para así aproximarse a los requerimientos definidos. No importando lo anterior, el volumen obtenido de crudo manifestó una tendencia decreciente.

En la actividad industrial, destacaron las operaciones y resultados en refinación, que constituyen un área de oportunidad, al ubicarse en niveles inferiores a los esperados, así como del observado en la referencia anterior. Un comportamiento semejante caracterizó a la producción de gas licuado del petróleo (LP) en los Complejos Procesadores de Gas (CPGs) y a la de amoniaco.

El comercio internacional tampoco se ajustó a lo establecido en la programación, aun cuando la exportación de crudo mantuvo una trayectoria al alza, mientras que la importación de gasolinas y diésel experimentaron contracciones marginales.

El análisis ambiental por medio de los índices de uso de agua, de emisiones de gases efecto invernadero y de consumo energético presentó un valor más alto que las metas en prácticamente todos los casos. Sin embargo, hubo avances en los dos últimos indicadores, para el área de extracción y producción de crudo y gas, y en el referente a emisiones para el proceso de crudo en las refinerías, siendo ambas líneas, las más notables sobre el desempeño de la empresa.

De manera contraria, en confiabilidad predominaron las áreas en las que el IPNP se conservó por debajo del límite acordado, incluso en situaciones donde no se cumplió con el mantenimiento mínimo propuesto. Sin embargo, cabe señalar que las medidas reportadas respaldan la presencia de condiciones que afectaron el proceso de gas y petroquímica básica, así como la producción de petrolíferos, derivando en el resultado observado en las líneas industriales, particularmente en las refinerías, como se estableció con anterioridad.

Finalmente, es relevante puntualizar que, siguiendo la presente exposición y conforme a lo señalado en este último punto, existen interrelaciones entre diferentes elementos para mantenerse en línea con la planeación. En este caso, los alcances demostrados en confiabilidad para el Sistema Nacional de Refinación (SNR) incidieron en la actividad, producción y retornos de esta línea de negocio, provocando cambios en el requerimiento de producto internacional, así como en los registros financieros. De forma similar, la participación del crudo en la extracción de líquidos afectó las ventas externas del mismo y, por ende, el saldo contable.

Durante el ejercicio evaluado se mostraron avances en diversas vertientes, por ello se puede hablar de progresos en la dirección marcada por la estrategia. De tal manera, la actividad de la empresa se encuentra en una posición que se aproxima a las metas estipuladas; sin embargo, es conveniente que se desarrolle la programación conforme a las capacidades reales de la operación, tomando en cuenta las trayectorias que se han visualizado. Lo anterior permitirá establecer referencias más significativas respecto al desempeño observado y por tanto desarrollar conclusiones más valiosas, así como para brindar un margen de flexibilidad a los objetivos trazados, evitando que el valor arrojado para una métrica comprometa en automático el ajuste a lo previsto en las áreas relacionadas.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2023:

Indicadores asociados al Plan de Negocios 2023 – 2027 y POFAT 2023

Indicador	Plan de Negocios	POFAT	Observado 2022	Observado 2023	Variación % Observado 2023 respecto a meta	
					Plan de Negocios	POFAT
Indicadores principales del PN 23-27						
Producción de líquidos (Mbd) ¹	1,966	1,966	1,764.2	1,854.8	- 5.7	- 5.7
Producción de gas natural ² (MMpcd)	4,671	4,671	3,865.8	3,992.7	- 14.5	- 14.5
Proceso de crudo (Mbd)	995	995	815.8	792.0	- 20.4	- 20.4
Balance financiero (MMM\$) Estrategia G.2	0	0	38.3	56.2	N/A	N/A

1. Considera producción de crudo y condensados de Pemex. No incluye producción del Estado ni de socios.

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

Indicadores seleccionados asociados al Plan de Negocios 2023 – 2027

Plan de Negocios	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023- Prog (%) ¹
Indicadores principales del PN 23-27				
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento (MMbpce) Estrategia 2.1	≥ 950	607.8	349.7 ²	- 63.2
Aprovechamiento de gas (%)	98	94.8	95.0	- 3.0
Margen EBITDA (%)	42	30.8	20.7	- 21.3
Saldo de la deuda financiera total (MMMUS\$)	105	107.7	106.0	1.0
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO ₂ e/Mbpce) Estrategia A.1	22.20	37.83	34.83	56.9
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías (tCO ₂ e/Mb) Estrategia A.1	41.50	62.60	61.98	49.3
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los complejos procesadores de gas (tCO ₂ e/MMpc) Estrategia A.1	4.50	10.03	4.22	- 6.2
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (tCO ₂ e/t) Estrategia A.1	3.87	17.19	18.27	372.1
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm ³) Estrategia A.2	49.4	34.2	34.4	- 30.3

Plan de Negocios	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023- Prog (%) ¹
Remediación de sitios afectados (hectáreas) Estrategia A.2	158	136.5	275.4	74.3
Índice de frecuencia (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo) Estrategia S.1	0.22	0.49	0.41	86.4
Índice de frecuencia de eventos de seguridad de los procesos (eventos de seguridad de los procesos por millón de horas-hombre laboradas) Estrategia S.1	1.4	1.97	2.27	62.0
Control de exposición laboral a agentes físicos, químicos y biológicos (%) Estrategia S.1	70	N/A	99.6	29.6
Distribución de donativos y donaciones a estados prioritarios (%) Estrategia S.6	≥ 90	92.8	91.8	1.8
Aplicación de la debida diligencia a terceros (%) Estrategia G.3	≥ 90	N/A	91.9	1.9
Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia (%) Estrategia G.5	≥ 90	N/A	100.0	10.0
Indicadores adicionales seleccionados del PN 23-27				
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (amoniaco) (tCO ₂ e/t) Estrategia A.1	2.23	2.20	2.50	12.1
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (tCO ₂ e/t) Estrategia A.1	1.48	2.62	2.16	45.9
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (m ³ /b) Estrategia A.2	0.31	0.38	0.41	32.3
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (m ³ /Mpc) Estrategia A.2	0.022	0.031	0.034	54.5
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (m ³ /t) Estrategia A.2	44.56	239.51	254.56	471.3
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoniaco) (m ³ /t) Estrategia A.2	21.35	18.13	23.38	9.5
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (m ³ /t) Estrategia A.2	3.74	9.65	9.65	158.0

Plan de Negocios	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023- Prog (%)¹
Índice de consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas (GJ/Mbpce) Estrategia A.3	180.67	154.31	140.09	- 22.5
Índice de consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías ³ (GJ/Mb) Estrategia A.3	710.61	723.87	726.20	2.2
Índice de consumo energético en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (GJ/MMpc) Estrategia A.3	54.34	55.32	56.41	3.8
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (derivados del etano) (GJ/t) Estrategia A.3	74.12	264.15	268.29	262.0
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (amoniaco) (GJ/t) Estrategia A.3	26.24	31.13	35.85	36.6
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos) (GJ/t) Estrategia A.3	25.77	39.47	31.38	21.8
Índice de atención de los riesgos críticos autorizados por el CRPEMEX ⁴ Comité de Riesgos de Pemex y sus EPS (%) Estrategia S.1	100	73.1	75.7	- 24.3
Recurso prospectivo no identificado a evaluar (MMbpce) Estrategia 2.2	400 a 450	1,139	1,222	205.5 ⁵
Incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada (MMbpce) Estrategia 2.3	150 a 250	97.1	166.5	11.0 ⁵
Producción de líquidos por nuevos campos (Mbd) Estrategia 3.1	594	387.9	567.6	- 4.4
Producción de gas por nuevos campos (MMpcd) Estrategia 3.1	1,664	1,121.3	1,524.2	- 8.4
Reserva a recategorizar (MMbpce) Estrategia 3.2	574	163.5	154.1	- 73.2
Factor de insumo etano etileno (t/t) Estrategia 4.3	1.32	1.379	1.324	0.3
Producción de amoniaco (Mt) Estrategia 4.4	385	277.8	206.4	- 46.4
Índice de paros no programados en Exploración y Producción (%) Estrategia 6.1	2.0	1.7	1.3	- 0.7
Cumplimiento de programa de libranzas reparaciones mayores de Exploración y Producción (%) Estrategia 6.1	75	75.0	80.0	5.0
Índice de paros no programados en la producción de petrolíferos (SNR (%) Estrategia 6.1	8.3	7.0	10.9	2.6

Plan de Negocios	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023- Prog (%) ¹
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores en la producción de petrolíferos (SNR) (%) Estrategia 6.1	79	36.0	57.1	- 21.9
Índice de paros no programados en el proceso de gas y petroquímica básica (CPG) (%) Estrategia 6.1	10.0	17.7	20.4	10.4
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores en el proceso de gas y petroquímica básica (CPG) (%) Estrategia 6.1	85	5.1	32.8	- 52.2
Índice de paros no programados en la producción de petroquímica secundaria (CPQ) (%) Estrategia 6.1	12.0	13.0	3.9	- 8.1
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores en la producción de petroquímica secundaria (CPQ) (%) Estrategia 6.1	75	0.0	0.0	- 75.0
Índice de paros no programados en logística primaria (%) Estrategia 6.1	2.0	2.3	1.8	- 0.2
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de logística primaria (%) Estrategia 6.1	85	33.3	N/D ⁶	N/A
Índice de paros no programados en almacenamiento y despacho (%) Estrategia 6.1	10.0	19.4	7.4	- 2.6
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de almacenamiento y despacho (%) Estrategia 6.1	95	0.0	100.0	5.0
Índice de paros no programados en transporte (%) Estrategia 6.1	2.0	4.5	4.1	2.1
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores de transporte (%) Estrategia 6.1	85	30.8	87.5	2.5

1. 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.

2. Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º 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.

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.

4. Comité de Riesgos de Pemex y sus EPS.

5. Esta comparación es con respecto a la meta mínima establecida en el Plan de Negocios.

6. El área responsable de este indicador no reportó avances en 2023 ya que no se contó con un Programa de Reparaciones Mayores para dicho año.

Indicadores asociados al POFAT 2023

POFAT	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023-Prog (%)
Producción de crudo (Mbd)	1,871	1,665.1	1,567.8	- 16.2
Exportación de crudo (Mbd)	1,047	953.2	1,032.8	- 1.4

POFAT	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023-Prog (%)
Producción total de petrolíferos ¹ (Mbd)	1,018	833.3	808.2	- 20.6
Producción total de gasolinas (Mbd)	360	270.9	252.2	- 29.9
Producción total de diésel (Mbd)	205	146.4	134.8	- 34.2
Importación de gasolinas (Mbd)	372	421.6	419.1	12.7
Importación de diésel (Mbd)	128	175.1	173.3	35.4
Producción de gas LP ² (Mbd)	116	81.6	85.5	- 26.2
Producción de etano (Mbd)	89	45.8	46.9	- 47.3

1. 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 cíclico ligero, com bustóleo, asfaltos, coque, lubricantes, aeroflex 1/2, extracto de furfural, grasas y parafinas. **No incluye** gas LP de CPGs ni CPQs. **2. Incluye** producción en CPGs exclusivamente.

Plan de Negocios

En diciembre de 2022 se aprobó el PN 23-27, el cual incluyó la actualización de las metas para su primer año de vigencia, plasmándose las mismas en el POFAT. Aun cuando el instrumento aquí analizado incorpora 120 indicadores enfocados a diversas vertientes y áreas de actividad para su seguimiento, en el presente análisis se abordarán aquellos establecidos como principales en el propio documento junto con las métricas que se considera trascienden a las estrategias, pudiendo tener un impacto global sobre los aspectos más determinantes en los resultados de Pemex.

El desempeño observado combina aspectos donde la actividad se ajustó a las propuestas iniciales, con rubros que manifestaron avances por debajo de lo previsto y otros en que el comportamiento varió de manera opuesta a la expectativa.

En primer lugar, el superávit financiero, que constituye una medida que consolida el efecto de diversas acciones, reportó 56.2 miles de millones de pesos (MMM\$), cuando se había comprometido un nivel de cero; esta cifra además implica un retorno 17.8 MMM\$ (46.5%) superior al reportado en el ejercicio previo. Aun cuando los montos generados por la actividad sustantiva no se ajustaron a lo anticipado, se recibieron 226 MMM\$ en otros ingresos, con la cuarta parte del saldo en este concepto permaneciendo como parte del resultado presupuestal; también contribuyeron sobre la evolución que se observó, los menores egresos por conceptos fiscales, pago de intereses e inversión, apreciando que la participación de esta última sobre los recursos obtenidos se mantuvo en cantidades muy cercanas a las esperadas.

Considerando otro elemento en el que se resume el alcance mostrado por la empresa, se percibe una baja en la rentabilidad de la operación, medida en flujo líquido, debido a la caída de 10.1% respecto a 2022 en el margen EBITDA, quedando además 21.3% por debajo del nivel objetivo, ya que por cada peso de ventas, durante el lapso evaluado se realizaron pagos efectivos por egresos operativos de 79.3 centavos, dada una alta participación de costos que redujo la disponibilidad de recursos.

Tras el crecimiento puntual que experimentó entre los cortes de septiembre 2022 y junio de 2023, la deuda financiera se contrajo en 4.5 MMMUS\$ (4%) para permanecer aún 1% por encima de lo previsto.

Las acciones en exploración tuvieron resultados mixtos. La incorporación de reservas 3P por descubrimiento fue de 349.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), es decir, representó 36.8% de la cantidad definida en la planeación, disminuyendo además en 258.1 MMbpce con relación a lo alcanzado en el año anterior; de manera similar, la reserva a recategorizar se ubicó en 154.1 MMbpce, lo que representó 26.8% de la propuesta inicial. En contraste, la incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada sobrepasó en 11% (166.5 MMbpce) a la base mínima comprometida, mientras que

el recurso prospectivo no identificado a evaluar lo hizo en 1,222 MMbpc, estableciéndose en prácticamente el triple del límite inferior anticipado.

El área de extracción mantuvo una tendencia al alza en la producción de hidrocarburos líquidos, dado el aumento de 5.1% (90.6 Mbd) con relación a 2022, la cual, sin embargo, se conservó 5.7% (111.3 Mbd) por debajo de la cifra programada; cabe resaltar que este desempeño fue consecuencia del volumen obtenido en los nuevos campos, mismo que, a pesar de presentar un valor 4.7% (26.4 Mbd) inferior al objetivo, experimentó un incremento de 46.3% (179.6 Mbd) provocando que la participación de este segmento respecto al total extraído pasara de 22% a 30.6% entre los dos periodos más recientes. Un comportamiento similar se evidenció para el caso del gas natural sin nitrógeno ni socios, mismo que, tras un avance de 3.3% (127 MMpcd) tomando como base su nivel previo, cubrió 85.5% de la meta. De igual forma, los campos nuevos elevaron en poco más de la tercera parte la molécula contribuida, quedando 164 MMpcd (9.8%) por debajo de la expectativa. El aprovechamiento de gas de 95% fue 3% más pequeño que el monto estimado originalmente.

En contraste, las actividades industriales evolucionaron a la baja. El proceso de crudo fue 20.4% (203 Mbd) inferior al nivel propuesto, rezagándose además 23.8 Mbd (2.9%) con relación al mostrado un año antes. De manera semejante, la producción de amoniaco cayó 25.7%, lo que representó 714 miles de toneladas (Mt), manteniéndose 46.4%, (178.6 Mt) más bajo que lo esperado. Por su parte, el factor de insumo etano etileno mejoró en 0.05 toneladas de etano utilizado por tonelada de etileno elaborado, para así cumplir con lo requerido.

El análisis ambiental considera, por medio de los índices asociados, el desempeño en términos de uso de agua, emisiones de gases efecto invernadero y consumo energético. Bajo una perspectiva estricta, se ajustaron al compromiso los índices de emisiones de gases de efecto invernadero en los CPGs y de consumo energético en la extracción de crudo y gas, siendo importante destacar este último por el impacto asociado, ya que además de tratarse de una de las líneas con mayor utilización de energía, se colocó 22.5% por debajo del objetivo. También para esta área de actividad se contrajo el indicador referente a emisiones de gases de efecto invernadero. De igual manera, se presentó una mejora en este último rubro para el proceso de crudo en las refinerías, lo cual, si bien no permitió acoplarse a lo previsto, se puede catalogar como propicio dada la importancia que tiene este sector en la actividad total de Pemex. En contraste, se deben atender los aspectos relacionados con el uso de agua, ya que los resultados además de no ajustarse a la expectativa en la planeación, se alejaron del comportamiento alcanzado con anterioridad. Finalmente, el reúso de agua en refinerías tras un avance de 0.2 millones de metros cúbicos (MMm³), se mantuvo 15 MMm³ corto respecto al volumen previsto, mientras que la remediación de sitios afectados superó en 117.4 hectáreas (74.3%) a lo originalmente estipulado.

En cuanto a los elementos de confiabilidad y gestión del mantenimiento, las líneas de exploración y producción, así como de almacenamiento y despacho, se mostraron consistentes con lo anticipado para el IPNP y para el cumplimiento de programa de reparaciones mayores, mientras que la producción de petroquímica secundaria, y logística primaria, mantuvieron los paros no programados en línea con las metas, aun cuando para los dos primeros no se alcanzó el nivel mínimo de reparaciones requerido, incluso teniendo un avance nulo para los Complejos Petroquímicos (CPQs); por otra parte, en la última sección no se desarrolló un programa anual. En estas tres áreas hubo continuidad operativa, con lo que no se afectaron las métricas de desempeño en el corto plazo, que constituye el horizonte de este análisis, aun cuando ello no fue efecto de la implementación de acciones correctivas. No obstante, la producción de petrolíferos y el proceso de gas y petroquímica básica, rebasaron el objetivo para el IPNP, consecuentemente en 2.6% y 10.4%, ampliando su valor en 3.9% y 2.7% con relación al registro previo, tras satisfacer el 57.1% y 32.8% de sus respectivos programas de reparaciones mayores, quedando debajo de la cifra propuesta en 21.9% y 52.2%, siguiendo el mismo orden.

El índice de frecuencia y el índice de frecuencia de eventos de seguridad en los procesos se ubicaron por arriba de los compromisos en 0.19 accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo

y 0.87 eventos de seguridad de los procesos por millón de horas hombre laboradas; el primero disminuyó en 16.3%, contrastando con el segundo que se elevó en 16%.

El índice de atención a los riesgos autorizados por el CRPEMEX se colocó en 75.7%, arrojando así un registro 24.3% inferior a lo requerido. No obstante, tomó un valor más alto, considerando que en 2022 alcanzó 73.1%, cuando hubo además un censo de 104 riesgos menos.

Finalmente, entre los indicadores principales del PN 23-27, se ajustaron a los niveles establecidos en este, el control de exposición laboral a agentes físicos, químicos y biológicos, la distribución de donativos y donaciones a estados prioritarios, la aplicación de la debida diligencia a terceros, y el índice global de cumplimiento en portales de transparencia.

Con lo anterior, se puede señalar que si bien no predominaron los elementos que se acoplaron a los valores requeridos, sí existen aspectos puntuales que se alinearon a lo previsto, y en varios casos más, la estrategia permitió presentar avances en la dirección necesaria, para con ello aproximarse a las propuestas base.

POFAT 2023

Aun cuando la producción de líquidos mantuvo una tendencia al alza, el retorno en crudo siguió la trayectoria contraria, quedando 16.2% por detrás de la cantidad presupuestada. Lo anterior influyó en la disponibilidad del último para su exportación, con lo que este elemento se colocó 14% por debajo de su meta, incluso tras haber ampliado el volumen comercializado en 79.6 Mbd (8.4%) respecto a 2022. Cabe señalar que las condiciones del mercado llevaron a que el ingreso por esta actividad se contrajera en 4.3 MMMUS\$ (13.8%) con relación al resultado de 2022.

Los rubros relacionados con la refinación también tuvieron movimientos decrecientes respecto al ejercicio previo, llevando a la caída de 3.3% (27.1 Mbd) en la producción de petrolíferos, incidiendo en reducciones de 6.9% (18.7 Mbd) para las gasolinas y de 7.9% (11.5 Mbd) en cuanto al diésel, generando así cumplimientos, respectivamente, de 79.4%, 70.1% y 65.8% del volumen previsto; cabe señalar que la elaboración de los combustibles fue la más afectada ante un menor rendimiento de destilados. El desempeño operativo llevó también a elevar el requerimiento de importación de los dos últimos productos, quedando, conforme al orden presentado, 12.7% y 35.4% por encima de lo anticipado, a pesar de las disminuciones observadas en la comparación interanual del volumen adquirido; en tanto que, por la situación prevaleciente en el entorno, se obtuvieron ahorros de 3.1 MMMUS\$ (14.9%) y 2.1 MMMUS\$ (22.6%), correspondientemente, en el gasto ejercido por dichas operaciones, aun ante la desviación experimentada sobre el programa.

Se presentaron rezagos en el proceso criogénico del gas, con la caída de 4.8% en la producción de gas LP en los CPGs, manteniendo un cumplimiento inferior al objetivo en 26.2%; por otra parte, en el caso del etano, el registro se colocó 47.3% por debajo del nivel programado.

A pesar de que hubo desviaciones en contra de los compromisos definidos en el POFAT, en algunos elementos ocurrió lo contrario, particularmente en los relacionados al comercio internacional, destacando el efecto financiero que se capturó por medio de la importación de productos.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2023

Millones de pesos corrientes	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023-Prog (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados	12,352.1	9,948.3	7,981.8	- 35.4
Boletos de avión	49.2	80.2	68.1	38.4
Mensajería y paquetería	3.1	6.7	2.9	- 6.7
Servicios médicos	3,452.6	4,900.5	4,032.7	16.8
Papelería, impresión y fotocopiado	289.8	131.4	148.3	- 48.8
Regalías	905.3	889.8	250.5	- 72.3
Comisiones y viáticos	400.9	393.3	425.6	6.2
Agua	192.1	203.0	156.2	- 18.7
Asesoría y consultoría	2,961.1	1,988.7	1,679.3	- 43.3
Arrendamientos	1,222.4	1,285.9	1,194.3	-2.3
Capacitación	9.9	49.6	3.4	- 65.7

Millones de pesos corrientes	Programado	Observado 2022	Observado 2023	Variación 2023-Prog (%)
Comunicación social	22.4	18.5	18.7	- 16.5
Energía eléctrica	2,843.3	0.0	1.9	- 99.9
Gasto de servicios personales	93,685.1	92,358.5	98,184.0	4.8
Seguro interno del personal	378.4	328.9	356.0	- 5.9
Incentivos y compensaciones al personal	3,028.0	3,231.9	3,409.5	12.6
Sueldos, salarios y prestaciones normales y extraordinarios	48,459.8	48,285.7	51,036.1	5.3
Gastos de previsión social pagados al personal	31,313.9	29,340.7	31,268.1	- 0.1
Prestaciones contractuales de operación	10,241.5	11,072.2	11,990.8	17.1
Indemnizaciones al personal	263.5	99.0	123.6	- 53.1
Ahorro en gasto corriente en rubros indicados (%)	N/A	6.8	- 4.8	N/A
Ahorro en viáticos (%)	N/A	1.6	6.2	N/A

Durante el ejercicio fiscal 2023, el Programa Anual de Austeridad (PAA) en el Gasto y Uso de Recursos en Pemex se enfocó, 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 obligatoria, se buscó contribuir para el logro de la meta de un resultado de cero en el balance financiero.

Las acciones propuestas en el PAA incluyeron: i) ajustar el egreso en servicios personales de operación a lo autorizado en el PEF y, ii) alcanzar ahorros en gasto corriente a través de la implementación de medidas de eficiencia administrativa y de reducción del gasto.

El PAA no definió un objetivo o meta específica, aun así, se pueden destacar algunos avances derivados de la aplicación de este, como fue la disminución de 53.1% en términos reales, con respecto al monto establecido en el PEF para indemnizaciones al personal de operación. En contraste, existieron rubros con modificaciones al alza, sobresaliendo el renglón de prestaciones contractuales de operación que tuvo un incremento de 17.1% con relación al valor presupuestado al ejercer 11,990.8 millones de pesos (MM\$) nominales.

En 2023, el gasto corriente fue de 7,981.8 MM\$, cifra menor en 35.4% a la establecida en el PEF. A pesar de ello, en algunos conceptos el monto pagado excedió a la cantidad comprometida, destacando los 580.1 MM\$ adicionales para servicios médicos y los 18.9 MM\$ extra en compra de boletos de avión. Por otra parte, se tuvieron reducciones para los casos de: i) energía eléctrica en el que se erogaron 1.9 MM\$ respecto a los 2,843.3 MM\$ asignados, y ii) asesoría y consultoría que mostró una contracción de 43.3% con relación al originalmente planeado, ocupando para ello 1,679.3 MM\$ de los 2,961.1 MM\$ disponibles.

De igual manera es importante señalar que el gasto corriente reportó un ejercicio de 1,966.1 MM\$ (19.8%) más bajo que en 2022, observándose las caídas relativas más amplias en los renglones de: i) capacitación que cambió de 49.6 MM\$ a 3.4 MM\$ (93.2%), ii) regalías que se modificó de 889.8 MM\$ a 250.5 MM\$ (71.8%), y iii) mensajería y paquetería que varió de 6.7 MM\$ a 2.9 MM\$ (56.9%).

Resultados financieros y presupuestales

Balance financiero y saldo de la deuda financiera

Tanto el PN 23-27 como el PEF establecieron un saldo de cero como meta de balance financiero, mientras que este último reportó un remanente favorable de 56.2 MMM\$ al cierre del ejercicio evaluado. La actividad central generó retornos 560.8 MMM\$ (23.2%) por debajo de lo inicialmente previsto, sin embargo, el 38.8% de esta variación se compensó mediante los 217.7 MMM\$ adicionales recibidos como parte del renglón de otros ingresos, con prácticamente la cuarta parte de los 226 MMM\$ establecidos por este concepto se reflejándose en el resultado presupuestal observado al corte del año. El 73.7% del monto en este último rubro, equivalente a 166.6 MMM\$, provino de aportaciones del Estado, dividiendo dicha cantidad en 56.9% (94.9 MMM\$) para la fortalecer la posición e inversión en la empresa, mediante su capitalización y el 43.1% restante (71.7 MMM\$) se enfocó al pago de deuda.

El desempeño que se consiguió, también fue consecuencia de la presencia de egresos más bajos a lo originalmente presupuestado en los rubros de obligaciones fiscales y de gasto no programable, de manera respectiva, por 259.8 MMM\$ (26.4%) y por 44.3 MMM\$ (29.9%), así como respondiendo a la disminución de 83.7 MMM\$ (19%) en la inversión, con poco más de las dos terceras partes del monto derivado de dicha acción, reflejándose en el superávit registrado. A pesar de presentar una menor erogación asociada, la proporción de los recursos generados que se destinó al último de los conceptos en listados se mantuvo en 17.1%, cuando la programación contemplaba una relación de 18.2%. Cabe señalar también, respecto a este componente, que su destino físico tuvo la mayor variación, al caer la cantidad utilizada para este en 28% (122.5 MMM\$) con relación a lo propuesto de origen.

La empresa mantuvo un saldo financiero positivo en los dos últimos ejercicios, creciendo este 17.8 MMM\$ (46.5%) al tomar como base los 38.3 MMM\$ obtenidos en 2022. Este cambio ocurrió aun ante la contracción de 532.1 MMM\$ (20.3%) en las entradas, con el 40% de esta modificación proveniente de la caída de 212.7 MMM\$ en las exportaciones, mientras que los otros ingresos y las ventas nacionales explican 32.8% y 27.3%, siguiendo el mismo orden. Se observa también que, aun cuando entre los dos últimos años la participación de los recursos recibidos por elementos no centrales se modificó de 15.3% a 10.8%, la proporción de estos que conformaron el balance final registrado creció en 15.3%, lo cual es indicativo de una mayor capacidad de la empresa para hacer frente a sus obligaciones por medio de su operación.

Las condiciones en los mercados internacionales propiciaron una tendencia a la baja en los precios de los hidrocarburos, provocando que la MME redujera su cotización en 20.5%, pasando de 89.24 US\$/b a 70.98 US\$/b, lo que explica el comportamiento antes descrito en el monto de ingresos obtenido del exterior. Sin embargo, un fenómeno similar se observó para los restantes derivados del petróleo, con lo que el gasto por compra de mercancía para reventa fue 257.3 MMM\$ (29.2%) inferior, lo que junto a la disminución de 169.9 MMM\$ (19%) en impuestos y derechos, permitieron ampliar los rendimientos generados. Cabe señalar que la proporción de los ingresos por ventas que se contribuyó mediante elementos fiscales fue 1.4% más baja, para localizarse en 39%.

Entre los dos últimos años se optó por ejercer un monto más pequeño en inversión, reduciendo esta de 467.2 MMM\$ a 357.2 MMM\$, destacando además que el 85.7% del ajuste correspondió a los elementos financieros, con lo que se mantuvo la prioridad para el ejercicio de los recursos en acciones para la restitución y formación de capacidades. No obstante lo anterior, el gasto no programable se contrajo de 132.4 MMM\$ a 103.8 MMM\$ (21.6%), incidiendo para ello el incremento de 15.2 MMM\$ en los intereses recibidos.

Aun cuando se tuvo un flujo presupuestal superior a lo estipulado, la rentabilidad líquida fue menor a lo anticipado, ya que el margen EBITDA se colocó en 20.7%, considerando que el retorno líquido derivado de la operación fue de 355.5 MMM\$, ante ingresos contables de 1,719.9 MMM\$. El desempeño observado fue 21.3% más bajo que la meta de 42% señalada en el PN 23-27; dado el nivel de actividad alcanzado en 2023, para ajustarse a dicho objetivo hubiera sido necesario acumular 722.4 MMM\$ en EBITDA, es decir que este agregado hubiera mostrado un valor de poco más del doble. Esta métrica tomó una cifra 10.1% inferior a la obtenida en 2022. Dicha evolución se derivó de que el flujo operativo líquido fue 51.6% (378.5 MMM\$) más

bajo que el año previo, cuando los ingresos se contrajeron en 27.8% (663.5 MMM\$). Durante el ejercicio evaluado, la rentabilidad de la actividad se redujo, como lo muestra la disminución de 72.4% (322.5 MMM\$) en el rendimiento de operación; a pesar de lo anterior, el monto efectivo estimado generado por la actividad experimentó una trayectoria descendente menos pronunciada.

En cuanto a los compromisos por financiamiento, la planeación estratégica consideraba un límite superior de 105 MMMUS\$ en el saldo de la deuda financiera. Tras haber mostrado una tendencia decreciente a partir del 2T2021, este indicador tomó en el 3T2022 un valor más elevado que la meta. Sin embargo, a partir de ese corte, la trayectoria se revirtió, registrando un máximo en el 2T2023 con 110.5 MMMUS\$. Al cierre de 2023, esta métrica se ubicó en 106 MMMUS\$, superando el objetivo en 1%, aun cuando se tuvo un avance de 1.7 MMMUS\$ (1.6%) con relación a los 107.7 MMMUS\$ reportados al 31 de diciembre de 2022.

Por su parte, la contabilidad de la empresa muestra una reducción en la deuda total de 297 MMM\$ (14.2%), pasando de 2,091.5 MMM\$ a 1,794.5 MMM\$. La modificación más amplia que se presenta bajo esta visión fue consecuencia, en parte, de que estas cifras incluyen la valuación en pesos de los compromisos denominados en moneda extranjera, mismos que abarcaron prácticamente cuatro quintas partes del saldo completo, con el 71% establecido en dólares americanos, lo que provocó, por ende, una alta sensibilidad a las variaciones del tipo de cambio, mismo que disminuyó 12.8% (2.49 \$/US\$) en la comparación interanual.

La estructura de las obligaciones sufrió una modificación, ya que mientras la deuda de largo plazo se contrajo en 308.3 MMM\$ (19%), los vencimientos con plazo máximo de un año se ampliaron en 11.3 MMM\$ (2.4%), con lo que, por cada peso comprometido, se deben liquidar 26.6 centavos previo al 31 de diciembre de 2024, cuando durante 2023 se debían cubrir 22.3 centavos. Esta evolución puede derivar en un riesgo más alto por falta de liquidez, y por tanto elevar las presiones para generar flujo corriente.

Gasto de operación

El gasto de operación fue inferior en 35.4% a la cantidad programada, y en 26.4% a lo ejercido en el periodo anterior. Considerando el monto de las variaciones respecto a lo autorizado, destacaron los aumentos de 18.9 MM\$ en boletos de avión al pasar de 49.2 MM\$ a 68.1 MM\$, y de 6.2% en comisiones y viáticos, cambiando de 400.9 MM\$ a 425.6 MM\$. En contraste, la principal reducción fue en energía eléctrica, al modificarse la cifra erogada en este concepto de 2,843.3 MM\$ a 1.9 MM\$.

Desempeño operativo y comercial

Producción de líquidos

En 2023, la producción de líquidos sin socios fue de 1,854.8 Mbd, mayor en 5.1% (90.6 Mbd) a los 1,764.2 Mbd registrados en 2022. Sin embargo, no se logró cumplir con la meta de 1,966.1 Mbd que se definió tanto en el POFAT como en el PN 23-27, quedando 5.7% (111.3 Mbd) por debajo de ella.

El 84.5% (1,567.8 Mbd) del volumen registrado correspondió a producción de crudo, la cual tuvo un decremento de 97.3 Mbd (5.8%) respecto a los 1,665.1 Mbd reportados en 2022 y fue 16.2% (303.1 Mbd) más bajo que los 1,870.9 Mbd propuestos en el POFAT; por su parte, el retorno en condensados⁶ varió, entre los dos últimos años, de 99.1 Mbd a 286.9 Mbd, equivalente a un cambio de 189.5%, debido principalmente al desarrollo del campo Tupilco Profundo y a la continuidad operativa del campo Ixachi.

El desempeño observado con relación a las metas comprometidas se debió a, principalmente: i) la declinación de los campos Xanab, Ku, Maloob y Zaap, ii) la caída en la presión e irrupción de agua en los

⁶ Son líquidos ligeros que originalmente se encontraban en fase gaseosa a condiciones de yacimiento. Se conforman por hidrocarburos líquidos condensados del gas natural que pueden llegar a contener ácido sulfhídrico, mercaptanos y bióxido de carbono.

campos Tupilco Profundo y Quesqui durante el último trimestre del 2023, y iii) el accidente en la plataforma Nohoch-A, que ocasionó el cierre de la producción de varios pozos de la Subdirección de Producción Región Marina Noroeste.

Cabe destacar que, desde 2018 se ha mantenido una tendencia creciente en la producción de líquidos sin socios, gracias a: i) la estrategia de desarrollo acelerado en los campos nuevos terrestres, ii) el mantenimiento de los perfiles de producción en los campos marinos mediante la realización de reparaciones mayores (side-tracks, cambios de intervalos o re-disparos) y menores (estimulaciones, limpiezas y optimizaciones), y iii) la incorporación y optimización de los sistemas artificiales de producción (bombeo neumático, mecánico o electrocentrífugo) en los pozos de campos maduros, lo cual permitió mantener la energía de sus yacimientos prolongando, por ende, su vida productiva.

Los campos nuevos brindaron 567.6 Mbd de líquidos sin socios, tras aumentar su retorno en 46.3% en comparación con los 387.9 Mbd reportados para 2022, con lo que el aporte de estos a la producción total se ubicó en 30.6%. Las actividades que tuvieron el impacto principal sobre esta alza fueron el desarrollo acelerado del campo Tupilco Profundo y la continuidad de los planes de desarrollo de los campos Esah, Pokche, Quesqui, Xanab SE y Cibix. Sin embargo, el resultado alcanzado se encontró 26.4 Mbd (4.4%) por debajo de los 594 Mbd propuestos en el PN 23-27.

Durante el ejercicio 2023 se perforaron 163 pozos de desarrollo, lo que significó dos más que en 2022, realizando la mayoría de esta actividad en la Región Norte, con 64 pozos, de manera principal en los activos de Poza Rica-Altamira y Reynosa. En tanto, en la Subdirección de Producción Región Sur, las acciones de perforación y terminación se observaron predominantemente en el Activo Bellota-Jujo, con 32 pozos, como consecuencia del desarrollo de los campos Tupilco Profundo y Quesqui.

Exportación de crudo

En 2023, la cantidad exportada de crudo se incrementó 8.4% (79.6 Mbd) con relación al año anterior, para reportar un valor promedio de 1,032.8 Mbd; no obstante, aun con esta alza se ubicó 14% (14.6 Mbd) por debajo de la meta de 1,047.4 Mbd definida en el POFAT. El desempeño observado se relaciona con la presencia, en la comparación interanual, de un volumen adicional disponible, gracias al aumento de 90.6 Mbd (5.1%) en la producción de líquidos por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP), la cual, sin embargo, se mantuvo por debajo del nivel previsto, incidiendo en el cumplimiento del objetivo propuesto para el comercio internacional.

En el ejercicio evaluado se obtuvieron 26.8 MMMUS\$ por el crudo enviado al exterior, monto inferior en 4.3 MMMUS\$ (13.8%) al que se había presentado en el ejercicio previo. Dicha disminución ocurrió incluso ante el alza de 8.4% en el producto exportado, debido al efecto de la caída de 20.5% (18.6 US\$/b) en la cotización promedio de la MME causada por la contracción del precio de los crudos marcadores.

En el periodo más reciente, Pemex comercializó internacionalmente, además de las calidades Maya e Istmo, de nueva cuenta la ligera Olmeca (38-39° API, 0.73-0.95% de azufre en peso) en julio, agosto, octubre y noviembre, y por primera vez, una nueva variante de crudo medio denominada Zapoteco (29-29.9° API, 2.51% de azufre en peso) en octubre y diciembre. El Maya predominó sobre las exportaciones con 588.8 Mbd, aportando ingresos por 14.9 MMMUS\$. Por su parte, el Istmo brindó el segundo mayor monto de ventas exteriores con 11.1 MMMUS\$, al colocar 420.5 Mbd de este. Finalmente, el Olmeca y el Zapoteco proveyeron 0.5 MMMUS\$, y 0.2 MMMUS\$, respectivamente, derivados de la comercialización de 15.4 Mbd y 8.1 Mbd en el extranjero, en el mismo orden.

Incorporación de reservas 3P por descubrimiento

Al 1º de enero de 2024, la incorporación preliminar⁷ de reservas 3P por descubrimiento fue 349.7 MMbpce, cifra 600.3 MMbpce (63.2%) menor que la meta inferior programada en el PN 23-27, la cual comprometía a obtener al menos 950 MMbpce. También se presentó una diferencia a la baja de 258.1 MMbpce (42.5%) en comparación con los 607.8 MMbpce correspondientes al ejercicio 2022, de acuerdo con la estimación realizada por Pemex. Es importante señalar que para ese mismo periodo, la cifra dictaminada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) fue de 516.1 MMbpce, ya que por los tiempos del proceso de certificación, y para la caracterización inicial y diseño de explotación de los campos descubiertos, Xale, Cibix y Niquita no fueron incluidos en la cuantificación de esta institución. De tal manera, el resultado observado se colocó 32.2% (166.4 MMbpce) por debajo de la cifra definida por esta última.

A continuación, se señalan los elementos más relevantes sobre el desempeño alcanzado:

- Durante 2023 se concluyeron 61 pozos exploratorios, de los cuales 17 fueron productores; cabe mencionar que Nayu-1 y Rancho Nuevo-301 se evaluaron como recurso contingente, es decir, como campos que no son viables técnica ni económicamente, por lo que aún no se genera su plan de desarrollo.
- La incorporación de reservas se dio principalmente en la Cuenca del Sureste.
 - o En su porción marina resaltan los descubrimientos de Etkal-201, Macuil-101, Macuil-201, Tentok-1, Tlalkivak-1DEL, que en conjunto aportaron un volumen estimado de 118.1 MMbpce.
 - o Por los campos descubiertos en la porción terrestre, se calcula una contribución de reserva 3P de 231.6 MMbpce, proveniente de los pozos Bakte-1, Platao-1, Obba-1, Techiahtli-1 y Yawa-1. Respecto a estos últimos, es importante señalar que en el caso de Platao-1 empezó su desarrollo acelerado y entrada a producción temprana, además que el Programa de Transición fue aprobado por la CNH, es decir, se emitió la autorización regulatoria para iniciar la explotación del campo; mientras que Bakte y Techiahtli, continúan con la evaluación de los horizontes geológicos.
- Actualmente, mediante el uso de plataformas relocalizables, se tiene programado el desarrollo acelerado en descubrimientos marinos cercanos a las costas de Tabasco.

Proceso de crudo

En 2023, las refinerías del SNR registraron un proceso de crudo promedio de 792 Mbd, el cual fue 20.4% (203 Mbd) inferior a la meta de 995 Mbd definida en el PN 23-27 y en el POFAT. La comparativa respecto al resultado del año previo muestra una reducción de 2.9% (23.8 Mbd), debido a una menor actividad en las refinerías de Madero y Salamanca, que presentaron disminuciones respectivas de 22.8% (22.4 Mbd) y 13% (16.9 Mbd) en el indicador, derivado de la baja confiabilidad de la infraestructura y el alto manejo de inventarios por un limitado desalojo de combustóleo.

Por su parte, las mejoras en el desempeño se observaron en la refinería de Tula, que incrementó su proceso de crudo en 6.2% al pasar de 179.7 Mbd en 2022 a 190.9 Mbd en 2023, en Minatitlán con un aumento de 3.6% para alcanzar 115.9 Mbd y en Salina Cruz con una variación de 0.2% al alza, para ubicarse en 178.2 Mbd. En tanto, Cadereyta cerró el año con un registro de 118.7 Mbd, similar a su nivel en la referencia previa.

Producción de petrolíferos

En 2023, el POFAT definió una meta de 1,017.6 Mbd para la producción de petrolíferos⁸ en el SNR, mientras que el volumen obtenido al cierre fue de 808.2 Mbd, lo cual representó un resultado inferior en 20.6% (209.4

⁷ Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2024 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la CNH con base en sus propios lineamientos.

⁸ 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 cíclico ligero, combustóleo, asfaltos, coque, lubricantes, aeroflex 1/2, extracto de furfural, grasas y parafinas. No incluye gas LP de CPGs ni CPQs.

Mbd) a lo programado originalmente. De igual manera se registró una disminución de 3% (25.2 Mbd) con respecto a los 833.3 Mbd reportados en 2022.

El retorno, en el ejercicio evaluado, se conformó por 423.3 Mbd de destilados, 260.3 Mbd de combustóleo y los restantes 124.5 Mbd por otros petrolíferos. En el primer grupo se alcanzó el 70.3% de la producción objetivo de 602.8 Mbd, como consecuencia de una menor elaboración de estos petrolíferos en cuatro de las seis refinerías, destacando, por mostrar la contracción más amplia, Madero, donde se pasó de 51.3 Mbd en 2022 a 31 Mbd en 2023, equivalente a un cambio de 39.6%.

El desempeño a la baja en los productos de alto valor fue reflejo de la caída de 30% en el volumen de gasolina con respecto a los 360.4 Mbd programados, al cerrar 2023 con 252.2 Mbd: a nivel refinería se tuvieron contracciones en Madero (36.2%), Salamanca (17.5%), Minatitlán (9%), Cadereyta (2.3%) y Salina Cruz (1.1%) para registrar, manteniendo el mismo orden, 17.1 Mbd, 35.3 Mbd, 35.8 Mbd, 43.9 Mbd y 55.8 Mbd en el reporte anual. La evolución señalada se derivó de la presencia de altos inventario de combustóleo y destilados, así como de la baja confiabilidad en los centros de trabajo.

En el diésel se presentó la misma situación, dada la desviación de 34.4% a la baja con respecto a los 205.4 Mbd comprometidos, como efecto de la disminución de la cantidad obtenida de este producto en las refinerías de Madero (43.6%), Minatitlán (14.1%), Salina Cruz (6.4%) y Salamanca (4.4%), retornando respectivamente 13.7 Mbd, 22.6 Mbd, 18.6 Mbd y 20.4 Mbd.

Por su parte, el volumen de turbosina registró una disminución de 1.9% con respecto al objetivo de 37 Mbd cerrando el 2023 con 36.3 Mbd.

Durante el año evaluado, se obtuvieron 260.3 Mbd de combustóleo, menores en 9.9% con referencia a los 289 Mbd que se habían previsto.

Importación de gasolina y diésel

El volumen importado de gasolinas, incluyendo aditivo detergente y MTBE, se redujo en 0.6% (2.5 Mbd) con relación al año previo, para reportar 419.1 Mbd. Aun así, esta variación fue más corta que la contracción de 17.5 Mbd (2.6%) en las ventas internas, mismas que se ubicaron en 653.5 Mbd. Influyó sobre el comportamiento de este último el menor nivel de eficiencia y actividad en el SNR. Bajo estas condiciones, el resultado observado para las compras externas se mantuvo 47.1 Mbd (12.7%) por encima de los 372 Mbd previstos en el POFAT. Aun ante esta evolución, el gasto incurrido por dicho concepto pasó de 20.7 MMMUS\$ a 17.6 MMMUS\$ entre los dos ejercicios más próximos, lo que generó un ahorro de 14.9% (3.1 MMMUS\$), incluso considerando que la participación del producto del exterior sobre la comercialización de Pemex se modificó de 62.8% a 64.1%.

En 2023 se adquirieron 173.3 Mbd de diésel internacionales, derivado de la disminución de 1.8 Mbd (1%) respecto a su referencia anterior, permaneciendo entonces 35.4% (45.3 Mbd) por arriba del objetivo programado. El mercado brindó oportunidades para aproximarse a dicho compromiso, considerando que la comercialización doméstica de este producto fue 17.8 Mbd (5.7%) menor que la correspondiente a 2022, abasteciendo entonces 286.6 Mbd, cantidad que se cumplió mediante la provisión externa para solventar la caída de 11.5 Mbd (7.9%) en el nivel de elaboración de las refinerías nacionales. La cotización de este combustible se comportó a la baja, propiciando que el egreso por este concepto disminuyera 22.6%, al cambiar de 9.6 MMMUS\$ a 7.5 MMMUS\$. Durante el ejercicio analizado, se elevó en 2.9% la proporción que constituyó el diésel proveniente del extranjero sobre la oferta por parte de la empresa, para representar 60.4%.

Producción de gas natural

En 2023, Pemex registró una producción de gas natural sin socios de 4,899 MMpcd, de los cuales, 3,993 MMpcd se conformaron por gas hidrocarburo⁹, mientras que los restantes 907 MMpcd correspondieron a nitrógeno. Tomando como base el primero de los componentes, la extracción fue inferior en 678 MMpcd (14.5%) al nivel establecido tanto en el PN 23-27 como en el POFAT, no obstante, resultó superior en 127 MMpcd (3.3%) al resultado observado en 2022; por otra parte, el nitrógeno obtenido tuvo un comportamiento favorable, al disminuir en 49 MMpcd (5.1%) con relación al compromiso de finido en el POFAT y en 80 MMpcd (9.7%) en comparación con la cifra alcanzada durante el ejercicio previo.

Durante los tres años más recientes, el volumen generado de gas hidrocarburo mantuvo una tendencia incremental atribuible a la aportación de los nuevos campos, cuya producción, a pesar de haber quedado 9.8% (164 MMpcd) por debajo de la meta planteada en el PN 23-27, sumó, durante el lapso evaluado, 1,500 MMpcd, resultado 33.8% mayor que el mostrado en 2022, destacando las aportaciones a dicha cifra, de 45% (687 MMpcd) del campo Quesqui, ubicado en la Región Sur; y de 23.4% (357 MMpcd) del campo Ixachi, que se localiza en la Región Norte.

Por su parte, el indicador de porcentaje de aprovechamiento de gas obtenido resultó 3% por debajo del objetivo establecido en el PN 23-27, esto a pesar de la implementación de proyectos orientados a reducir el envío de gas natural a quemadores de desfogue, entre los que se encuentran: i) en el caso de las plataformas del Activo Ku Maloob Zaap, la realización de acciones como el cierre de pozos, la sustitución de generadores de gases, la puesta en operación de ductos y la inyección a yacimientos; y ii) dar continuidad al arrendamiento de recuperadoras de vapor en las Baterías de Separación Conduacán y Samaria II. Incluso considerando la ejecución de estas iniciativas, el desempeño en estos términos se vio afectado adversamente por la producción de gas altamente contaminado con nitrógeno en la Región Marina Noreste, por el mantenimiento realizado y las fallas de equipos de compresión en la Región Sur, así como por rechazos y libranzas en los CPGs de Pemex Transformación Industrial (PTRI).

Proceso criogénico del gas

Durante 2023, el proceso de gas húmedo fue de 2,632.8 MMpcd, el de condensados promedió 10.7 Mbd, mientras que los principales productos obtenidos del procesamiento criogénico en los CPGs observaron el siguiente comportamiento:

- El gas seco reportó un volumen de 2,073 MMpcd, reflejando una disminución de 9.1% (206.8 MMpcd) en comparación con el año anterior; esta cifra representó además una variación a la baja en 19.3% (495.7 MMpcd) con respecto a la meta establecida en el POFAT.
- La producción de gas LP directamente en los CPGs registró 85.5 Mbd, cifra que se redujo en 4.8% (3.9 Mbd) y 26.2% (30.3 Mbd), respectivamente, con relación a la cifra alcanzada en el ejercicio precedente y al nivel previsto en el POFAT.
- El nivel obtenido de etano alcanzó un promedio de 46.9 Mbd, ubicándose por arriba del registro de 2022 en 2.3% (1 Mbd), aun cuando fue inferior en 47.3% (42.1 Mbd) a lo programado en el POFAT.

Este comportamiento se atribuye principalmente a una menor producción de gas húmedo amargo de PEP en la Región Sureste como efecto de la contingencia en la plataforma Nohoch-A, así como por el mantenimiento mayor realizado entre el 21 de marzo y el 2 de junio a la planta criogénica 2 del Complejo Procesador de Gas (CPG) Ciudad Pemex.

Producción de amoniaco

Al cierre de 2023, la producción de amoniaco registró 206.4 Mt, lo que representó una disminución de 71.4 Mt con respecto al volumen observado en 2022; asimismo, la cifra alcanzada se ubicó 46.4% por debajo de

⁹ Incluye bióxido de carbono.

las 385 Mt establecidas como meta en el PN 23-27. Este desempeño fue efecto, fundamentalmente, de que la planta VI de amoniaco del Complejo Petroquímico (CPQ) Cosoleacaque permaneció fuera de operación durante el periodo entre mayo a julio, para la realización de reparaciones menores a sus servicios auxiliares principales, aprovechando que en el mismo lapso la planta de urea de Pro-Agroindustria, principal em presa receptora de la producción de Pemex para este petroquímico, también se encontró en paro.

Durante el año analizado fue necesaria la importación de 160 Mt de este producto para satisfacer la demanda nacional, siendo este registro superior en 10.9% al reportado en 2022. Es relevante señalar que 93.1% del volumen adquirido en el extranjero se comercializó durante los meses más rentables, generando ingresos que excedieron al costo de adquisición en un total de 15.2 millones de dólares americanos (MMUS\$).

Factor de insumo etano etileno

En 2023, el resultado observado para este indicador fue de 1.32 ton/ton, valor que representa el consumo requerido de etano por unidad de etileno producido. Aun cuando este registro fue superior en 0.09 ton/ton al establecido como referencia internacional¹⁰, fue más bajo en 0.05 ton/ton con relación al resultado obtenido en 2022, y se logró igualar al objetivo establecido en la planeación institucional. Este comportamiento favorable se derivó de un mayor aprovechamiento de la materia prima, al presentar una conversión del 75.5% en el CPQ Cangrejera, donde el consumo de etano se incrementó en 223.9%, al pasar de 70.7 Mt en 2022 a 229.2 Mt en 2023, mismo que se reflejó en un alza de 266.5% en la producción de etileno, que varió de 47.2 Mt a 173 Mt.

Índice de paros no programados (IPNP) por causas propias

Durante 2023, en prácticamente todas las líneas de negocio, el IPNP presentó variaciones favorables respecto a lo programado en el PN-23-27. Cabe destacar el comportamiento en el caso de los CPQs, así como en almacenamiento y despacho, los cuales quedaron 8.1% y 2.6% por debajo de sus correspondientes metas. También se observaron mejoras en logística primaria y en exploración y producción, cuyo resultado fue, respectivamente, 0.2% y 0.7% inferior a lo previsto. Es importante señalar que el resultado para las líneas de negocio señaladas, también se modificó a la baja respecto al año previo, en 9.1% en los CPQs, 12% para almacenamiento y despacho, 0.5% en logística primaria y 0.4% en exploración y producción. En buena medida, la mejora alcanzada en almacenamiento y despacho se debió a la iniciativa de arrendamiento de vehículos iniciada en 2022. Por otra parte, el desempeño observado en los CPQs estuvo asociado a una menor utilización de las instalaciones de Cangrejera y Morelos, derivado de la falta de gas etano, junto con los niveles reducidos que tuvo la producción programada.

En tanto, las líneas cuyos resultados mostraron desviaciones adversas con relación a sus metas fueron:

- Los CPGs, cuyo registro de 20.4% fue superior en 10.4% al valor comprometido para este año y en 2.7% tomando como base el correspondiente a 2022. Este comportamiento fue efecto de la acumulación de días de paro en equipo estático en Nuevo Pemex, Arenque y Ciudad Pemex; en equipo estático, dinámico e instrumentación de Burgos; en equipo estático y dinámico de Cactus; así como en calentadores y compresores del CPG Coatzacoalcos.
- En el SNR se obtuvo un IPNP de 10.9%, más alto en 2.6% al objetivo para 2023 y en 3.9% con relación a su resultado previo, ello provocado, principalmente, por fallas presentadas en equipos de compresión de las refinerías de Cadereyta y Salina Cruz; así como en reactores, calentadores e intercambiadores de calor de Madero, Minatitlán y Salamanca.

Cumplimiento al Programa de reparaciones mayores

¹⁰ I2342 conforme a la información del PEP Yearbook International, 2002, ajustada con información del área correspondiente en Pemex.

Al cierre de 2023, esta área temática presentó resultados mixtos. Las líneas de negocio que superaron la meta establecida fueron: i) Exploración y Producción, que alcanzó 80% y fue mayor en 5% a la meta, tras efectuar 4 de las 5 libranzas programadas, ii) Transporte, que reportó 87.5%, 2.5% más elevado que el nivel objetivo, al realizar 7 de las 8 reparaciones anticipadas, y iii) Almacenamiento y Despacho, donde se condujo la única reparación que tenía prevista para así obtener el 100% de cumplimiento.

Por otra parte, en el caso del SNR, y de los CPGs y CPQs, se tuvo un avance por debajo del comprometido para el año, destacando el último caso, por no efectuar ninguna reparación de las cuatro establecidas para el ejercicio, ello derivado, principalmente, de que los tiempos de entrega de los bienes para la ejecución de las actividades excedieron al plazo considerado. En tanto, los CPGs, reportaron un resultado de 33% tras haber llevado a cabo 19 de las 58 acciones comprometidas, manteniéndose 52% por debajo de la meta establecida. Finalmente, en las refinerías se realizaron 32 de las 56 reparaciones definidas en el programa acordado para el ejercicio, cumpliendo así con el 57.1% de este, cifra que fue 21.9% más pequeña que el objetivo mínimo, ello como efecto de un presupuesto insuficiente para iniciar los procesos de contratación para las iniciativas asociadas a las reparaciones y de que se presentaron cambios en la normatividad que retrasaron los procesos de adquisición y contratación.

Índice de atención a los riesgos autorizados por el CRPEMEX

El censo de riesgos críticos avalados por el Comité de Riesgos de Pemex y sus EPS (CRPEMEX) pasó de 755 en 2022 a 859 en 2023; de los cuales, al cierre del propio año se habían atendido 650, por lo que el índice de atención reportó un avance de 75.7%, resultado distante en 24.3% de la meta de 100% establecida en el PN 23-27.

La mayor cantidad de los riesgos críticos avalados se ubicó en PTRI con 646 (75.2% del total de autorizado en el año evaluado), seguido por Pemex Logística (PLOG) con 118 (13.7%), después por PEP con 55 (6.4%) y, por último, la Dirección Corporativa de Administración y Servicios (DCAS) con 40 (4.7%). Cabe destacar que PLOG tuvo el avance más significativo al atender 110 riesgos, tomando el indicador particular de esta línea un valor de 93.2%, mientras que PEP registró 89.1%, PTRI 72.9% y DCAS 50%. En todos los casos, el avance en esta materia se dificulta por la asignación de recursos para identificar, prevenir y mitigar los riesgos críticos inherentes a los procesos operativos y de soporte a la cadena de valor.

Sustentabilidad y responsabilidad

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia registró, en 2023, 0.41 accidentes por cada millón horas hombre laboradas con exposición al riesgo, con lo que mejoró en 16.3% al compararse con el año previo; ello debido a que ocurrieron 27 accidentes menos, sumando entonces 140 al cierre del periodo analizado; las reducciones más importantes ocurrieron en PLOG y en las áreas corporativas, donde los incidentes ocurridos disminuyeron en 61% y 30%, respectivamente. A pesar de lo anterior, el desempeño en el ejercicio evaluado fue 86.4% más alto que la meta establecida en el PN 23-27.

Por otra parte, el índice de frecuencia de eventos de seguridad de los procesos, indicador que se refiere a la presencia de eventos que provoquen la pérdida de contención primaria de cualquier material de un proceso, o bien cualquier situación o condición indeseable, que bajo circunstancias ligeramente diferentes, pudiera causar el mismo efecto, mostró un incremento de 16% respecto a su nivel de 2022, al registrar 2.27 eventos de seguridad de los procesos por millón de horas hombre laboradas, con lo que superó en 62% al objetivo señalado en la planeación institucional. Este comportamiento fue consecuencia del alza en todos los tipos de eventos incluidos en su cálculo: graves, moderados y menores, destacando los segundos por el aumento

de 90.5%, al pasar de 116 a 221 entre los dos últimos años, mientras que los graves se ampliaron en 59%, variando de 46 a 73 eventos. Por otra parte, cabe señalar que la línea más determinante sobre el comportamiento observado fue PLOG, donde se elevó en 3.5 veces la ocurrencia de eventos, al cambiar estos de 24 a 107, basándose en los mismos periodos de comparación; en este caso sobresalieron los incidentes graves al modificarse de 15 a 43, con lo que esta EPS concentró el 58.9% de los eventos reportados bajo esta última condición, como consecuencia, principalmente, de la corrosión en los sistemas de transporte y almacenamiento de productos. Es importante señalar que, de manera general, el desempeño en esta métrica fue consecuencia de corrosión y de fenómenos químicos que incidieron en la velocidad de desgaste de los equipos, así como de la omisión de los procedimientos críticos para el mantenimiento y operación de las instalaciones.

Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías

Para 2023, el volumen de reúso de agua en el proceso de crudo de las refinerías fue de 34.4 MMm³, resultado 30.3% inferior al objetivo de 49.4 MMm³ definido para este año, debido al desfase en mantenimientos, que no permitió que las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz contribuyeran a mejorar el indicador. Por otra parte, se tuvo un ligero avance de 0.7% con relación al volumen reportado en 2022, como efecto de las rehabilitaciones efectuadas a los sistemas de tratamiento de efluentes y a las plantas de tratamiento de aguas negras y residuales.

Por otro lado, cabe destacar que la utilización de agua de reúso en el proceso de crudo se concentró predominantemente en las refinerías de Cadereyta y Madero, mismas que contribuyeron con el 88.5% del volumen total; es relevante mencionar también que, aun cuando en Madero tuvo una aportación menor que en el ejercicio anterior, Cadereyta y Tula incrementaron su participación, respectivamente, en 2.9% y 3%, reemplazando así el suministro de fuentes naturales.

Índice de uso de agua

En 2023, el índice de uso de agua en las actividades sustantivas reportó resultados que no lograron la meta establecida ya que en los cinco procesos productivos considerados¹¹ para su evaluación, se superó a la meta programada, principalmente como consecuencia de: i) los mantenimientos pendientes a sistemas de tratamiento de aguas, ii) la reprogramación de las rehabilitaciones a redes contra incendio y a unidades desmineralizadoras, y iii) la presencia de fugas de agua, vapor y condensados. Las variaciones más significativas correspondieron a la producción de petroquímicos, particularmente en la de derivados del etano, así como en la de metanol y aromáticos, ubicándose en 471.3% y 158%, respectivamente, por encima del nivel previsto, ello incluso ante una baja en la cantidad de agua utilizada, ya que resultó más relevante la contracción en los volúmenes producidos.

Índice de emisiones de gases de efecto invernadero

Al cierre de 2023, de las seis actividades sustantivas analizadas¹² para el índice de emisiones de gases de efecto invernadero, únicamente en el caso de los CPGs se cumplió con la meta, al mantenerse el indicador 6.2% por debajo del compromiso planeado.

De los cinco procesos productivos restantes, sobresalió el incumplimiento a las metas registradas para los índices en la producción de petroquímicos (derivados del etano), en la extracción y producción de crudo y

¹¹ Proceso de crudo en las refinerías, proceso de gas en complejos procesadores de gas, producción de petroquímicos, distinguiendo entre derivados del etano, amoníaco y metanol y aromáticos.

¹² Las seis actividades sustantivas comprenden extracción y producción de crudo y gas, proceso de crudo en las refinerías, proceso de gas en complejos procesadores de gas, producción de petroquímicos, distinguiendo entre derivados del etano, amoníaco y metanol y aromáticos. Los gases efecto invernadero considerados son el dióxido de carbono (CO₂) y el metano equivalente (CH₄).

gas, y en el proceso de crudo en las refinerías, los cuales fueron superiores en 372.1%, 56.9% y 49.3%; respectivamente, a sus valores previstos en el PN 23-27.

Entre las principales causas de este desempeño se encuentran el volumen de gas enviado a quemadores de desfogue, la baja en la producción de petroquímicos y la falta de mantenimiento en plantas de proceso; lo que propició niveles reducidos de aprovechamiento, incluso habiendo presentado un mejor manejo de gas asociado, menor consumo de combustible y una disminución en la quemadura de condensados.

Índice de consumo energético

Para el ejercicio 2023, en términos del consumo de energía, de los seis procesos productivos evaluados, el índice en la extracción y producción de crudo y gas registró el único cumplimiento de los compromisos pactados, al reportar un resultado 22.5% inferior a la meta anual, por la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía en los Activos de Producción; esta situación destaca por tratarse de una de las actividades con mayor participación en la cantidad total de energía consumida. En contraste, el indicador más alejado de la meta fue el correspondiente a la producción de petroquímicos derivados del etano, superando en 262% al valor comprometido, fundamentalmente debido al bajo nivel de producción alcanzado durante el año.

Distribución de donativos y donaciones a estados prioritarios

Como parte de la estrategia para promover la continuidad operativa, al fortalecer la relación con las comunidades a través de acciones de responsabilidad social, Pemex distribuye donativos y donaciones a estados prioritarios como lo son Campeche, Chiapas, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz. En este sentido, durante 2023 se entregó un importe total de 1,290.5 MM\$, disminuyendo en 9.4 MM\$ (0.7%) con relación a la cantidad reportada en 2022; no obstante, se cumplió satisfactoriamente con el objetivo del PN 23-27 que señalaba que al menos 90% de los recursos considerados para estas acciones deberían canalizarse a dichas localidades, recibiendo estas el 91.8% durante el año analizado.

El propósito de los montos implementados a través de esta estrategia es contribuir al desarrollo regional, por ejemplo, aportando asfalto para la construcción y mantenimiento de carreteras, vialidades urbanas o caminos vecinales; así como proveer combustibles gratuitos para incrementar la capacidad de atención en áreas gubernamentales estratégicas, como lo son: salud, servicios públicos, seguridad y protección civil.

Implementación de iniciativas

Exploración y Producción

Durante 2023, PEP presentó los siguientes avances en las actividades para el desarrollo de los denominados nuevos campos, mismos que a continuación se analizan:

- Campo Cahua. A inicios de abril de 2023 se cerraron sus dos pozos productores debido a la irrupción de agua en el yacimiento, por lo que el promedio extraído en el año fue de 0.2 Mbd. Actualmente se encuentra en análisis para cambio de estrategia de desarrollo.
- Campo Cheek. En el ejercicio analizado, su producción de líquidos tuvo un ligero decremento de 3.1% (0.6 Mbd), pasando a un nivel promedio a 18.8 Mbd, comparado con los 19.4 Mbd de 2022, lo cual fue ocasionado por una disminución de la presión de yacimiento.
- Campo Racemosa. Este campo, que se localiza en las formaciones cretácicas, fue descubierto en 2021. A lo largo del último ejercicio se incorporaron dos pozos de desarrollo adicionales, mismos que,

junto con el pozo exploratorio, lograron aportar 7.9 Mbd. En este caso aún se plantea continuar con la realización de actividades de desarrollo en 2024.

- Campo Xanab SE. Durante 2023 se terminó el pozo Xanab 202DES, el cual, junto con el pozo exploratorio Xanab 201EXP, permitieron extraer 7 Mbd de líquidos. Es importante recalcar que este campo es un bloque adyacente de Xanab, en las zonas de carbonatos fracturados.
- Campo Camatl. En 2023, la CNH aprobó su Plan de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, iniciando con la perforación de dos pozos de desarrollo y de un pozo delimitador, produciendo un promedio anual de 1.7 Mbd.
- Campo Tupilco Profundo. En 2023 se continuó con la estrategia de desarrollo acelerado, cumpliendo para ello con la perforación de seis pozos, lo que permitió cerrar el periodo con 11 pozos productores, alcanzando un aporte de 109.1 Mbd de líquidos, con lo que se colocó entre los campos con mayor contribución en PEP. Es importante señalar que aún se tiene programada la realización de perforaciones y la incorporación de infraestructura adicional.
- Campo Cibix. Durante 2023 se añadió un bloque adyacente gracias a la perforación de dos pozos de avanzada, confirmando así la continuidad de los yacimientos productores y se dio inicio el desarrollo temprano del mismo. En este ejercicio se extrajeron 7.5 Mbd, lo cual representó un aumento de 36.4% (2 Mbd), en comparación con 2022. Es relevante considerar que este campo aún continúa en desarrollo, incluyendo actividades de perforación y reparaciones mayores en las zonas productoras más someras; de igual manera, se mantiene el análisis de bloques adyacentes para incorporar reservas adicionales al proyecto Cibix.
- Campo Esah. Derivado de la entrada a producción de dos pozos más, el volumen generado de líquidos se elevó en 7 Mbd para alcanzar los 10 Mbd. Dado que este campo cuenta con un yacimiento en Jurásico y Cretácico Superior, su Plan de desarrollo incluye la explotación de ambos horizontes, aprovechando la infraestructura de los pozos mediante reparaciones mayores.
- Campo Hok. La extracción se detuvo en 2022, debido esencialmente a la pronta declinación de la presión y al alto corte de agua. Al momento se encuentra en planteamiento una estrategia diferente para este campo.
- Campo Itta. Se dio continuidad a las acciones de desarrollo a través de la incorporación de dos pozos adicionales a producción, gracias a ello se obtuvieron 22.5 Mbd de líquidos, incrementando 20.9% el perfil promedio anual en comparación con los 18.6 Mbd de 2022.
- Campo Ixachi. Durante 2023, se añadieron dos pozos de avanzada y así recategorizar un mayor volumen de reserva IP, los cuales además contribuyeron a ampliar a 41.3 Mbd la extracción de hidrocarburos, lo que representó un alza de 7.2 Mbd (21.1%) con respecto a los 34.1 Mbd del año anterior.
- Campo Koban. Aun cuando este campo continuó su producción con los mismos cuatro pozos con los que contaba en 2022, el hidrocarburo provisto aumentó ligeramente en 0.4 Mbd (2.2%), para ubicarse en 17.9 Mbd. Es importante señalar que este campo mantiene la presión y el flujo de agua estables.
- Campo Manik NW. A lo largo del año más reciente no se realizaron actividades de perforación, por lo que se observó una declinación de 22.4% (pasando de 6.7 Mbd a 5.2 Mbd, entre los dos últimos ejercicios), debido fundamentalmente a un mayor corte de agua y gas, así como a la caída natural de la presión del yacimiento.
- Campo Mulach. Como consecuencia del agotamiento de la presión de algunas arenas productoras, su retorno pasó de 27.1 Mbd a 25.4 Mbd, equivalente a una reducción de 6.3% (1.7 Mbd). Para evitar la declinación de la producción del campo, se perforaron dos pozos más, buscando mantener el perfil de producción y se implementó el plan de reparaciones mayores para desarrollar las demás arenas productoras.
- Campo Octli. A pesar de las reparaciones menores efectuadas a los pozos existentes, el volumen extraído disminuyó en 37.5%, variando de 12 Mbd a 7.5 Mbd entre los dos periodos más próximos. También es importante mencionar que se tiene contemplada la aplicación de reparaciones mayores

(cambio de intervalo) para explotar las demás arenas, demostrando que la presión de cada una de ellas es independiente.

- Campo Pokché-Chejekbal. Durante 2023 se incorporaron tres pozos de desarrollo, incrementando el perfil de la producción a una tasa de 7.7%, al cambiar este de 27.3 Mbd a 29.4 Mbd. Debido a la complejidad del sistema de fracturas que posee el yacimiento, las cantidades retornadas de cada pozo muestran diferencias. También es relevante señalar que además se elevó el aporte de gas de los pozos, logrando pasar de 64.3 MMpcd a 78.9 MMpcd.
- Campo Quesqui. Este campo, que constituye uno de los principales productores de líquidos, se incluyó como parte de la estrategia de nuevos campos a partir del PN 23-27, debido a su volumen original y presión. La extracción se realizó con 33 pozos, es decir, que se amplió su número en 13 con relación a 2022, mientras que, en la misma comparación, hubo un alza de 58.7 Mbd (44%) en la cantidad generada de líquidos, variando esta de 133.7 Mbd a 192.4 Mbd, en el análisis interanual. Este comportamiento se presentó también para el gas obtenido, mismo que cerró en 686.6 MMpcd tras aumentar en 34.8% (177.3 MMpcd), considerando las mismas referencias. En este caso, por la caída de presión que han presentado los pozos, se inició con un proceso de inyección de agua como método de recuperación secundaria.
- Campo Suuk. Aun cuando al inicio de 2023 contaba con dos pozos produciendo, estos se cerraron en marzo por el nulo aporte de líquidos. Actualmente se está planteando modificar la estrategia para este campo.
- Campo Teca. Se mantiene en la etapa de desarrollo, añadiendo dos pozos en el ejercicio más reciente, con lo que incrementó su retorno de líquidos en 6.2 Mbd (117%), cambiando de 5.3 Mbd a 11.5 Mbd, mientras que la ganancia en el vector de gas fue de 6.4 MMpcd (74.4%) al modificarse de 8.6 MMpcd a 15 MMpcd, entre los dos años más próximos. Cabe señalar que se mantienen las acciones orientadas a elevar la operación sobre las arenas productoras más someras.
- Campo Teekit. En el periodo evaluado no se realizaron perforaciones adicionales, por lo que se mantuvo prácticamente sin cambio su perfil de producción, el cual reportó 5 Mbd, lo que significó un ligero decremento de 0.2 Mbd (3.9%) con relación al ejercicio previo, como efecto de la declinación natural en la presión del yacimiento.
- Campo Tetl. A lo largo de 2023 operó con dos pozos, los cuales brindaron un promedio de 2 Mbd de líquidos, volumen que fue 67.7% menor con respecto a los 6.2 Mbd obtenidos en 2022. Para mitigar el desempeño a la baja, se plantea desarrollar la arena superior en la formación Plioceno.
- Campo Tlacame. No se condujo actividad física de perforación ni reparaciones mayores durante el último año, enfocándose exclusivamente a conducir reparaciones menores, buscando de esta forma mantener la contribución de las arenas productoras, recuperando, en consecuencia, un promedio anual de 10.5 Mbd, tras caer 13.2% con respecto a los 12.1 Mbd extraídos en la referencia previa.
- Campo Tlamatini. Se generó un volumen de 8.5 Mbd de líquidos en 2023, menor en 1 Mbd (10.5%) a los 9.5 Mbd del 2022, ello como efecto de la falta de labores de perforación o reparaciones mayores, así como de la declinación de la arena que se encuentra sujeta a explotación. Ante estas condiciones se desarrollarán los yacimientos adicionales mediante reparaciones mayores.
- Campo Uchbal. Continuó operando mediante dos pozos, proporcionando 2.7 Mbd en promedio anual, lo cual implicó una reducción de 1.5 Mbd (35.7%) respecto a los 4.2 Mbd de 2022.
- Campo Valeriana. A lo largo del último año más próximo no se condujo actividad física de perforación, aun así, los pozos delimitadores Valeriana 2DEL y Valeriana 4DEL proveyeron 1.2 Mbd, mejorando 20% respecto al 1 Mbd reportado en el ejercicio anterior.
- Campo Xikin. Su actividad continuó mediante los dos pozos de desarrollo existentes, brindando 1.6 Mbd de líquidos durante el periodo analizado, consecuencia de una ligera baja de 0.2 Mbd (11.1%) con respecto a los 1.8 Mbd reportados en el periodo previo. Al tratarse de un yacimiento de baja porosidad en carbonatos, se plantea cambiar la estrategia de desarrollo actualizando los modelos estáticos del campo.

- Campo Xólotl. En agosto de 2023 cerró, por declinación de la presión, su pozo productor Xólotl IDEL, lo que provocó una disminución marginal de 0.1 Mbd (6.7%) en su retorno, al compararlo con los 1.5 Mbd alcanzados en la referencia inmediata anterior. En este caso, se actualizará la estrategia por los cambios de presión en la formación productora.

En resumen, de esta serie de campos revisados, el volumen promedio obtenido durante 2023 fue 548.4 Mbd¹³, superando en 55.1% a los 353.6 Mbd correspondientes a 2022. La evolución favorable en el aporte de la estrategia de nuevos campos se debió principalmente a la inclusión, en el PN 23-27, de campos de desarrollo adicionales, así como a la incorporación de pozos de desarrollo en los campos terrestres de Ixachi, Quesqui, Tupilco Profundo y Cibix, y en los marinos de Pockhe, Itta, Esah y Teca, brindando estos ocho campos 423.7 Mbd, lo que representó el 77.3% de la producción proveniente de los campos descritos, por ser en las que se enfoca la estrategia institucional. También contribuyó para los avances alcanzados, el mantenimiento de la producción implementado en los campos con desarrollo avanzado como Octli, Koban, Tlacame y Mulach, que por medio de reparaciones mayores y menores, estabilizaron los aflores de hidrocarburos en sus pozos.

No obstante, también es importante señalar el cierre de pozos en campos como Hok, Suuk y Cahua por la caída de producción de hidrocarburos y el alto corte de agua, requiriendo entonces plantear, en consecuencia, un cambio de estrategia a lo originalmente considerado.

Otro elemento a señalar, que tendrá un impacto favorable en los próximos periodos sobre el desempeño, es que los campos en yacimientos del Terciario como Tlacame, Tlamatini y Octli tienen oportunidad de explotar otras zonas impregnadas de hidrocarburos mediante cambios de intervalos de producción, por lo que, en caso de dar continuidad a sus Planes de desarrollo, aumentarán su provisión de líquidos en el siguiente ejercicio. Por su parte, en los campos que presentaron caída de presión, se instalarán sistemas artificiales de producción para detener este declive y mantener los pozos fluyentes. En Quesqui se inició con la prueba de inyección de agua como método de recuperación secundaria.

Finalmente, varios campos concluyeron con la etapa de perforación de pozos y otros continúan en la de desarrollo, por lo que se proseguirá con las inversiones en estos proyectos, buscando prolongar el perfil de producción por el tiempo más extenso factible. De manera adicional, mediante las reparaciones mayores, menores, e instalación de sistemas artificiales de producción se busca maximizar el factor de recuperación de los campos. Por otra parte, se prevé analizar la rentabilidad de los campos que se cerraron por baja producción y, en su caso, proponer nuevas estrategias que puedan resultar más adecuadas para la recuperación de su valor monetario.

Refinería Olmeca

El Plan de Negocios 2021-2025 indicó en la estrategia 5.1 "Ampliar la capacidad de refinación", con la entrada en operación de la Nueva Refinería Dos Bocas, en Paraíso, Tabasco, con lo que, en 2022, se contaría con una nueva capacidad de proceso de crudo de 340 Mbd, misma que daba sustento a una producción de 165 Mbd de gasolina y de 122 Mbd de diésel en dicha instalación a partir de 2023. Para el PN 23-27, en la estrategia 4.1, bajo la misma denominación, se rezagaron esos niveles para su cumplimiento en 2024, planteando respectivamente como meta para 2023, 86 Mbd y 65 Mbd.

No obstante lo anterior, al cierre de 2023, se presentaron los siguientes avances físicos en la refinería Olmeca:

Fase I del proyecto

- Servicios: se registró un avance real de 88.7% en servicios de asistencia (incluyen apoyo técnico y desarrollo de ingeniería para preparación de sitio, asistencia técnica para plantas de proceso y

¹³ Este dato no considera la producción temprana de pozos exploratorios.

servicios auxiliares) y de 75.5% en desarrollo de ingeniería básica para las plantas, licencias y asistencia técnica para el arranque.

- Adquisiciones: se alcanzó el 97.9% de la procura anticipada de equipos críticos de largo tiempo de elaboración y el 100% para la fabricación y suministro de plantas modulares.
- Obras iniciales: se cuenta con el 100% de las obras para edificios y vialidades (residencia de obra, cuarto de control central, edificios administrativos, vialidades, talleres, central contra incendios, entre otros).

Fase II del proyecto

- La planta combinada se encuentra en la etapa de estabilización.
- Está por concluirse la fase de pruebas en las plantas, registrando un avance físico real de: i) 99.5% en la coquizadora, ii) 99.7% para hidrotratadora de destilados intermedios, hidrotratadora de naftas, hidrotratadora de gasóleos y reformadora de naftas, iii) 99.8% en lo concerniente a la catalítica, iv) 99.9% con relación a alquilación, isomerizadora de butanos, isomerizadora de pentanos-hexanos, y v) 98.6% para el caso aguas amargas, unidad recuperadora de amina, planta de tratamiento y recuperación de gases, planta recuperadora de azufre y productora de hidrógeno.
- Se concluyó la construcción de 63 tanques verticales y 34 esferas de almacenamiento al reportar 100% de avance físico real.
- La planta de cogeneración produce, a este cierre, 25 toneladas por hora (t/h) de vapor y 43 megawatts (MW) de energía eléctrica.

Proyectos industriales: Programa de Rehabilitaciones

El programa de rehabilitaciones del SNR incluyó la atención, durante 2023, de 55 reparaciones mayores y 186 menores, distribuyéndose las mismas en plantas de proceso, servicios principales y tanques de almacenamiento.

A lo largo del ejercicio analizado se concluyeron 31 reparaciones mayores, alcanzando un cumplimiento de 56.4% en esta categoría. En plantas de proceso se ejecutaron 19 reparaciones, cuatro en servicios y ocho en tanques, con lo que se consiguió implementar, respectivamente, el 63%, 36% y 57% de las actividades comprometidas.

En lo relativo a las reparaciones menores, se efectuaron 114, mismas que representaron el 61.3% de las establecidas en el programa original, conduciendo 51 en plantas de proceso, 52 en servicios y 11 en tanques, lo que correspondió, siguiendo el mismo orden, a 68%, 62% y 41% de las acciones previstas por grupo.

Las tareas realizadas contribuyeron a recuperar, de manera parcial, la capacidad productiva de las refinerías de Pemex, lo cual se vio reflejado en los aumentos, con relación a 2022, en el rendimiento de destilados de 0.8 puntos porcentuales en Salamanca, 1.2 puntos en Cadereyta y 2.1 puntos en Tula; sin embargo, los resultados observados se vieron limitados debido, primordialmente, a rezagos en la ejecución del gasto para mantenimiento, así como por demoras para materializar las reparaciones planeadas.

Programa de enajenación de bienes muebles e inmuebles

En atención a lo establecido en los lineamientos¹⁴ que norman la administración y disposición de los bienes muebles e inmuebles al interior de Pemex y sus EPS, el CAPEMEX, en su Sesión 1005 Ordinaria celebrada en marzo de 2023, autorizó los programas anuales para llevar a cabo su enajenación:

Programa de Enajenación de Bienes Inmuebles (PAEBI)

¹⁴ 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.

En este Programa se contempló la enajenación a título gratuito de cuatro inmuebles:

- Polígono 3 fracción Norte del Parque Ecológico 18 de marzo (Ciudad de México)
- Polígono 1 fracción Norte del Parque Ecológico 18 de marzo (Ciudad de México)
- Escuela Primaria Artículo 123 Constitucional (Ciudad del Carmen, Campeche)
- Escuela Primaria Artículo 123 Constitucional (Ébano, San Luis Potosí)

Asimismo, se consideró un gasoducto de 36" (Trinidad-CPG Cactus), propiedad de PEP, para ser enajenado a título oneroso por PLOG.

Posteriormente, en la Sesión 1013 Ordinaria del 26 de septiembre, se autorizó la primera adición al PAEBI 2023, consistente en la desincorporación del régimen de dominio público de la Federación, y enajenación a título gratuito del inmueble identificado como "CENDI Boca del Río" ubicado en el estado de Veracruz, a favor del Banco del Bienestar, Sociedad Nacional de Crédito, Institución de Banca de Desarrollo, quien en diciembre de 2022 había solicitado a Pemex que le otorgara, como donación, una superficie aproximada de 400 m² en dicha propiedad.

Al cierre del año evaluado, el cumplimiento a los acuerdos antes mencionados fue el siguiente:

Inmueble	Situación al cierre de 2023
Polígono 3 fracción Norte del Parque Ecológico 18 de marzo	En proceso. El proyecto de contrato de donación enviado por el Gobierno de la Ciudad de México se encontraba en revisión jurídica.
Polígono 1 fracción Norte del Parque Ecológico 18 de marzo	
Escuela Primaria Artículo 123 Constitucional (Ciudad del Carmen, Campeche)	Concluido. La donación se suscribió el 24 de agosto de 2023, mediante escritura pública.
Escuela Primaria Artículo 123 Constitucional (Ébano, San Luis Potosí)	En proceso. El proyecto de escritura de donación se encontraba en revisión por parte del Gobierno del estado de San Luis Potosí.
CENDI Boca del Río (Boca del Río Veracruz)	En proceso. Se iniciaron las gestiones ante las instancias pertinentes para obtener la licencia de subdivisión correspondiente.
Gasoducto de 36" (Trinidad-CPG Cactus)	Concluido. El contrato de compraventa se formalizó bajo las condiciones establecidas.

Programa de Enajenación de Bienes Muebles (PAEBM)

Esta categoría contempló diversos activos muebles, tales como: restos de ductos, plantas, desechos, vehículos, una embarcación, equipos y componentes, incluyendo un turbocompresor para su enajenación por parte del CENAGAS; sumando un total estimado de 250.8 MM\$. El programa también contempló ocho títulos de acceso y uso del Estadio Azteca adquiridos por Pemex en 1996, para su enajenación de manera directa por la Lotería Nacional para la Asistencia Pública.

Con fecha 29 de noviembre, en la Sesión 1016 Ordinaria, el CAPEMEX autorizó la primera adición al PAEBM 2023, la cual comprendió la donación de 35 vehículos: seis para el Gobierno del Estado de Campeche, 13 para el Ayuntamiento del Municipio de Cárdenas, Tabasco, siete para el Ayuntamiento del Municipio de Paraíso, Tabasco y nueve para el Ayuntamiento del Municipio de Jalpa de Méndez, Tabasco. Al respecto, cabe mencionar que todas estas enajenaciones, aun cuando se realizan título gratuito, resultan benéficas para Pemex debido a que, por una parte, el costo de reparación y mantenimiento de las unidades sobrepasa su valor de mercado y, de manera adicional, esta acción contribuye a fortalecer la aplicación y seguimiento de las actividades de las Licencia Social para operar en las demarcaciones apoyadas.

Finalmente, en la Sesión 1017 Ordinaria del 12 de diciembre de 2023, se aprobó la modificación al PAEBM, priorizando los intereses de Pemex en el manejo de los activos fijos que no tuvieran utilidad en los procesos

para los que fueron diseñados, buscando su reutilización y aprovechamiento en otras áreas o actividades de las cadenas de valor de las EPS, por lo que el monto asociado a este programa disminuyó de 250.8 MM\$ a 200.6 MM\$.

De tal manera, se obtuvieron ingresos por 201.9 MM\$ a lo largo de 2023 derivado de la venta de desechos ferrosos y no ferrosos, embarcaciones y equipos, así como componentes, superando en 1% al monto comprometido tras la modificación al PAEBM 2023. Es importante precisar que la cantidad recibida por este concepto se ha registrado en las cuentas respectivas.

Consideraciones finales

Con base en los desarrollos previos, se concluye que el ejercicio 2023 presentó avances en áreas de la actividad, como son la producción de líquidos, y de gas natural sin nitrógeno, las operaciones comerciales internacionales, el desempeño ambiental y la confiabilidad; sin embargo, existen elementos que requieren ser reforzados ante las desviaciones que se experimentaron respecto a lo planeado. Por una parte, los rezagos en exploración, como lo muestra la incorporación de reservas 3P por descubrimiento, pueden afectar potencialmente a la cadena de valor en su totalidad, por lo que se requiere, incluso teniendo en cuenta la incertidumbre que caracteriza a dicha sección, fortalecer las acciones emprendidas para ampliar la disponibilidad de recursos productivos. Durante el año, las labores industriales o de transformación tuvieron un comportamiento a la baja, requiriendo en consecuencia, su atención a corto plazo.

Por otra parte, si bien se tuvo un superávit financiero cuando se presupuestaba mantener su saldo en equilibrio, y se materializó un alza respecto al año anterior, su trayectoria estuvo respaldada en aspectos diferentes a la operación central, los cuales incluyen recursos recibidos del Estado, mismos que se destinaron, en parte, a cubrir la deuda financiera, coadyuvando una disminución de 4.5 MMMUS\$ (4%) con relación a su máximo previo, observado al cierre del segundo trimestre, para así mantenerse 1% por encima del monto anticipado. Aun cuando estas medidas contribuyeron a presentar un efecto adecuado, es muy relevante que a través de la actividad propia se obtengan las bases para cumplir con los objetivos, de manera que las condiciones extraordinarias puedan generar progresos adicionales, ya que solo así será sostenible la ejecución apropiada.

Tomando en cuenta los avances que se describieron para 2023 y para contar con mayor significancia en los ejercicios de esta naturaleza, es necesario afinar los mecanismos para establecer las metas, buscando que estas respondan a un desempeño factible y representen una correcta evolución en las variables. También se requiere, para el desarrollo de los compromisos, definir rangos aceptables, lo que permitirá prevenir que la desviación en una métrica comprometa los resultados en otras áreas.

Bajo estas premisas, que se proponen para propiciar un análisis más representativo, y conforme a los adelantos señalados, el comportamiento de los indicadores reflejaría los ajustes positivos que se han señalado respecto a la operación de Pemex, conservando también el foco en las áreas de atención que se identificaron.

Finalmente se recomienda que si bien los instrumentos rectores derivados de la planeación marcan la ruta que se vislumbraba como óptima ante las condiciones previstas, es recomendable que estos de igual manera cuenten con la flexibilidad para modificar las acciones de la empresa ante las oportunidades o amenazas que brinde el entorno, asegurando que el desempeño se mantenga alineado a los objetivos que se definan para su actuación, aun cuando ello implique que no se cumplan las metas en algunas otras métricas, en tanto las primordiales alcancen los mejores resultados potenciales, a la frontera de las operaciones de Pemex.

Indicadores del Plan de Negocios 2023-2027

Indicador	Responsable	Resultado 2022	2023				
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)		
OE 1. Consolidar la ruta hacia un desempeño sostenible							
A.1 Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir a la adaptación de los efectos del cambio climático							
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas, tCO ₂ e/Mbpce	Ambiental	37.83	↑	34.83	22.20	56.9	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías, tCO ₂ e/Mb	Ambiental	62.60	↑	61.98	41.50	49.3	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los complejos procesadores de gas, tCO ₂ e/MMpc	Ambiental	10.03	↑	4.22	4.50	-6.1	↓
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (derivados del etano), tCO ₂ e/t	Ambiental	17.19	↑	18.27	3.87	372.2	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (amoníaco), tCO ₂ e/t	Ambiental	2.20	↓	2.50	2.23	12.3	↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), tCO ₂ e/t	Ambiental	2.62	↑	2.16	1.48	45.9	↑
A.2 Reducir y mitigar el impacto ambiental							
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías, m ³ /b	Ambiental	0.38	↑	0.41	0.31	32.5	↑
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas, m ³ /Mpc	Ambiental	0.031	↑	0.034	0.022	56.4	↑
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (derivados del etano), m ³ /t	Ambiental	239.51	↑	254.56	44.56	471.3	↑
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (amoníaco), m ³ /t	Ambiental	18.13	↓	23.38	21.35	9.5	↑
Índice de uso de agua en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), m ³ /t	Ambiental	9.65	↑	9.65	3.74	157.9	↑
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías, MMm ³	Ambiental	34.2	↓	34.4	49.4	-30.3	↓
Remediación de sitios afectados, ha	Ambiental	137	↑	275	158	74.3	↑

Indicador	Responsable	Resultado 2022	2023				
			Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)		
A.3 Incrementar la eficiencia energética							
Índice de consumo energético en la extracción y producción de crudo y gas, GJ/Mbpce	Ambiental	154.31	↓	140.09	180.67	-22.5	↓
Índice de consumo energético en el proceso de crudo en las refinerías, GJ/Mb	Ambiental	723.87	↓	726.2	710.61	2.2	↑
Índice de consumo energético en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas, GJ/MMpc	Ambiental	55.32	↑	56.41	54.34	3.8	↑
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (derivados del etano), GJ/t	Ambiental	264.15	↑	268.29	74.12	262.0	↑
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (amoníaco), GJ/t	Ambiental	31.13	↑	35.85	26.24	36.6	↑
Índice de consumo energético en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), GJ/t	Ambiental	39.47	↑	31.38	25.77	21.8	↑
Reducción del Índice de Intensidad Energética (IIE) en el Complejo Petroquímico La Cangrejera, puntos del índice	PTRI	N/A		N/A	-	N/A	
Reducción del IIE en la Refinería de Salina Cruz, puntos del índice	PTRI	N/A		N/A	-	N/A	
Reducción del IIE en la Refinería de Cadeyrea, puntos del índice	PTRI	N/A		N/A	-	N/A	
Reducción del IIE en la Refinería de Madero, puntos del índice	PTRI	N/A		N/A	-	N/A	
Reducción del IIE en la Refinería de Tula, puntos del índice	PTRI	N/A		N/A	-	N/A	
S.1 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	0.49	↑	0.41	0.22	84.3	↑
Índice de frecuencia de eventos de seguridad de los procesos, Eventos de seguridad de los procesos por millón de horas-hombre laboradas	Seguridad	N/A		2.3	1.4	62.0	↑
Índice de atención de los riesgos críticos autorizados por el CRPEMEX, %	Seguridad	51.3	↓	75.7	100	-24.3	↓
Control de exposición laboral a agentes físicos, químicos y biológicos, %	Seguridad	N/A		99.6	70	29.6	↑
S.3 Fortalecer la atención a la salud y mejorar la calidad de los servicios médicos							

Indicador	Responsable	Resultado 2022		2023			
				Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)	
Satisfacción del usuario de los servicios de salud, %	DCAS	98.1	↑	99.0	93	6.0	↑
Cumplimiento en la promoción a la salud, vigilancia epidemiológica y acciones preventivas, %	DCAS	N/A		81.6	100	-18.4	↓
S.4 Promover un clima y cultura organizacional igualitario, inclusivo y libre de violencias							
Atención integral y acompañamiento psico-social otorgados por el CABLAG, %	DCAS	138.0	↑	286.5	100	186.5	↑
Índice para el fortalecimiento de ambientes laborales de bienestar, %	DCAS	180.9	↑	339.7	100	239.7	↑
S.5 Promover el desarrollo del capital humano e incrementar la calidad de los servicios al personal							
Cumplimiento al programa de capacitación y desarrollo, %	DCAS	87.7	↑	103.4	80	23.4	↑
Participación de trabajadores en eventos de capacitación, %	DCAS	N/A		157.0	70	87.0	↑
S.6 Fortalecer la relación con las comunidades a través de acciones de responsabilidad social que promuevan la continuidad operativa							
Distribución de donativos y donaciones a estados prioritarios, %	DCAS	93	↑	91.8	≥ 90	1.8	↑
Asignación de programas, obras y/o acciones a estados prioritarios, %	DCAS	100	↑	100	≥ 90	10.0	↑
S.8 Promover el desarrollo de la proveeduría nacional							
Calificación global de proveedores y contratistas evaluados en materia de gestión empresarial, %	DCAS	N/A		80.0	75	5.0	↑
Cumplimiento en la obtención de declaraciones de contenido nacional de contratos de Abastecimiento para Exploración y Producción, %	DCAS	N/A		93.9	80	13.9	↑
G.1 Mantener un endeudamiento neto de cero en términos reales, optimizando las fuentes de financiamiento, evaluando oportunidades de financiamiento sostenible							
Endeudamiento neto en términos reales, MMM\$	DCF	-60.2	↓	-77.5	0	100.0	↓
G.2 Con criterios de austeridad, eficiencia y sostenibilidad, mantener la disciplina financiera y controlar el ejercicio de los presupuestos de operación e inversión							
Balance financiero, MMM\$	DCF	38.3	↑	56.2	0	100.0	↑
G.3 Fomentar una cultura de cumplimiento para prevenir riesgos de cumplimiento, fraude y corrupción y fortalecer la ética e integridad corporativa							

Indicador	Responsable	Resultado 2022		2023			
				Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)	
Cumplimiento al programa de capacitación integral en materia de Pemex Cumple, %	DJ	N/A		390.7	≥ 90	300.7	↑
Aplicación de la debida diligencia a terceros, %	DJ	N/A		91.9	≥ 90	1.9	↑
Eficacia en la implementación de la evaluación del perfil ético como parte del proceso de selección de personal, %	DCAS	N/A		92.0	85	7.0	↑
G.4 Robustecer la gestión de los procesos institucionales, contribuyendo a fortalecer el marco de eficiencia y eficacia en la operación de Pemex							
Instrumentación de mejoras en los procesos institucionales, %	MOBAP	N/A		2.9	13	-10.1	↓
G.5 Fomentar la transparencia corporativa y transparencia proactiva, la rendición de cuentas, la protección de datos personales y fortalecer la gestión de la información							
Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia, %	DJ	N/A		100.0	≥ 90	10.0	↑
Nivel de madurez del gobierno de datos en Pemex, Índice	DCAS	N/A		2.26	2.00	13.0	↑
2. Contar con tasas de incorporación de reservas en línea con la plataforma de producción							
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	608	↓	350	≥ 950	-63.2	↓
2.2 Asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias en plays establecidos y plays hipotéticos							
Recurso prospectivo no identificado a evaluar, MMbpce	PEP	1,139	↑	1,222	400 - 450	205.5	↑
2.3 Acelerar procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación y las reservas en campos maduros y nuevos							
Incorporación adicional de reservas 3P por recuperación secundaria y/o mejorada, MMbpce	PEP	97	↓	166	150 - 250	11.0	↑
Recategorización de reservas posibles a probable y/o probada por recuperación secundaria, MMbpce	PEP	N/A		5.5	-	N/A	
3. Optimizar la cartera de proyectos de exploración y producción							
3.1 Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos							
Producción de líquidos por nuevos campos, Mbd	PEP	388	↓	568	594	-4.5	↓
Producción de gas por nuevos campos, MMpcd	PEP	1,121	↓	1,524	1,664	-8.4	↓
3.2 Priorizar y desarrollar actividades que permitan restituir las reservas probadas y fortalecer el portafolio de explotación de hidrocarburos							

Indicador	Responsable	Resultado 2022		2023			
				Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)	
Reserva a recategorizar, MMbpce	PEP	164	↓	154	574	-73.2	↓
3.3 Atenuar la declinación de los campos							
Porcentaje de atenuación en la declinación de la producción de aceite de los campos, %	PEP	4.0	↑	3.1	> 3	0.1	↑
4. Robustecer la infraestructura de transformación industrial							
4.1 Ampliar la capacidad de refinación							
Producción de gasolina, Mbd	PTRI	N/A		0.0	86	-100.0	↓
Producción de diésel ultra bajo azufre, Mbd	PTRI	N/A		0.0	65	-100.0	↓
4.2 Orientar infraestructura de Pemex Transformación Industrial hacia productos de mayor valor							
Producción incremental de gasolina, Mbd	PTRI	N/A		N/A	-	N/A	
Producción incremental de diésel ultra bajo azufre, Mbd	PTRI	N/A		N/A	-	N/A	
Utilización de la planta Reformadora-CCR en el CPQ La Cangrejera, %	PTRI	34.1	↓	27.4	≥ 60	-32.6	↓
4.3 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, %	PTRI	12.6	↓	14.4	33	-18.6	↓
Factor de insumo etano-etileno, t/t	PTRI	1.38	↑	1.32	1.32	0.3	↑
4.4 Mantener la operación de manera confiable y aprovechar el potencial de la infraestructura de fertilizantes							
Producción de amoníaco, Mt	PTRI	277.8	↓	206.4	385	-46.4	↓
5. Asegurar la eficiencia de los servicios, instalaciones de tratamiento, transporte y almacenamiento y de los sistemas de medición para respaldar la continuidad de las operaciones							
5.1 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	32.0	↓	45.8	90	-44.2	↓
Capacidad de almacenamiento adicional en Tuzandépetl, MMb	PLOG	0.000		1.933	0.685	182.2	↑
Capacidad operativa de tratamiento en CAB Cacalilao, Mbd	PLOG	12	↓	12	17	-29.4	↓
Índice de disponibilidad mecánica en el CPTG Atasta, %	PLOG	88.9		70.9	-	N/A	
Índice de disponibilidad de sistemas de manejo y disposición de agua congénita, %	PLOG	50.8	↓	65.2	51	14.2	↑
Capacidad operativa del oleoducto Nuevo Teapa - Tula - Salamanca, Mbd	PLOG	N/A		464	340	36.6	↑

Indicador	Responsable	Resultado 2022		2023			
				Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)	
Capacidad operativa del oleoducto Nuevo Teapa - Madero - Cadereyta, Mbd	PLOG	N/A		98	120	-17.9	↓
5.2 Robustecer la capacidad de almacenamiento para petrolíferos e incrementar la flexibilidad en el transporte							
Capacidad de almacenamiento recuperada en terminales, MMB	PLOG	0.5		0.4	1.0	-58.0	↓
Patines de descarga instalados, núm.	PLOG	7	↓	11	15	-26.7	↓
Capacidad operativa de transporte marítimo, Mbd	PLOG	126	↓	109	120	-9.2	↓
Capacidad operativa de turbosinoducto Azcapotzalco – ASA, Mbd	PLOG	11	↓	13	23	-43.6	↓
Autotanques sustituidos, núm.	PLOG	1,095	↑	705	1,000	-29.5	↓
5.3 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	81.9	↑	83.7	82	1.7	↑
Utilización de los sistemas de medición primaria, %	Medición y Balances	94.1	↑	95.5	92	3.5	↑
Cumplimiento del programa de confirmación metrológica, %	Medición y Balances	59.8	↓	74.2	74	0.2	↑
Atención de no conformidades, %	Medición y Balances	44.9	↓	56.5	76	-19.5	↓
6. Incrementar la confiabilidad y la eficiencia operativa de las instalaciones							
6.1 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	1.7	↓	1.3	2.0	-0.7	↓
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de Exploración y Producción, %	Confiabilidad	75.0	→	80.0	75.0	5.0	↑
Índice de paros no programados en la producción de petrolíferos (SNR), %	Confiabilidad	7.0	↓	10.9	8.3	2.6	↑
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores del Sistema Nacional de Refinación, %	Confiabilidad	36.0	↓	57.0	79.0	-22.0	↓
Índice de paros no programados en el proceso de gas y petroquímica básica (CPG), %	Confiabilidad	17.7	↑	20.4	10.0	10.4	↑
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de los Complejos Procesadores de Gas, %	Confiabilidad	5.1	↓	33.0	85.0	-52.0	↓

Indicador	Responsable	Resultado 2022		2023			
				Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)	
Índice de paros no programados en la producción de petroquímica secundaria (CPQ), %	Confiabilidad	13.0	↑	3.9	12.0	-8.1	↓
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de los Complejos Petroquímicos, %	Confiabilidad	0.0	↓	0.0	75.0	-75.0	↓
Índice de paros no programados en almacenamiento y despacho, %	Confiabilidad	19.4	↑	7.4	10.0	-2.6	↓
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de Almacenamiento y Despacho, %	Confiabilidad	0.0	↓	100.0	95.0	5.0	↑
Índice de paros no programados en transporte, %	Confiabilidad	4.5	↑	4.1	2.0	2.1	↑
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de Transporte, %	Confiabilidad	30.8	↓	87.5	85.0	2.5	↑
Índice de paros no programados en logística primaria, %	Confiabilidad	2.3	↑	1.8	2.0	-0.2	↓
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de Logística Primaria, %	Confiabilidad	33.3	↓	N/A *	85.0	N/A	
6.2 Reducir los costos e incrementar la eficiencia de las operaciones en exploración, producción y transformación industrial							
Reducción de costos, %	PEP	4.5	↑	6.3	> 3	3.3	↑
Eficiencia en la ejecución de proyectos, %	PEP	94.3	↑	29.1	89	-59.9	↓
Recuperación de etano, %	PTRI	43.2	↓	46.2	> 61	-14.3	↓
7. Mejorar la posición competitiva e incrementar la presencia en el mercado nacional							
7.1 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	82.5	↓	80.7	100	-19.3	↓
7.2 Incrementar la disponibilidad de gas de Pemex Transformación Industrial mediante la adecuación de infraestructura y la diversificación de fuentes de suministro							
Capacidad de endulzamiento recuperada de los CPG Cactus y Nuevo Pemex, MMpcd	PTRI	N/A		2,500	2,600	-3.8	↓
Capacidad de procesamiento de gas húmedo de campo Ixachi, MMpcd	PTRI	N/A		0	110	0.0	→
Utilización de la capacidad criogénica en CPG La Venta, %	PTRI	N/A		53.1	> 83.6	-30.5	↓
8. Alinear las actividades corporativas y administrativas a las necesidades de la cadena de valor y atenderlas con oportunidad y eficiencia							
8.1 Satisfacer con oportunidad y calidad los requerimientos de abastecimiento de la cadena de valor							
Efectividad del Programa Anual de Contrataciones, %	DCAS	331.4	↑	109.0	50	59.0	↑

Indicador	Responsable	Resultado 2022		2023			
				Resultado (a)	Meta (b)	Variación (%) (a) vs (b)	
Reducción de los tiempos de contratación con respecto a la duración estándar, %	DCAS	100.1	↓	-13.5	3	-16.1	↓
Índice de eficiencia en la administración de almacenes de bienes de consumo, %	DCAS	68.9	↑	75.2	73	2.2	↑
8.2 Alinear las tecnologías de información a las necesidades y prioridades de la cadena de valor							
Tasa de cumplimiento de los entregables de los proyectos de TI a la cadena de valor, %	DCAS	N/A		86.4	80	6.4	↑
8.3 Capturar oportunidades de mejora regulatoria en beneficio de las actividades y operaciones							
Éxito en la gestión regulatoria, %	Regulación	88.2	↑	93.2	87	6.2	↑
8.4 Desarrollar con eficiencia las funciones corporativas, fortalecer el control interno y simplificar la normatividad							
Índice de avance en el fortalecimiento a la cultura de control interno, %	UCII	89.8	↑	100.1	97	2.9	↑
Tasa de cumplimiento de los entregables de los proyectos de TI que atienden las funciones corporativas, %	DCAS	N/A		81.3	70	11.3	↑

Indicadores principales							
Producción de líquidos, Mbd	PEP	1,764	↓	1,855	1,966	-5.7	↓
Producción de gas, MMpcd	PEP	N/A		3,993	4,671	-14.5	↓
Aprovechamiento de gas, %	PEP	N/A		95.0	98	-3.0	↓
Proceso de crudo, Mbd	PTRI	816	↓	792	995	-20.4	↓
Margen EBITDA, %	DCF	30.7	↓	20.7	42	-21.3	↓
Saldo de la deuda financiera total, MMMUS\$	DCF	107.7	↑	106.0	105	1.0	↑

N/A. No aplica.

* No aplica por no tener programa de reparaciones en el periodo.

Los indicadores de las estrategias S.2, S.7 y G.6 son información clasificada como reservada con fundamento en el Artículo 110, Fracción I de la LFTAIP. 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.

Los indicadores de la estrategia 7.1 de PTRI, son información clasificada como confidencial con fundamento en el Artículo 113, Fracción II de la LFTAIP, con relación al artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos. 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 traduce en una ventaja competitiva frente a sus competidores.



Información general

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

No.	Razón Social	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.	Pemex Exploración y Producción	40%	285,219	México
2	Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.02%	40,233,720,505	México
		Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	0.98%	400,000,010	
3	CH4 Energía, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	50%	2,358	México
4	Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	Pemex Exploración y Producción	60%	25,333,847	México
5	Deer Park Refining Limited Partnership	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.	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.	Pemex Logística	28%	18,995,474	México
8	Frontera Brownsville, LLC	P.M.I. Services North America, Inc.	50%	N/A	Estados Unidos
9	Gas Bienestar, S. de R.L. de C.V.	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.	Petróleos Mexicanos	99.9997%	300,099	México
		Pemex Transformación Industrial	0.0003%	1	
11	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.999999996%	27,669,033,424	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.000000004%	1	
12	Holdings Holanda Services, B.V.	Petróleos Mexicanos	100%	1,214,160	Países Bajos
13	I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	Pemex Desarrollo e Inversión de Proyectos, S.A. de C.V.	99.982%	5,467	México
		Petróleos Mexicanos	0.018%	1	
14	KOT Insurance Company AG	Petróleos Mexicanos	100%	10,000	Suiza
15	Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.	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.	Pemex Transformación Industrial	100%	77,328,042**	España
17	Mex Gas Supply, S.L.	Mex Gas Internacional, S.L.	100%	40,476,517	España
18	MGC México, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.9999%	451,868,352	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R. L. de C.V.	0.0001%	500	
19	MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.9997%	1*	México
		MGC México, S.A. de C.V.	0.0003%	1*	

INFORMACIÓN GENERAL

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
20	MGI Enterprises US, LLC	Mex Gas Internacional, S.L.	100%	10units	Estados Unidos
21	SNR Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de R.L. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	84.14%	1*	México
		Mex Gas Supply, S.L.	15.86%	1*	
22	NET Mexico Pipeline Partners, LLC	MGI Enterprises US, LLC	10%	1,000	Estados Unidos
23	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	98.3346%	2,214,241	México
24	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U.	Petróleos Mexicanos	100%	3,348,977,664	España
25	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	Holdings Holanda Services, B.V.	90%	2,286,156,673	México
		P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U.	10%	254,017,195	
26	P.M.I. Services North America, Inc.	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U.	41%	410	Estados Unidos
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	59%	590	
27	P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.	Pemex Logística	99%	990,667	México
		I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	1%	10,007	
28	P.M.I. Trading DAC	Petróleos Mexicanos	0.001%	4,900	Irlanda
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.999%	362,505,200	
29	P.M.I. Trading México, S.A. de C.V.	P.M.I. Trading DAC	99.0006%	16,093,711	México
		P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U.	0.9994%	162,462	
30	Pemex Desarrollo e Inversión de Proyectos, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	99.99999%	185,629,955	México
		I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.00001%	10	
31	Pemex Finance Limited	Petróleos Mexicanos	100%	1,000	Islas Caimán
32	Pemex Procurement International, Inc.	Petróleos Mexicanos	100%	8,860	Estados Unidos
33	PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.05%	157,771,913	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.95%	1,506,115	
34	PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	Pemex Exploración y Producción	100%	1*	México
35	PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V.	P.M.I. Services North America, Inc.	99.998%	1*	México
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	0.002%	1*	
36	PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.999997%	832,204,614	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.000003%	23	
37	PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.	PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.	99.9998%	628,727	México
		Mex Gas Internacional, S.L.	0.0002%	1	
38	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	Pemex Transformación Industrial	99.99999996%	23,944,343,478	México
		Mex Gas Internacional, S.L.	0.00000004%	1	
39	PMX Fertilizantes Pacifico, S.A. de C.V.	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	73.13%	23,917,557,141	México
		Pemex Transformación Industrial	26.87%	8,788,688,889	
40	PPQ Cadena Productiva, S.L.U.	Pemex Transformación Industrial	100%	29,825,468	España

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
41	Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.66%	186,996,846	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.34%	630,810	
42	Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	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	
43	PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	Pemex Transformación Industrial	99.999999967%	3,015,969,465	México
		SNR Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de R.L. de C.V.	0.000000033%	1	
44	Roca Fosfórica Mexicana II, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999998%	6,064,055,257	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000002%	1	
45	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999%	9,513,811	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001%	10	
46	Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	49%	142,094,762	México
47	Sierrita Gas Pipeline, LLC	MGI Enterprises US, LLC	35%	350	Estados Unidos
48	TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	SNR Infraestructura, Mantenimiento y Servicios, S. de R.L. de C.V.	5%	1*	México
49	Terrenos para Industrias, S.A.	Pemex Transformación Industrial	100%	2,632,641	México
50	Texas Frontera, LLC	P.M.I. Services North America, Inc.	50%	N/A	Estados Unidos
51	Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	5%	350	México

* Se refiere al número de partes sociales que integran el Capital Social de la empresa.

*** La empresa manifiesta estar haciendo una revisión del número de acciones. Lo anterior, debido a una discrepancia entre los títulos valor después de la fusión, ya que contablemente se reconocen 29 millones de acciones.

Glosario

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probadas + Reservas Probables
3P	Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
ASG	Ambiental, Social y de Gobernanza
Brent	Tipo de petróleo que se extrae del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.
BTX	Benceno, Tolueno y Xileno
CAPemex	Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos
CCR	Planta de Reformación Catalítica
CEE	Contratos de Exploración y Extracción
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COPF	Contratos de Obra Pública Financiada
CPG	Complejo Procesador de Gas
CPQ	Complejo Petroquímico
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CRPEMEX	Comité de Riesgos de Pemex
CSIEE	Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Producción
DDV	Derecho de Vía
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
EUA	Estados Unidos de América
FPSO	Unidad de procesamiento, almacenamiento y descarga de crudo, <i>Floating processing, storage and offloading unit</i> , FPSO, por sus siglas en inglés.
FSO	Unidad de almacenamiento y descarga de crudo, <i>Floating storage and offloading unit</i> , FSO, por sus siglas en inglés.
GLP	Gas licuado del petróleo
GTRF	Grupo de Trabajo de Riesgos Financieros
Henry Hub	Red de distribución en el sistema de ductos de gas natural seco en Erath, Louisiana, propiedad de Sabine Pipe Line LLC. Dada su importancia, le da 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
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
IPNP	Índice de Paros No Programados. Es el porcentaje del tiempo que un equipo o instalación incurrió en paros que no han sido programados con relación a un periodo de análisis establecido.
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LIH	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
MARE	Marco de Administración de Riesgos Empresariales
MIHPP	Mercado Ilícito de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos
MIPYMES	Micro, Pequeñas y Medianas Empresas
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
MOBAP	Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos
NOx	Óxidos de nitrógeno
OBM	Obras de Beneficio Mutuo
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OPEP+	Organización de Países Exportadores de Petróleo Ampliada
PACMA	Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PEEI	Programa de Ejecución de la Estrategia Institucional 2023-2027
PEP	Pemex Exploración y Producción
PICADE	Programa Institucional de Capacitación, Adiestramiento y Desarrollo Especializado
PLOG	Pemex Logística
PMI	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
PPI	Pemex Procurement International
PTRI	Pemex Transformación Industrial
RPAS	Sistema de Aeronaves Pilotadas a Distancia
SAT	Servicio de Administración Tributaria
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SCI	Sistema de Control Interno
SE	Salvaguardia Estratégica
SEC	<i>Securities and Exchange Commission</i>
SEDENA	Secretaría de la Defensa Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SEMAR	Secretaría de Marina
SGEn	Sistemas de Gestión de la Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Glosario

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre
SOX	Ley Sarbanes-Oxley
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
STPRM	Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana
TAD	Terminales de almacenamiento y despacho
TASP	Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios
TMDB	Terminal Marítima Dos Bocas
WTI	<i>West Texas Intermediate</i> . Tipo de petróleo que se extrae en los Estados Unidos, uno de los principales marcadores de referencia en el precio del petróleo.

Unidades de medida

UNIDAD	SIGNIFICADO
bpce	barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	<i>British thermal unit</i>
ha	hectárea
km	kilómetro
m	metro
m ³	metro cúbico
b	barriles
Mb	miles de barriles
Mbd	miles de barriles diarios
Mm ³	miles de metros cúbicos
MMb	millones de barriles
MMbd	millones de barriles diarios
MMbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMpc	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\$/bpce	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 al redondeo 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	Altamira	Altamira	Tamaulipas
2	Burgos	Burgos	Tamaulipas
3	Cactus	Reforma	Chiapas
4	Cadereyta	Cadereyta Jiménez	Nuevo León
5	Camargo	Camargo	Chihuahua
6	Cangrejera	Coatzacoalcos	Veracruz
7	Ciudad del Carmen	Carmen	Campeche
8	Ciudad Madero	Ciudad Madero	Tamaulipas
9	Cosoleacaque	Cosoleacaque	Veracruz
10	Dos Bocas	Paraíso	Tabasco
11	Guaymas	Guaymas	Sonora
12	Minatitlán	Minatitlán	Veracruz
13	Morelos	Coatzacoalcos	Veracruz
14	Nuevo Pemex	Centro	Tabasco
15	Pajaritos	Coatzacoalcos	Veracruz
16	Poza Rica	Poza Rica	Veracruz
17	Progreso	Progreso	Yucatán
18	Reynosa	Reynosa	Tamaulipas
19	Rosarito	Playas de Rosarito	Baja California
20	Salamanca	Salamanca	Guanajuato
21	Salina Cruz	Salina Cruz	Oaxaca
22	San Martín Texmelucan	San Martín Texmelucan	Puebla
23	Tula	Tula de Allende	Hidalgo

Nota aclaratoria

Se precisa que la información de la gráfica de la página 130 se expresa en miles de millones de pesos constantes.

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

Estados financieros consolidados

Por los años terminados el 31 de diciembre de
2023, 2022 y 2021

(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 2023, 2022 y 2021

Índice

Contenido	Página
Informe de los auditores independientes	1-5
Estados financieros consolidados:	
De Situación financiera	6
Del Resultado Integral	7
De Variaciones en el Patrimonio (Déficit)	8
De Flujos de efectivo	9
Notas a los estados financieros consolidados	
1.HISTORIA, NATURALEZA, MARCO REGULATORIO Y ACTIVIDADES DE PETRÓLEOS MEXICANOS, EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS	10
2.AUTORIZACIÓN Y BASES DE PREPARACIÓN	11
3.POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS	13
4.PRONUNCIAMIENTOS NORMATIVOS EMITIDOS RECIENTEMENTE	33
5.ENTIDADES SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS	34
6.SEGMENTOS DE OPERACIÓN	35
7.INGRESOS	41
8.INSTRUMENTOS FINANCIEROS	46
9.EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	49
10.CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR FINANCIERAS Y NO FINANCIERAS	49
11.INVENTARIOS	51
12.INVERSIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS, ASOCIADAS Y OTRAS	52
13.POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO	58
14.ACTIVOS INTANGIBLES, NETO	70
15.PAGARÉS, BONOS DEL GOBIERNO FEDERAL, DOCUMENTOS POR COBRAR A LARGO PLAZO Y OTROS ACTIVOS	72
16.DEUDA	73
17.ARRENDAMIENTOS	82
18.INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS	83
19.BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	103
20.PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DIVERSOS	109
21.IMPUESTOS Y DERECHOS	111
22.PATRIMONIO (DÉFICIT)	119
23.COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA	122
24.OTROS INGRESOS Y OTROS GASTOS	123
25.PARTES RELACIONADAS	125
26.COMPROMISOS	126
27.CONTINGENCIAS	127
28.EVENTOS SUBSECUENTES	134
29.GARANTES SUBSIDIARIOS	137
30.NOTA COMPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADA)	149

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 2023 y 2022, los estados consolidados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo de tres años terminados el 31 de diciembre de 2023, y notas que incluyen políticas contables materiales 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 2023 y 2022, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados por el periodo de tres años terminados el 31 de diciembre de 2023, 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 2023, PEMEX 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 las siguientes cuestiones clave de auditoría a comunicar en nuestro informe.

Deterioro de ciertas Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de exploración y producción y transformación industrial	
Ver nota 3 H) 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 \$27,921,790 en ciertas UGEs de exploración y producción y transformación industrial para el año terminado el 31 de diciembre de 2023.</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 ciertas 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 el diseño de ciertos controles internos relacionados con el proceso de evaluación del deterioro, incluyendo los relacionados con la producción prevista de reservas probadas y probables 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 y probables 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 utilizados por 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 la tasa de descuento de PEMEX, comparándola con un rango de tasas de descuento desarrollado de forma independiente utilizando datos de mercado disponible.</p>

Impacto de las reservas probadas estimados de petróleo y gas en los gastos de depreciación y amortización relacionados con los activos productores de petróleo y gas.

Ver nota 3 E 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>PEMEX reportó gastos de depreciación y amortización relacionados con propiedades productoras de petróleo y gas por \$137,555,276 para el año terminado el 31 de diciembre de 2023.</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 cálculo 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 el diseño de ciertos controles internos 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 2023, 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 expresaremos 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 cuando esté disponible 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 incorrección 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 incorrección 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 incorrección material cuando existe. Las incorrecciones 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 incorrección 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 incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección 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 PEMEX. 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. Erick Gerardo Aguilar Hinojosa

Ciudad de México, a 29 de abril de 2024.



POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Activo	Nota	2023	2022	Pasivo	Nota	2023	2022
Activo circulante:				Pasivo circulante:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,9	\$ 68,747,376	64,414,511	Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	8,16	\$ 477,221,594	465,947,683
Clientes, neto	7,8,10-A	111,394,431	107,117,145	Pasivo por arrendamiento a corto plazo	8,17	8,003,743	6,680,488
Otras cuentas por cobrar financieras	7,8,10-B	40,887,127	45,040,403	Proveedores	8	368,345,849	282,245,250
Otras cuentas por cobrar no financieras	7,8,10-B	163,079,678	122,722,019	Impuestos y derechos por pagar	21	150,004,749	70,813,355
Inventarios	11	112,035,992	126,018,397	Cuentas y gastos acumulados por pagar	8,18	83,646,764	81,808,426
Bonos del Gobierno Federal	15-B	28,637,314	46,526,257	Instrumentos financieros derivados	8,18	36,494,962	22,242,056
Instrumentos financieros derivados	8,18	9,926,384	12,755,568	Total del pasivo circulante	6	<u>\$ 1,123,717,661</u>	<u>929,737,258</u>
Otros activos circulantes	8	3,832,444	3,300,478	Pasivo no circulante			
Total del activo circulante:	6	<u>\$ 538,540,746</u>	<u>527,894,778</u>	Deuda a largo plazo, neta de la porción circulante	8,16	\$ 1,317,248,763	1,625,516,313
Activo no circulante:				Pasivo por arrendamiento a largo plazo, neto de la porción circulante	8,17	33,844,590	44,451,087
Inversiones en negocios conjuntos y asociadas	8,12	\$ 1,854,803	2,043,966	Beneficios a los empleados	19	1,372,459,213	1,306,886,675
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	13	1,482,322,166	1,368,750,850	Provisión para créditos diversos	20	83,310,554	89,146,685
Activos por derecho de uso	17	43,203,180	49,520,847	Otros pasivos		13,075,178	11,777,226
Documentos por cobrar netos de la porción circulante	8,15-C	1,179,706	1,334,126	Impuestos a la utilidad diferidos	21	12,798,187	6,865,025
Bonos del Gobierno Federal	15-B	35,495,104	63,653,260	Total del pasivo no circulante	6	<u>\$ 2,832,736,485</u>	<u>3,084,643,011</u>
Impuestos a la utilidad y derechos diferidos	21	169,914,720	171,632,558	Total del pasivo		<u>\$ 3,956,454,146</u>	<u>4,014,380,269</u>
Activos intangibles, neto	14	20,350,819	30,024,934	Patrimonio (déficit)	6,22		
Otros activos	15-D	10,614,092	30,702,725	Participación controladora:			
Total del activo no circulante	6	<u>\$1,764,934,590</u>	<u>1,717,663,266</u>	Certificados de aportación "A"		\$ 1,196,207,416	1,029,592,293
Total del activo		<u>\$2,303,475,336</u>	<u>2,245,558,044</u>	Aportaciones del Gobierno Federal		66,730,591	66,730,591
				Reserva legal		1,002,130	1,002,130
				Otros resultados acumulados integrales		(7,313,005)	51,737,388
				Déficit acumulado:			
				De ejercicios anteriores		(2,917,596,017)	(3,018,008,068)
				Rendimiento neta del año		8,106,714	100,412,051
				Total participación controladora		<u>(1,652,862,171)</u>	<u>(1,768,533,615)</u>
				Total participación no controladora		(116,639)	(288,610)
				Total de patrimonio (déficit)		<u>(1,652,978,810)</u>	<u>(1,768,822,225)</u>
				Total del pasivo y patrimonio (déficit)		<u>\$ 2,303,475,336</u>	<u>2,245,558,044</u>

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 2023, 2022 y 2021
(cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2023	2022	2021
Ventas netas:				
En el país	6,7	\$ 948,666,739	1,192,714,214	762,114,551
Incentivo a los combustibles automotrices	7-E	23,421	111,863,956	—
De exportación	6,7	767,551,517	1,073,424,789	728,540,828
Ingresos por servicios	6,7	3,695,941	5,385,350	4,973,241
Total de ventas		1,719,937,618	2,383,388,309	1,495,628,620
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	6,13-E	(28,797,518)	(83,538,021)	(1,210,595)
Costo de lo vendido	6,23	1,380,673,789	1,698,563,022	1,066,650,702
Rendimiento bruto	6	310,466,311	601,287,266	427,767,323
Gastos de distribución, transportación y venta	6,23	15,792,233	16,305,036	15,038,550
Gastos de administración	6,23	170,116,531	153,879,066	150,432,311
Otros ingresos	6,24-A	15,635,955	39,941,073	17,600,466
Otros gastos	6,24-B	17,242,136	25,585,553	50,969,096
Rendimiento de operación	6	122,951,366	445,458,684	228,927,832
Ingreso financiero (1)	6	18,210,377	27,227,965	28,906,784
Costo financiero (2)	6	152,171,381	159,683,880	164,571,647
Rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto	6,18	672,226	(22,862,951)	(25,224,243)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	6,18	238,079,042	129,690,090	(45,675,050)
Suma de ingreso financiero, costo financiero, rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto y rendimiento (pérdida) en cambios, neta		104,790,264	(25,628,776)	(206,564,156)
Rendimiento (pérdida) neta en negocios conjuntos y asociadas	6,12	409,315	349,401	(3,088,107)
(Deterioro) de negocios conjuntos	6,12	—	—	(6,703,324)
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros		228,150,945	420,179,309	12,572,245
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	21	214,075,924	391,420,083	306,827,282
Impuestos (beneficios) netos a la utilidad	21	5,923,357	(71,239,244)	520,840
Total de derechos, impuestos y otros	6	219,999,281	320,180,839	307,348,122
Rendimiento (pérdida) neta	6	\$ 8,151,664	99,998,470	(294,775,877)
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión		(53,992,236)	(33,510,936)	7,740,186
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) rendimientos actuariales por beneficios a los empleados neto de impuestos		(4,931,136)	123,384,307	205,407,809
Total de otros resultados integrales		(58,923,372)	89,873,371	213,147,995
(Pérdida) rendimiento integral total		\$ (50,771,708)	189,871,841	(81,627,882)
Rendimiento (pérdida) neto atribuible a:				
Participación controladora		\$ 8,106,714	100,412,051	(294,532,168)
Participación no controladora		44,950	(413,581)	(243,709)
Rendimiento (pérdida) neta		\$ 8,151,664	99,998,470	(294,775,877)
Otros resultados atribuibles a:				
Participación controladora		\$ (59,050,393)	89,876,902	213,145,476
Participación no controladora		127,021	(3,531)	2,519
Total de otros resultados integrales		\$ (58,923,372)	89,873,371	213,147,995
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora		\$ (50,943,679)	190,288,953	(81,386,692)
Participación no controladora		171,971	(417,112)	(241,190)
(Pérdida) rendimiento integral total		\$ (50,771,708)	189,871,841	(81,627,882)

(1) Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2023, 2022 y 2021.

(2) Incluye principalmente intereses de la deuda.

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 (déficit)

por los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(Ver Nota 22)

	Participación controladora									
	Otros resultados acumulados integrales					Déficit acumulado				
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva Legal	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	Del ejercicio	De ejercicios anteriores	Total	Participación no controladora	Total patrimonio (déficit)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	\$ 524,931,447	43,730,591	1,002,130	51,201,257	(302,486,247)	(508,878,813)	(2,214,597,087)	\$ (2,405,096,722)	369,692	\$ (2,404,727,030)
Traspaso a déficit acumulado	—	—	—	—	—	508,878,813	(508,878,813)	—	—	—
Incremento a los Certificados de aportación "A"	316,354,129	—	—	—	—	—	—	316,354,129	—	316,354,129
Pérdida integral total	—	—	—	7,744,468	205,401,008	(294,532,168)	—	(81,386,692)	(241,190)	(81,627,882)
Saldos al 31 de diciembre de 2021	\$ 841,285,576	43,730,591	1,002,130	58,945,725	(97,085,239)	(294,532,168)	(2,723,475,900)	\$ (2,170,129,285)	128,502	\$ (2,170,000,783)
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 FONADIN	—	23,000,000	—	—	—	—	—	23,000,000	—	23,000,000
(Pérdida) rendimiento integral total	—	—	—	(33,508,515)	123,385,417	100,412,051	—	190,288,953	(417,112)	189,871,841
Saldos 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)	(288,610)	\$ (1,768,822,225)
Traspaso a déficit acumulado	—	—	—	—	—	(100,412,051)	100,412,051	—	—	—
Incremento a los Certificados de aportación "A"	166,615,123	—	—	—	—	—	—	166,615,123	—	166,615,123
(Pérdida) rendimiento integral total	—	—	—	(54,116,620)	(4,933,773)	8,106,714	—	(50,943,679)	171,971	(50,771,708)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	\$ 1,196,207,416	66,730,591	1,002,130	(28,679,410)	21,366,405	8,106,714	(2,917,596,017)	\$ (1,652,862,171)	(116,639)	\$ (1,652,978,810)

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

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados del flujo de efectivo

por los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2023	2022	2021
Actividades de operación:			
Rendimiento (pérdida) neta	\$ 8,151,664	99,998,470	(294,775,877)
Impuestos y derechos a la utilidad	219,999,281	320,180,839	307,348,122
Depreciación y amortización de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	137,555,276	139,771,815	133,431,365
Amortización de activos intangibles	599,627	516,342	403,295
Deterioro de deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	28,797,518	83,538,021	1,210,595
Pozos no exitosos capitalizados	29,529,330	7,110,169	9,730,391
Pozos no exitosos de activos intangibles	4,436,985	13,911,491	12,565,711
Pérdida por bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	7,510,572	23,723,321	47,299,622
Depreciación de derechos de uso	5,886,840	5,963,778	6,407,871
Reversa de deterioro de derechos de uso	—	—	(87,025)
Deterioro en negocios conjuntos	—	—	6,703,324
Cancelación de arrendamientos	(128,698)	(807,396)	(432,906)
Pérdida en cambios no realizada en la tasa de descuento de la provisión de taponamiento	4,638,600	4,647,200	4,454,106
Reclasificación de efecto por conversión	—	(10,383,296)	—
Utilidad a precio de ganga en adquisición de negocios	—	(1,271,188)	—
(Utilidad) pérdida neta en negocios conjuntos y compañías asociadas	(409,315)	(349,401)	3,088,107
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(221,771,870)	(128,545,369)	44,485,347
Intereses a cargo	152,171,381	159,683,880	164,571,647
Intereses a favor	<u>(18,210,377)</u>	<u>(27,227,965)</u>	<u>(28,906,784)</u>
Fondos de actividades de operación:	358,756,814	690,460,711	417,496,911
Derechos e impuestos a la utilidad pagados	(234,982,338)	(431,444,989)	(265,883,549)
Instrumentos financieros con fines de negociación	17,082,089	8,324,369	17,792,097
Clientes y cuentas por cobrar	(35,840,592)	(62,089,654)	(48,408,683)
Inventarios	(73,915)	(35,219,475)	(7,960,924)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,838,338	49,792,617	1,306,311
Proveedores	42,479,138	16,789,777	(5,614,192)
Reserva para créditos diversos	219,161	977,512	6,184,831
Reserva para beneficios a los empleados	60,056,484	54,275,187	67,886,654
Otros impuestos y derechos	<u>102,410,367</u>	<u>64,771,737</u>	<u>6,435,856</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	311,945,546	356,637,792	189,235,312
Actividades de inversión:			
Adquisición de negocios, neto de efectivo adquirido	—	(30,012,487)	—
Intereses recibidos	5,422,674	2,045,526	458,536
Montos procedentes de subvenciones del FONADIN - Ingreso diferido	—	—	4,399,765
Otros activos	19,556,667	(4,496,986)	(31,687,825)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(256,862,996)	(305,335,318)	(209,591,816)
Activos intangibles	<u>(35,088,002)</u>	<u>(35,135,611)</u>	<u>(25,814,218)</u>
Flujos netos de efectivo usados en actividades de inversión	(266,971,657)	(372,934,876)	(262,235,558)
Actividad de financiamiento:			
Incremento en el patrimonio por Certificados de aportación "A"	166,615,123	188,306,717	316,354,129
Montos procedentes de subvenciones del FONADIN	—	23,000,000	—
Documento recibido del Gobierno Federal	45,849,715	—	15,788,696
Intereses cobrados por el documento recibido del Gobierno Federal	8,052,642	7,455,715	7,126,559
Pagos de principal por arrendamiento	(5,484,624)	(7,362,686)	(7,622,403)
Intereses pagados por arrendamientos	(2,291,356)	(3,274,137)	(3,646,028)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	881,401,059	1,064,179,416	1,636,216,843
Pagos de principal de préstamos	(978,854,627)	(1,107,159,280)	(1,707,581,580)
Intereses pagados	<u>(144,050,336)</u>	<u>(153,956,690)</u>	<u>(157,256,625)</u>
Flujos netos de efectivo (usados en) de actividades de financiamiento	<u>(28,762,404)</u>	<u>11,189,055</u>	<u>99,379,591</u>
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	16,211,485	(5,108,029)	26,379,345
Efectos de tipo de cambio en el valor del efectivo	(11,878,620)	(6,983,907)	10,137,321
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	64,414,511	76,506,447	39,989,781
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo (Nota 9)	\$ 68,747,376	64,414,511	76,506,447

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 a 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 terrestre; así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

La principal diferencia entre las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias es que las Entidades Subsidiarias son empresas productivas del Estado, mientras que las Compañías Subsidiarias son empresas filiales que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas.

Las "Compañías Subsidiarias" se definen como 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 Hidalgo, 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 29 de abril de 2024, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas al 31 de diciembre de 2023, por los siguientes funcionarios: Ing. Octavio Romero Oropeza, 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 Piliado, 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 del ejercicio en términos de lo dispuesto en el artículo 13 fracción VI de la Ley de Petróleos Mexicanos, el artículo 104 fracción III inciso a) de la Ley del Mercado de Valores y los artículos 33 fracción I a) numeral 3 y 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores.

Bases de preparación –

A. Bases de contabilización

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y por los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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 del 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 podrá continuar con sus operaciones y cumplir con sus obligaciones de pago por un período razonable (ver Nota 22-F).

D. Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados de PEMEX se presentan en moneda de informe pesos mexicanos, que es igual a la moneda funcional de PEMEX, debido, principalmente a lo siguiente:

- i. El entorno económico primario en que opera PEMEX es México, siendo el peso mexicano la moneda de curso legal.
- ii. El presupuesto con el que 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)

- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa el 35% y 33% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2023 y 2022. Esta provisión es calculada, denominada y liquidable en pesos mexicanos.
- iv. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos mexicanos.

Si bien la determinación de los precios de venta de diversos productos toma como principal referencia índices internacionales denominados en dólares estadounidenses, el precio de venta final de las ventas nacionales se encuentra regulado por políticas financieras y económicas determinadas por el Gobierno Federal. Asimismo, los flujos de efectivo de dichas ventas son generados y recibidos en pesos mexicanos.

De las divisas recibidas por PEMEX (ventas al extranjero, préstamos, etc.), la entidad reguladora en materia monetaria del país (Banco de México), establece que las dependencias de la Administración Pública Federal que no tengan carácter de intermediarios financieros estarán obligadas a 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 "F", se trata de miles de francos suizos. Los tipos de cambio, productos y precios son presentados en unidades.

E. Uso de juicios y estimaciones

La preparación estos estados financieros consolidados bajo IFRS, requiere que la administración de PEMEX realice 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 sobre las políticas contables que tienen un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados, se describen en las siguientes notas:

- i. Juicios y supuestos e incertidumbre en las estimaciones
 - Nota 3-A-i Bases de consolidación – Combinaciones de negocios
 - Nota 3-C Instrumentos financieros – Determinación del valor razonable y pérdidas crediticias esperadas.
 - Nota 3-E Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo – Vidas útiles.
 - 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 revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables de activos y pasivos financieros como de los no financieros.

PEMEX cuenta con un marco de control establecido en relación con la medición de los valores razonables. Esto incluye un equipo de valuación que tiene la responsabilidad general por la supervisión de todas las mediciones significativas del valor razonable, incluyendo los valores razonables de Nivel 3.

El equipo de valuación revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valuación. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de 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 NIIF, incluyendo el nivel dentro de la jerarquía del 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 período sobre el que se informa durante el cual ocurrió el cambio.

3. POLÍTICAS CONTABLES MATERIALES

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.

Adicionalmente, PEMEX adoptó la Información a revelar de políticas contables (modificaciones a las NIC 1 y declaración de prácticas NIIF 2) del 1 de enero de 2023. Las modificaciones exigen la revelación de políticas contables "materiales", en lugar de "significativas".

A continuación, se describen las políticas contables materiales:

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

La contraprestación transferida en la adquisición generalmente se mide a valor razonable al igual que los activos netos identificables adquiridos. Cualquier plusvalía resultante es sometida a pruebas anuales de deterioro. Cualquier ganancia a precio de ganga 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 no deberá medirse nuevamente y su liquidación posterior deberá contabilizarse dentro del patrimonio. De no ser así, la otra contraprestación contingente se mide nuevamente al valor razonable en cada fecha de presentación y los cambios posteriores en el valor razonable de la contraprestación contingente se reconocen en resultados.

ii. Subsidiarias

Las subsidiarias son entidades controladas por PEMEX. PEMEX controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la inversión y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre esta. 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 Nota 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 resultan en una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio.

iv. Pérdida de control

Cuando PEMEX pierde control sobre una subsidiaria, da de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio.

Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si PEMEX retiene alguna participación en la ex subsidiaria, esta se mide a su valor razonable a la fecha en la que se pierda el control

v. Inversiones contabilizadas bajo el método de participación

Las participaciones de PEMEX en las inversiones contabilizadas bajo el método de participación incluyen las participaciones en asociadas y en negocios conjuntos.

Una asociada es una entidad sobre la que PEMEX tiene una influencia significativa pero no control o control conjunto, de sus políticas financieras y de operación. Un negocio conjunto es un acuerdo en el que PEMEX tiene control conjunto, mediante el cual PEMEX tiene derecho a los activos netos del acuerdo y no derechos sobre sus activos y obligaciones por sus pasivos (operación conjunta).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 las inversiones contabilizadas bajo el método de la participación, hasta la fecha en que la influencia significativa o el control conjunto cesan. En caso de pérdida de influencia significativa sobre la asociada o control conjunto sobre el negocio conjunto, PEMEX mide y reconoce cualquier inversión retenida a su valor razonable. Cualquier diferencia entre el valor en libros de la asociada o negocio conjunto en caso de pérdida de influencia significativa o control conjunto y el valor razonable de la inversión retenida y el producto de la disposición se reconoce en resultados.

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 cesa el reconocimiento de pérdidas adicionales, excepto en los casos en que PEMEX sea responsable solidario de las obligaciones incurridas por dichas asociadas y negocios conjuntos.

La información de inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras se presenta en la Nota 12.

vi. Transacciones eliminadas en la consolidación

Los saldos y transacciones intercompañía y cualquier ingreso o gasto no realizado que surja de transacciones intercompañía grupales, son eliminados. Las ganancias no realizadas 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 solo en la medida que no haya evidencia de deterioro.

B. Moneda extranjera

i. Transacciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de las entidades de PEMEX en las fechas de las transacciones.

Los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio en la fecha de presentación. Los activos y pasivos no monetarios que se miden al valor razonable en una moneda extranjera se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio cuando se determinó el valor razonable. Las partidas no monetarias que se miden en función del costo histórico en una moneda extranjera se convierten al tipo de cambio en la fecha de la transacción. Las diferencias de moneda extranjera generalmente se reconocen en los estados consolidados de resultados integrales y se presentan dentro de rendimiento (pérdida) en cambios.

ii. Operaciones en el extranjero

Los estados financieros de las subsidiarias y asociadas extranjeras se convierten a la moneda de reporte, identificando inicialmente si la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes, en cuyo caso, se lleva a cabo la conversión de la moneda de registro a la moneda funcional y posteriormente a la de reporte, utilizando para ello el tipo de cambio de cierre del período para las cuentas de activos y pasivos; al tipo de cambio histórico para las cuentas de patrimonio; y al tipo de cambio de la fecha de la transacción para las cuentas de resultados.

Las diferencias en conversión de moneda extranjera se reconocen en otros resultados integrales y se presentan en el efecto por conversión, excepto cuando la diferencia de conversión se distribuye a la participación no controladora.

Cuando una operación en el extranjero se dispone total o en parcialmente 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 reclasifica al estado consolidado de resultados integrales como parte de la ganancia o pérdida por disposición. Si PEMEX dispone parcialmente de su participación en una subsidiaria, pero retiene el control, entonces la proporción correspondiente al monto acumulado se reasigna a la participación no controladora. Cuando PEMEX dispone parcialmente de una asociada o negocio conjunto, pero conserva influencia significativa o control conjunto, la proporción correspondiente al monto acumulado se reclasifica a resultados.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 contractualmente.

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 a: costo amortizado; a valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI)- inversión en deuda; a VRCORI – inversión en patrimonio; o a valor razonable con cambios en resultados (VRCR).

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si PEMEX cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados en el primer día del primer período sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio.

ACTIVO FINANCIERO A	MEDICIÓN
COSTO AMORTIZADO	<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. <p>Una inversión en deuda deberá medirse al VRCORI 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 EN DEUDA	
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>

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o al VRCORI como se describe anteriormente, son medidos al valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los activos financieros derivados (ver Nota 18). En el reconocimiento inicial, PEMEX puede designar irrevocablemente un activo financiero que de alguna otra manera cumple con el requerimiento de estar medido al costo amortizado o al VRCORI como al VRCR si haciéndolo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento que surgiría en otro caso.

Activos financieros: Evaluación del modelo de negocio –

PEMEX realiza una evaluación del objetivo del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero a nivel de portafolio, ya que esto es el que mejor refleja la manera en que se administra el negocio y se entrega la información a la Administración. La información considerada incluye:

- las políticas y los objetivos señalados para el portafolio y la operación de esas políticas en la práctica. Estas incluyen si la estrategia de la Administración se enfoca en cobrar ingresos por intereses contractuales, mantener un perfil 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 mediante la venta de los activos;
- cómo se evalúa el rendimiento del portafolio y cómo este se informa a la Administración de PEMEX;
- los riesgos que afectan al rendimiento del modelo de negocio (y los activos financieros mantenidos en el modelo de negocio) y, en concreto, la forma en que se gestionan dichos riesgos;
- cómo se retribuye 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 período 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 del cupón, incluyendo las características de tasa variable;
- características de pago anticipado y prórroga; y
- términos que limitan el derecho de PEMEX a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características de sin “sin recursos”).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de únicamente pago del principal e intereses si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes no pagados del principal e intereses sobre el importe principal, que puede incluir compensaciones adicionales razonables para el término anticipado del contrato.

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 VRCORI	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 VRCORI	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 remedirán subsecuentemente 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

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, la 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.

iv. Compensación

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presente en el estado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando PEMEX tenga, en el momento actual, el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

v. Instrumentos financieros derivados y 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 medidas al valor razonable con cambios en otro resultado integral;
- y los activos de contratos

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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).

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 los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero, sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras.

Las PCE de doce meses son la parte de las PCE durante el tiempo de vida del activo que proceden de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de los estados financieros consolidados (o un período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses). El período máximo considerado al estimar las PCE es el período contractual máximo durante el que PEMEX está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las PCE –

Las pérdidas crediticias esperadas son el promedio ponderado por la probabilidad de las pérdidas crediticias y se miden como el valor presente de las insuficiencias de efectivo (es decir, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a PEMEX de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que espera recibir).

Las PCE son descontadas usando la tasa de interés efectiva del activo financiero.

Activos financieros con deterioro crediticio –

A la fecha de los estados financieros, PEMEX evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado y los instrumentos de deuda al VRCORI 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 cuente 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.

D. Inventarios y costo de lo vendido

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos del costo de producción o adquisición, así como otros costos necesarios para darles su condición de inventario. El costo de los inventarios se asigna utilizando el método de costos promedio. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal 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, incrementado, en su caso, por las reducciones 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 rubro de inventarios, cuando los riesgos y los beneficios de la propiedad de los inventarios han sido transferidos a PEMEX.

E. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

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 depreciación acumulada y pérdidas por deterioro.

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

El costo por financiamiento de proyectos que requieren grandes inversiones, y el incurrido por financiamientos, neto de los rendimientos obtenidos por la inversión temporal de tales recursos, se reconocen como parte de los pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, cuando este es atribuible directamente a la construcción o adquisición de un activo calificable. La capitalización de estos costos es suspendida durante los 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 del 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 aplique, también incluye el costo de taponamiento 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 servicio se presentan al costo ya sea como obras en construcción o activos intangibles, de acuerdo con sus características. Una vez que los activos están listos para uso, se transfieren al componente respectivo de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y se comienzan a depreciar o amortizar

Si partes significativas de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo tienen una vida útil distinta, se contabilizan como elementos separados (componentes significativos) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 ductos, propiedades, planta y equipo son presentados como parte de este rubro, cuando los riesgos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos a PEMEX.

ii. Desembolsos posteriores

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 efectuadas para mantener las instalaciones en estado operativo normal se cargan a los resultados del período.

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 período 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 incurren.

La amortización se calcula para cancelar el costo de los activos intangibles menos sus valores residuales estimados utilizando el método de línea recta durante sus vidas útiles estimadas y generalmente se reconoce en resultados.

Las licencias de software se amortizan con base en su periodo contractual o a la vida remanente del activo al cual se encuentran asociados, el menor.

Las vidas útiles estimadas de elementos de activos intangibles para el período 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 esfuerzos exitosos, como se describe a continuación:

Método de Esfuerzos Exitosos –

PEMEX aplica la NIIF 6 – Exploración y Evaluación de Recursos Minerales, que permite que una entidad desarrolle una política contable para activos para la exploración y evaluación. Por lo cual PEMEX, utiliza el método de esfuerzos exitosos que, requiere una relación de causa y efecto entre los costos incurridos y el reconocimiento de reservas específicas. Generalmente, si se incurre en un costo sin un beneficio futuro identificable, se carga a gastos.

Antes de estar en posibilidades de determinar el tratamiento contable de un costo, hay que clasificarlo como un costo de adquisición de propiedad, de exploración, de desarrollo o de producción.

Gastos de exploración y evaluación –

Los costos de exploración geológica y geofísica incluyendo costos topográficos, estudios geológicos, derechos 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, diferentes a los costos mencionados en el párrafo anterior, se capitalizan inicialmente como un activo intangible (pozos no asignados a una reserva) hasta que se complete la perforación del pozo y se evalúen los resultados. Estos costos incluyen la remuneración de los empleados, los materiales y el combustible utilizado, los costos de la plataforma y los pagos realizados a los contratistas.

Si no se encuentran cantidades potencialmente comerciales de hidrocarburos, los costos de los pozos de exploración se cancelan. Si se encuentran hidrocarburos y, sujeto a una actividad de evaluación adicional, es probable que sean capaces de desarrollo comercial, los costos continúan siendo llevados como un activo. Si se determina que el desarrollo no se producirá, los costos se cancelan.

Los costos asociados directamente con la actividad de evaluación realizada para determinar el tamaño, las características y el potencial comercial de una reserva después del descubrimiento inicial de hidrocarburos, incluidos los costos de los pozos de evaluación donde no se encontraron hidrocarburos, se capitalizan inicialmente como un activo intangible (pozos no asignados a una reserva). Cuando se determinan las reservas probadas de petróleo y gas natural y el desarrollo es aprobado por la gerencia, los gastos relevantes se transfieren pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Los pozos de exploración con antigüedad mayor a 12 meses son reconocidos como gasto, salvo cuando: (a)(i) se encuentren en un área que requiera de inversiones de capital mayores antes de que la producción pueda iniciar, (ii) se hayan descubierto cantidades de reservas que resulten comercialmente productivas, y (iii) estén sujetos a futuras actividades de exploración o valuación, bien sea porque se esté llevando a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o ésta planeado hacerse 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 finalización de las instalaciones de infraestructura, como plataformas, tuberías y la perforación de pozos de desarrollo, incluidos los pozos de servicio y de desarrollo no exitosos, 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Exploración –

La exploración comprende todos los gastos relativos a la búsqueda de reservas de petróleo y/o gas, incluyendo la depreciación y los costos aplicables del equipo e instalaciones de apoyo, y los costos de perforación de pozos exploratorios y de pozos estratigráficos 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.

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 al 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 lo es el costo de proveer instalaciones para la extracción, tratamiento, recolección y almacenaje 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 los aceptados 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

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 espera sean 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 del dinero y los riesgos específicos que puede tener el activo. El valor razonable se mide utilizando flujos de efectivo descontados con los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o UGE, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

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

Las pérdidas por deterioro y su reversión se reconocen en los resultados del año, en los renglones de costos y gastos en los 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 los inventarios se registran como parte del costo de ventas. Las pérdidas por deterioro de inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones permanentes se reconocen en el 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 el deterioro nunca se hubiese reconocido. Dependiendo de su importancia relativa, las pérdidas por deterioro o su reversión se presentarán por separado en el estado consolidado del resultado integral.

I. 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 período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado, PEMEX utiliza la definición de arrendamientos de la NIIF 16.

i. Como arrendatario –

Al comienzo o 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 relativos. Sin embargo, PEMEX ha elegido para algunos arrendamientos no separar los componentes que no son de arrendamiento y contabilizar los componentes de arrendamiento y los que no son de arrendamiento como un solo componente de arrendamiento.

PEMEX reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento.

El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que comprende el monto inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado en o antes de la fecha de inicio, más los costos directos iniciales incurridos y una estimación de los costos para dismantelar y retirar el activo subyacente o para restaurar el activo subyacente o el sitio en el que se encuentra, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El activo por derecho de uso se deprecia posteriormente utilizando el método de línea recta u horas de uso considerando el que sea menor desde la fecha de inicio hasta el final del plazo del arrendamiento, a menos que el arrendamiento transfiera la propiedad del activo subyacente a PEMEX al final del plazo del arrendamiento o el costo del activo por derecho de uso refleja 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 los de propiedad y equipo. Además, el activo por derecho de uso se reduce periódicamente por pérdidas por deterioro, si 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.

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 esencia;
- pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos utilizando el índice o la tasa en la fecha de inicio;
- importes que se espera pagar como garantía del valor residual; y
- el precio de la una opción de compra que PEMEX está razonablemente seguro de ejercer, los pagos de arrendamiento por un período de renovación opcional si PEMEX está razonablemente seguro de ejercer la opción de extensión y las 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 surgen por un cambio en un índice o tasa, si hay un cambio en la estimación del monto que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, si PEMEX cambia su evaluación de ejercer una opción de compra, extensión o terminación o si hay un pago de arrendamiento fijo revisado en sustancia.

Cuando el pasivo por arrendamiento se vuelve a medir de esta manera, se realiza el ajuste correspondiente al importe en libros del activo por derecho de uso o se registra en resultados si el importe en libros del activo por derecho de uso se ha reducido a cero.

A partir del 1 de enero de 2021, donde la base para determinar los pagos de arrendamiento futuros cambia según 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ii. Como arrendador –

Al inicio o 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.

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 bruta en el arrendamiento.

PEMEX reconoce los pagos por arrendamiento recibidos bajo arrendamientos operativos como ingresos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento como parte de “otros ingresos”.

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 del 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 período en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 los 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 taponamiento ha sido reconocido en resultados al final de cada período. 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.

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 período actual y en períodos 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 período aplicando la tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del período anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el período 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 período actual y en períodos anteriores. El beneficio es descontado para determinar su valor presente. Las nuevas remediciones se reconocen en resultados en el período en que surgen.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

L. Impuesto a la utilidad, derechos y regalías

El gasto por impuesto a la utilidad incluye el impuesto corriente y el diferido. Se reconoce en resultados excepto en la medida en que se relacione con una combinación de negocios, o partidas reconocidas directamente en patrimonio u otros resultados integrales.

Los intereses y multas relacionados con los impuestos 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 usados 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 afectó ni a la ganancia o pérdida contable o gravable;
- las diferencias temporales relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos en la medida que PEMEX pueda controlar el 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 insuficiente 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 deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reversan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

Al final de cada período 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 reviertan 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.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

iii. 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.

Éstos 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 valuada 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 renglones 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 consolidados. 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 periodos en los que se reconocen los gastos, salvo que las condiciones para recibir la subvención se cumplan con posterioridad al reconocimiento de los correspondientes gastos. En este caso, la subvención se reconoce cuando es exigible.

O. Valor razonable

El 'valor razonable' es el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición en el mercado principal o, en su ausencia, en un mercado más ventajoso al que PEMEX tiene acceso a esa fecha. El valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros (ver Nota 8).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 relevantes 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.

Si un activo o un pasivo medido a valor razonable tiene un precio de compra y un precio de venta, PEMEX mide los activos y las posiciones de largo plazo a un precio compra y los pasivos y posiciones 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 no observables son insignificantes en relación con la medición, el instrumento financiero se mide inicialmente al valor razonable, ajustado para diferir la diferencia entre el valor razonable en el reconocimiento inicial y el precio de la transacción. Posteriormente, esa diferencia se reconoce en resultados usando una base adecuada durante la vida del instrumento, pero nunca después del momento en que la valoración esté 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 7).

Q. Segmentos operativos

Un segmento operativo es un componente identificable de PEMEX que desarrolla actividades de negocio del que puede obtener ingresos e incurrir en gastos, incluyendo aquellos ingresos y gastos relacionados con transacciones con otros componentes de la entidad y sobre los cuales PEMEX 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.

i. Resultado de operación

El resultado de operación es el resultado generado por las actividades continuas principales que producen ingresos a PEMEX, así como también por otros ingresos y gastos relacionados con las actividades operacionales.

El resultado de operación excluye los ingresos y costos financieros, la participación en el resultado de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación y los impuestos y derechos a las utilidades.

Ingresos –

Representa los ingresos por la venta de productos y servicios.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

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 entre PEMEX y terceros.

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, neto –

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

S. Incentivo a los combustibles automotrices

El día 3 de marzo de 2022 el gobierno federal emitió un decreto (en adelante “el Decreto”) que estableció un estímulo (“el estímulo automotriz”) aplicable a entidades sujetas al Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios, siempre y cuando estas entidades enajenen combustibles automotrices. El Decreto establece la mecánica de cuantificar el estímulo automotriz 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 este 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 otro 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.

T. Obligaciones de combustibles renovables

PEMEX está sujeto a para cumplir con el Estándar de Combustibles Renovables emitido por la Agencia de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency o “EPA” por sus siglas en inglés) en los Estados Unidos de América que establece cuotas anuales para las cantidades de combustibles renovables (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 período 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. NUEVAS NORMAS VIGENTES Y PRONUNCIAMIENTOS NORMATIVOS EMITIDOS RECIENTEMENTE

Nuevas normas vigentes

Las siguientes normas e interpretaciones efectivas al 1 de enero de 2023 no tuvieron un impacto significativo en los estados financieros consolidados de PEMEX.

i. Aplicables a partir del 1 de enero de 2023

- NIIF 17 Contratos de seguro y sus modificaciones
- Clasificación de Pasivos en 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).

Pronunciamientos normativos emitidos recientemente

Una serie de nuevas normas son aplicables a los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2024 y su aplicación anticipada es permitida; sin embargo, las siguientes nuevas normas o sus modificaciones no han sido aplicadas anticipadamente por PEMEX en la preparación de los estados financieros consolidados.

No se espera que las siguientes normas e interpretaciones modificadas que se muestran a continuación, tengan un impacto significativo en los estados financieros consolidados de PEMEX:

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- ii. Aplicables a partir del 1 de enero de 2024
 - Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes y pasivos no corrientes con convenios (Modificaciones a la NIC 1)
 - Acuerdos de financiamiento con proveedores (Modificaciones a la NIC 7 y a la NIIF 7)
 - Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (Modificaciones a la NIIF 16)
 - Falta de intercambiabilidad (Modificaciones a la NIC 21)
- iii. Aplicables a partir del 1 de enero de 2027
 - Presentación y revelación en los estados financieros (NIIF 18). PEMEX está en proceso de evaluar el impacto de la NIIF 18 para cumplir con los nuevos requisitos de presentación y revelación.

El 6 de marzo de 2024, la SEC adoptó reglas que exigen a las empresas registradas la revelación específica sobre cambio climático. PEMEX se encuentra en proceso de evaluar el impacto que la adopción de estas reglas puedan tener en los estados financieros consolidado de PEMEX.

5. ENTIDADES SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, las Entidades Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, las Compañías Subsidiarias que se consolidaron son las siguientes:

- P.M.I. Trading, DAC. (“PMI Trading”) ^{(i)(iii)(vii)}
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.U. (“HPE”) ^{(i)(iii)(iv)}
- P.M.I. Services North America, Inc. (“PMI SUS”) ^{(i)(iii)(v)}
- P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. (“PMI NASA”) ^{(i)(iii)(iv)}
- P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (“PMI CIM”) ^{(i)(iii)(iv)}
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. (“SANMA”) ^{(iii)(iv)}
- Pro-Agroindustria, S.A. de C.V. (“AGRO”) ^{(iii)(iv)}
- PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. (“PTI ID”) ^{(iii)(iv)}
- P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V. (“PMI SP”) ^{(iii)(iv)}
- Pemex Procurement International, Inc. (“PPI”) ^{(iii)(vi)}
- Pemex Finance Limited. (“FIN”) ^{(iii)(ix)}
- Mex Gas Internacional, S.L. (“MGAS”) ^{(iii)(iv)}
- Pemex Desarrollo e Inversión de Proyectos, S.A. de C.V. (“PDII”) ^{(iii)(iv)(xii)}
- KOT Insurance Company, AG. (“KOT”) ^{(iii)(viii)}
- PPQ Cadena Productiva, S.L.U. (“PPQCP”) ^{(iii)(iv)}
- I.I.I. Servicios, S.A. de C.V. (“III Servicios”) ^{(iii)(iv)}
- PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V. (“PMI DJ”) ^{(i)(iii)(iv)}
- PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V. (“PMX FH”) ^{(iii)(iv)}
- PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V. (“PMX FP”) ^{(iii)(iv)}
- Grupo Fertinal, S.A. de C.V. (“GP FER”) ^{(iii)(iv)}
- Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (“COMESA”) ^{(iii)(iv)}
- P.M.I. Trading México, S.A. de C.V. (“TRDMX”) ^{(i)(iii)(iv)}
- Holdings Holanda Services, B.V. (“HHS”) ^{(iii)(ix)}
- Deer Park Refining Limited Partnership (“Deer Park” or “DPRLP”) ^{(vi)(xi)}
- Gasolinas Bienestar, S.A. de C.V. (“GASOB”) ^{(iii)(xiii)}

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- i. Compañías Subsidiarias PMI.
- ii. Compañía con participación no controladora (98.33% de tenencia accionaria en PMI CIM y 60.00% en COMESA)
- iii. PEMEX tiene el 100.00% 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. Opera en Países Bajos.
- xi. Esta compañía se incluye a partir de enero 2022.
- xii. Esta compañía modificó la razón social de Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V a Pemex Desarrollo e Inversión de Proyectos, S.A. de C.V.
- xiii. Esta compañía se incluye a partir de julio 2023.

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 2023 y 2022, PEMEX definió, siete segmentos sujetos a informar: Exploración y Producción, Transformación Industrial, Logística, DPRLP (a partir de enero 2022), Comercializadoras (definidas más adelante), Corporativo y Otras Compañías Subsidiarias. 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 19 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Transformación Industrial percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados, la mayoría de las cuales se destinan a terceros 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 combustóleo y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, la turbosina. Los productos refinados más importantes son las gasolinas y el diésel.

Transformación Industrial también percibe ingresos de fuentes domésticas principalmente a través de la venta de gas natural, gas licuado de petróleo, naftas, butano y etano y de algunos otros petroquímicos como son los derivados del metano, los derivados del etano, los aromáticos, amoníaco, fertilizantes y sus derivados.

- Logística percibe ingresos por el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
- DPRLP a partir del 20 de enero de 2022, este segmento incluye las operaciones de DPRLP, cuyos resultados operativos y de desempeño son revisados actualmente por el Consejo de Administración de PEMEX de forma separada. DPRLP obtiene ingresos de la venta de destilados y gasolinas en el mercado de Estados Unidos de América.
- Comercializadoras se componen de PMI CIM, PMI NASA, PMI Trading, MGAS y GASOB las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.
- Corporativo se encarga de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría a las entidades del grupo.
- Otras compañías Subsidiarias se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, consultoría y servicios logísticos, así como asesoría económica, fiscal, jurídica, servicios de seguros a las compañías subsidiarias y otras compañías subsidiarias que realizan actividades industriales.

En la hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a 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 intersegmentos incluyen cifras no consolidadas. Como resultado, las filas presentadas a continuación podrían no sumar. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración de PEMEX considera para su análisis de toma de decisiones. Los segmentos de operación son presentados en la moneda de reporte de PEMEX.

**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 2023	Exploración y Producción	Transformación industrial	Logística	DPRL	Comercializadoras	Corporativo	Otras Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:									
Clientes externos	\$ 439,640,623	751,060,122	—	173,219,485	333,396,095	—	18,925,352	—	\$1,716,241,677
Intersementos	460,698,652	283,789,335	96,564,079	12,949,407	604,815,421	96,619,612	55,447,803	(1,610,884,309)	—
Ingresos por servicios	30,725	321,260	1,380,704	251	1,908,488	856	53,657	—	3,695,941
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	(2,353,077)	(25,568,713)	(612,906)	—	(191,786)	—	(71,036)	—	(28,797,518)
Costo de lo vendido	492,999,594	1,148,635,601	84,973,463	173,140,717	922,943,882	1,269,012	66,504,967	(1,509,793,447)	1,380,673,789
Rendimiento bruto	405,017,329	(139,033,597)	12,358,414	13,028,426	16,984,336	95,351,456	7,850,809	(101,090,862)	310,466,311
Gastos de distribución, transportación y venta	705,144	25,236,722	329,579	—	144,785	59,304	74,042	(10,757,343)	15,792,233
Gastos de administración	78,844,955	62,852,084	22,085,461	1,650,684	3,435,669	83,534,109	7,995,431	(90,281,862)	170,116,531
Otros ingresos	2,953,135	9,149,545	932,509	44,657	698,967	758,097	1,099,045	—	15,635,955
Otros gastos	10,101,486	5,666,808	590,957	24,893	145,621	987	766,407	(55,023)	17,242,136
Rendimiento (pérdida) de operación	318,318,879	(223,639,666)	(9,715,074)	11,397,506	13,957,228	12,515,153	113,974	3,366	122,951,366
Ingreso financiero	61,784,027	1,835,968	18,720,533	853,723	640,628	152,838,231	1,727,347	(220,190,080)	18,210,377
(Costo) financiero	126,967,447	25,908,568	387,557	161,067	5,561,753	210,105,849	3,265,856	(220,186,716)	152,171,381
Rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto	7,314,615	570,701	—	—	(116,640)	(7,096,450)	—	—	672,226
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	111,796,250	132,739,126	221,212	—	105,319	(11,196,911)	4,414,046	—	238,079,042
Rendimiento (pérdida) neta en negocios conjuntos y asociadas	35,221	37,688	28	—	18,149,561	68,641,910	17,074,729	(103,529,822)	409,315
Total de derechos, impuestos y otros	218,982,795	—	1,539,042	122,806	1,914,357	(2,510,630)	(49,089)	—	219,999,281
Rendimiento (pérdida) neta	\$ 153,298,750	(114,364,751)	7,300,100	11,967,356	25,259,986	8,106,714	20,113,329	(103,529,820)	\$ 8,151,664
Total del activo circulante	909,819,796	218,747,813	274,384,409	34,058,111	235,899,424	1,850,711,295	111,621,072	(3,096,701,174)	538,540,746
Total del activo no circulante	910,837,120	521,938,961	162,309,993	27,058,584	101,729,105	158,576,028	448,587,744	(566,102,945)	1,764,934,590
Total del pasivo circulante	629,264,289	1,161,203,831	89,855,544	10,696,459	182,349,198	2,071,859,608	75,119,615	(3,096,630,883)	1,123,717,661
Total del pasivo no circulante	1,727,159,904	625,142,251	83,574,554	3,191,749	1,247,810	1,590,289,886	58,281,618	(1,256,151,287)	2,832,736,485
Total de patrimonio (déficit)	(535,767,277)	(1,045,659,308)	263,264,304	47,228,487	154,031,521	(1,652,862,171)	426,807,583	689,978,051	(1,652,978,810)
Depreciación y amortización de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	115,208,527	11,087,095	5,999,033	2,259,734	285,737	565,065	2,150,085	—	137,555,276
Depreciación de derechos de uso	313,017	3,140,172	392,810	548,953	772,779	602,527	116,582	—	5,886,840
Costo neto del periodo de beneficios a los empleados	39,404,972	56,498,324	9,755,635	—	20,491	35,701,990	34,293	—	141,415,705
Ingresos por intereses ⁽¹⁾	183,459	832,721	40,720	423,942	172,028	11,109,036	1,269,666	—	14,031,572
Gasto por intereses ⁽²⁾	(721,838)	3,351,937	387,052	161,067	4,509,516	130,686,827	2,606,129	—	140,980,690

⁽¹⁾ Includido en Ingreso financiero.

⁽²⁾ Includido en costo financiero.

**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	Exploración y Producción	Transformación industrial	Logística	DPRL ⁽³⁾	Comercializadoras	Corporativo	Otras Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:									
Clientes externos	\$ 580,722,599	1,206,916,270	—	238,510,433	334,364,847	—	17,488,810	—	\$ 2,378,002,959
Intersegmentos	717,367,392	302,190,952	89,622,240	29,193,820	819,994,494	80,179,770	73,050,303	(2,111,598,971)	—
Ingresos por servicios	86,348	1,096,095	1,582,712	430,512	2,173,075	867	15,741	—	5,385,350
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto									
	(60,438,070)	(25,615,351)	2,121,045	—	394,355	—	—	—	(83,538,021)
Costo de lo vendido	599,574,788	1,577,012,772	78,006,637	243,355,903	1,146,203,099	1,188,124	83,905,905	(2,030,684,206)	1,698,563,022
Rendimiento (pérdida) bruto	638,163,481	(92,424,806)	15,319,360	24,778,862	10,723,672	78,992,513	6,648,949	(80,914,765)	601,287,266
Gastos de distribución y transportación									
	413,551	20,000,274	284,725	—	693,982	51,637	91,625	(5,230,758)	16,305,036
Gastos de administración									
	64,390,637	60,136,092	18,374,788	1,000,038	2,768,334	75,097,855	7,613,971	(75,502,649)	153,879,066
Otros ingresos									
	10,630,959	9,632,988	333,558	29,832	11,538,185	906,823	6,868,728	—	39,941,073
Otros gastos									
	21,104,328	665,656	(554,533)	1,550,862	925,859	770,526	1,409,589	(286,734)	25,585,553
Rendimiento (pérdida) de operación	562,885,924	(163,593,840)	(2,452,062)	22,257,794	17,873,682	3,979,318	4,402,492	105,376	445,458,684
Ingreso financiero	86,983,763	448,537	12,494,966	241,369	454,991	177,776,910	561,083	(251,733,654)	27,227,965
Costo financiero	150,663,974	31,341,752	545,053	1,381,250	3,389,376	222,446,318	1,544,435	(251,628,278)	159,683,880
(Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto									
	(12,618,664)	(27,846)	—	—	(1,870,306)	(8,346,135)	—	—	(22,862,951)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	104,112,481	27,124,384	112,618	—	(258,955)	(2,577,191)	1,176,753	—	129,690,090
Rendimiento (pérdida) neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras									
	(649,968)	(1,332,437)	(254)	—	22,757,389	149,613,112	43,949,040	(213,987,481)	349,401
Impuestos, derechos y otros									
	328,808,439	—	(6,962,217)	212,621	(504,023)	(2,412,355)	1,038,374	—	320,180,839
Rendimiento (pérdida) neto	\$ 261,241,123	(168,722,954)	16,572,432	20,905,292	36,071,448	100,412,051	47,506,559	(213,987,481)	\$ 99,998,470
Total de activo circulante	915,532,623	296,527,986	251,070,455	31,935,985	208,042,447	1,548,257,534	101,716,681	(2,825,188,933)	527,894,778
Total del activo no circulante	886,317,756	502,433,210	160,667,832	32,675,568	104,756,605	431,460,970	407,146,635	(807,795,310)	1,717,663,266
Total del pasivo circulante	519,212,766	1,078,322,279	79,817,063	10,287,103	163,897,630	1,856,611,334	46,619,334	(2,825,030,251)	929,737,258
Total del pasivo no circulante	1,968,555,771	614,563,455	75,200,326	4,153,387	513,730	1,891,640,785	42,864,055	(1,512,848,498)	3,084,643,011
Patrimonio (déficit)	(685,918,158)	(893,924,538)	256,720,899	50,171,062	148,387,691	(1,768,533,615)	419,379,927	704,894,507	(1,768,822,225)
Depreciación y amortización									
	113,656,994	15,173,731	5,938,265	2,457,584	350,789	554,672	1,639,780	—	139,771,815
Depreciación de derechos de uso									
	390,857	3,845,374	539,608	—	694,369	402,661	90,909	—	5,963,778
Costo neto del periodo de beneficios a los empleados									
	36,284,710	52,521,311	8,387,099	—	8,504	32,090,167	42,021	—	129,333,812
Ingresos por intereses									
⁽¹⁾	190,684	399,495	61,685	110,031	56,852	10,107,959	288,783	—	11,215,489
Gasto por intereses ⁽²⁾									
	(96,942)	4,083,467	532,791	1,362,760	2,978,799	129,328,297	1,338,907	—	139,528,079

⁽¹⁾ Includido en Ingreso financiero.

⁽²⁾ Includido en costo financiero.

⁽³⁾ A partir del 20 de enero de 2022, la información de DPRLP ahora se incluye como un segmento de negocio por separado.

**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	Exploración y Producción	Transformación industrial	Logística	Comercializadoras	Corporativo	Otras Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ 468,417,239	704,624,236	—	304,536,717	—	13,077,187	—	\$1,490,655,379
Intersegmentos	460,572,660	186,494,071	84,952,786	400,866,433	83,781,482	29,314,136	(1,245,981,568)	—
Ingresos por servicios	177,607	510,999	2,949,047	1,314,183	1,700	19,705	—	4,973,241
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	34,562,831	(32,153,192)	(3,161,108)	(459,126)	—	—	—	(1,210,595)
Costo de lo vendido	461,811,648	984,150,631	56,139,574	690,088,452	939,331	38,237,316	(1,164,716,250)	1,066,650,702
Rendimiento (pérdida) bruto	501,918,689	(124,674,517)	28,601,151	16,169,755	82,843,851	4,173,712	(81,265,318)	427,767,323
Gastos de distribución y transportación	308,466	16,967,684	121,109	1,349,800	(43,465)	155,920	(3,820,964)	15,038,550
Gastos de administración	68,609,035	55,094,836	18,926,235	2,102,321	77,099,162	6,014,313	(77,413,591)	150,432,311
Otros ingresos	8,374,912	4,547,927	238,613	649,315	3,152,076	637,623	—	17,600,466
Otros gastos	48,624,108	1,518,540	363,276	42,633	166,638	234,410	19,491	50,969,096
Rendimiento (pérdida) de operación	392,751,992	(193,707,650)	9,429,144	13,324,316	8,773,592	(1,593,308)	(50,254)	228,927,832
Ingreso financiero	74,733,941	294,144	6,285,126	389,888	168,666,374	234,490	(221,697,179)	28,906,784
Costo financiero	143,814,194	18,879,599	308,502	2,050,801	220,409,508	856,474	(221,747,431)	164,571,647
(Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto	(21,076,343)	(20,346)	—	(1,624,762)	(2,502,792)	—	—	(25,224,243)
(Pérdida) en cambios, neta	(33,902,009)	(5,627,711)	99	(21,490)	(5,185,616)	(938,323)	—	(45,675,050)
(Pérdida) rendimiento neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(452,617)	(1,900,487)	(118)	(423,658)	(246,891,433)	(10,206,963)	256,787,169	(3,088,107)
(Deterioro) de negocios conjuntos	—	—	—	(6,703,324)	—	—	—	(6,703,324)
Impuestos, derechos y otros	308,139,256	—	(68,168)	2,061,302	(3,017,215)	232,947	—	307,348,122
(Pérdida) rendimiento neto	\$ (39,898,486)	(219,841,649)	15,473,917	828,867	(294,532,168)	(13,593,525)	256,787,167	\$ (294,775,877)
Depreciación y amortización	108,323,352	16,271,506	5,867,292	266,764	926,413	1,776,038	—	133,431,365
Depreciación de derechos de uso	386,412	4,235,223	268,824	884,797	518,108	114,507	—	6,407,871
Costo neto del periodo de beneficios a los empleados	38,215,687	54,997,753	11,661,937	48,093	35,102,165	189,769	—	140,215,404
Ingresos por intereses ⁽¹⁾	175,149	245,596	46,414	105,464	14,060,450	83,330	—	14,716,403
Gasto por intereses ⁽²⁾	2,643,655	4,924,651	267,546	1,839,455	141,368,154	669,607	—	151,713,068

⁽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		
	2023	2022	2021
Ventas netas:			
En el país	\$ 948,666,739	\$ 1,192,714,214	\$ 762,114,551
Incentivo a los combustibles automotrices (ver notas 3-S y 7-E)	23,421	111,863,956	—
Total de ventas en el país	948,690,160	1,304,578,170	762,114,551
De exportación:			
Estados Unidos	607,923,932	847,736,491	503,358,963
Canadá, Centro y Sudamérica	1,093,586	3,946,692	2,888,992
Europa	67,857,986	77,239,046	69,011,487
Otros países	90,676,013	144,502,560	153,281,386
Total de ventas de exportación	767,551,517	1,073,424,789	728,540,828
Ingresos por servicios ⁽¹⁾	3,695,941	5,385,350	4,973,241
Total de ingresos	\$ 1,719,937,618	\$ 2,383,388,309	\$ 1,495,628,620

⁽¹⁾ Por los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 los ingresos por servicios prestados en mercado nacional, representaron el 99%, 85% y 99%, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, PEMEX cuenta con activos de larga duración significativos fuera de México por \$24,807,695 y \$29,840,282, provenientes del segmento DPRLP (ver nota 12-B).

Ingresos por producto –

	31 de diciembre		
	2023	2022	2021
Nacionales:			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinás)	\$ 855,627,607	\$1,155,023,948	\$ 622,091,842
Gas	67,445,129	123,754,373	113,103,547
Productos petroquímicos	25,617,424	25,799,849	26,919,162
Total ventas en el país	948,690,160	1,304,578,170	762,114,551
Exportación:			
Petróleo crudo	449,141,116	583,740,941	468,219,964
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinás)	116,419,672	445,703,884	172,389,717
Gas	31,786,691	17,429,517	76,144,006
Productos petroquímicos	170,204,038	26,550,447	11,787,141
Total ventas exportación	\$ 767,551,517	\$1,073,424,789	\$ 728,540,828

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

7. INGRESOS

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 los ingresos se integran como se muestra a continuación:

A. Desagregación de los Ingresos

Por el año terminado el 31 de diciembre de:	Exploración y Producción	Transformación industrial	Logística	DPRL ⁽¹⁾	Comercializadoras	Corporativo	Otras Compañías Subsidiarias	Total
Principales mercados								
2023								
Estados Unidos	\$ 296,391,618	—	—	173,219,736	134,750,470	—	2,266,722	\$ 606,628,546
Otros países	79,526,182	—	—	—	12,068,575	—	174,843	91,769,600
Europa	63,582,520	—	—	—	5,571,102	—	—	69,153,622
Local	171,028	751,357,961	1,380,704	—	182,914,436	856	16,537,444	952,362,429
Incentivo complementario de ventas nacionales ⁽²⁾	—	23,421	—	—	—	—	—	23,421
Suma	\$ 439,671,348	751,381,382	1,380,704	173,219,736	335,304,583	856	18,979,009	\$ 1,719,937,618
2022								
Estados Unidos	\$ 370,279,490	—	—	238,940,945	237,373,418	—	1,573,151	\$ 848,167,004
Otros países	137,931,414	—	—	—	6,861,495	—	3,656,343	148,449,252
Europa	72,285,406	—	—	—	4,953,641	—	—	77,239,047
Local	312,637	1,096,148,409	1,582,712	—	87,349,368	867	12,275,057	1,197,669,050
Incentivo complementario de ventas nacionales ⁽²⁾	—	111,863,956	—	—	—	—	—	111,863,956
Suma	\$ 580,808,947	1,208,012,365	1,582,712	238,940,945	336,537,922	867	17,504,551	\$ 2,383,388,309
2021								
Estados Unidos	\$ 258,726,545	—	—	—	240,012,752	—	4,619,666	\$ 503,358,963
Otros países	141,904,248	—	—	—	13,141,852	—	1,124,425	156,170,525
Europa	67,589,171	—	—	—	1,422,317	—	—	69,011,488
Local	374,882	705,135,235	2,949,047	—	51,273,979	1,700	7,352,801	767,087,644
Suma	\$ 468,594,846	705,135,235	2,949,047	—	305,850,900	1,700	13,096,892	\$ 1,495,628,620
Principales productos o servicios								
2023								
Petróleo Crudo	\$ 439,500,320	—	—	—	9,640,797	—	—	\$ 449,141,117
Gas	140,303	63,518,907	—	4,170,270	31,402,341	—	—	99,231,821
Petrolíferos	—	678,384,156	—	1,350,729	292,288,972	—	—	972,023,857
Incentivo complementario de ventas nacionales ⁽²⁾	—	23,421	—	—	—	—	—	23,421
Otros Productos	—	9,133,638	—	167,698,486	63,985	—	18,925,352	195,821,461
Servicios	30,725	321,260	1,380,704	251	1,908,488	856	53,657	3,695,941
Suma	\$ 439,671,348	751,381,382	1,380,704	173,219,736	335,304,583	856	18,979,009	\$ 1,719,937,618
2022								
Petróleo Crudo	\$ 580,496,310	—	—	—	3,244,632	—	—	\$ 583,740,942
Gas	226,289	122,981,393	—	12,419,661	104,994,293	—	—	240,621,636
Petrolíferos	—	959,816,508	—	210,402,816	225,508,913	—	—	1,395,728,237
Incentivo complementario de ventas nacionales ⁽²⁾	—	111,863,956	—	—	—	—	—	111,863,956
Otros Productos	—	12,254,413	—	15,687,956	617,009	—	17,488,810	46,048,188
Servicios	86,348	1,096,095	1,582,712	430,512	2,173,075	867	15,741	5,385,350
Suma	\$ 580,808,947	1,208,012,365	1,582,712	238,940,945	336,537,922	867	17,504,551	\$ 2,383,388,309

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por el año terminado el 31 de diciembre de:	Exploración y Producción	Transformación industrial	Logística	DPRL ⁽¹⁾	Comercializadoras	Corporativo	Otras Compañías Subsidiarias	Total
2021								
Petróleo Crudo	\$ 468,219,964	—	—	—	—	—	—	\$ 468,219,964
Gas	197,275	112,906,272	—	—	76,144,006	—	—	189,247,553
Petrólíferos	—	572,490,831	—	—	221,990,729	—	—	794,481,560
Otros Productos	—	19,227,133	—	—	6,401,982	—	13,077,187	38,706,302
Servicios	177,607	510,999	2,949,047	—	1,314,183	1,700	19,705	4,973,241
Suma	\$ 468,594,846	705,135,235	2,949,047	—	305,850,900	1,700	13,096,892	\$ 1,495,628,620
Reconocimiento del ingreso								
2023								
En un punto en el tiempo	\$ 439,640,623	727,928,413	1,380,704	173,219,486	333,396,095	—	18,925,352	\$ 1,694,490,673
A través del tiempo	30,725	23,452,969	—	250	1,908,488	856	53,657	25,446,945
Suma	\$ 439,671,348	751,381,382	1,380,704	173,219,736	335,304,583	856	18,979,009	\$ 1,719,937,618
2022								
En un punto en el tiempo	\$ 580,722,599	1,150,738,488	1,582,712	238,510,433	334,364,846	—	17,488,810	\$ 2,323,407,888
A través del tiempo	86,348	57,273,877	—	430,512	2,173,076	867	15,741	59,980,421
Suma	\$ 580,808,947	1,208,012,365	1,582,712	238,940,945	336,537,922	867	17,504,551	\$ 2,383,388,309
2021								
En un punto en el tiempo	\$ 468,417,239	651,854,339	2,949,047	—	304,536,717	—	13,077,187	\$ 1,440,834,529
A través del tiempo	177,607	53,280,896	—	—	1,314,183	1,700	19,705	54,794,091
Suma	\$ 468,594,846	705,135,235	2,949,047	—	305,850,900	1,700	13,096,892	\$ 1,495,628,620

⁽¹⁾ A partir del 20 de enero de 2022, la información de DPRLP se incluye como un segmento de negocio.

⁽²⁾ Ver Nota 3-S e inciso E. más abajo en esta misma nota.

Naturaleza, obligación de desempeño y reconocimiento de los ingresos en el tiempo

Los ingresos se miden con base en la contraprestación especificada en un contrato con un cliente. PEMEX reconoce los ingresos cuando transfiere 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 las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos.

**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 petróleo crudo	<p>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").</p> <p>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.</p> <p>El precio del producto se determina con base en una fórmula de componentes del mercado y con respecto al crudo vendido.</p>	<p>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.</p> <p>Para las ventas de petróleo crudo del mercado internacional, los ingresos se reconocen con un precio provisional, que se somete a ajustes posteriores hasta que el producto haya llegado al puerto de destino. En algunos casos, puede haber un período de hasta dos meses para determinar el precio de venta final, cuando se trata de ventas al mercado europeo, Medio Oriente y Asia.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, retrasos en el embarque, etc.</p>
Venta de petrolíferos	<p>En la venta de productos petrolíferos, solo existe una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.</p> <p>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 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 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.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, etc. Las facturas son generalmente pagaderas dentro de 30 días.</p>

**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>Solo 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 e 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 transporte pueden incluirse en el precio de venta del producto, y se consideran parte de una única obligación de desempeño dado que el transporte se realiza antes de que se transfiera el control.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando la compensación variable como reclamaciones de calidad y volumen, etc. Las facturas son generalmente 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 almacenamiento, pueden existir más de una obligación de desempeño, dependiendo del término del servicio.</p> <p>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 del producto, por consiguiente, se incluye dentro de la venta del producto. El precio de la transacción es el establecido al momento de la venta junto con la estimación de las contraprestaciones variables, es decir, capacidad, penalizaciones o nominaciones por encima de la base firme, también existen cláusulas de ajustes por reclamaciones 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 reclamaciones por 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 2023 y 2022 se tienen saldos de cuentas por cobrar derivadas de contratos con clientes por \$111,394,431 y \$107,117,145, respectivamente (ver Nota 10). Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, los anticipos de clientes por \$34,114,306 y \$39,465,014, 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 2023 y 2022 fueron \$1,671,631 y \$4,530,614, 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

Actividades de Rusia en Ucrania y la desestabilización relacionada de los mercados energéticos mundiales

Los precios del petróleo y el gas natural siguen siendo extremadamente volátiles como resultado de conflicto militar en curso, que incluyen a Rusia y Ucrania, el conflicto de Gaza e interrupciones a las operaciones de transporte marítimo en el Mar Rojo. 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, OPEP + 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 precios del petróleo y el gas han disminuido y podrían continuar disminuyendo debido a factores fuera del control de PEMEX, incluidos los eventos geopolíticos.

Durante 2023 el precio de la mezcla de exportación del crudo mexicano disminuyó en U.S.\$ 20.76 o un 23.5%, de U.S.\$ 88.41 por barril en 2022 a U.S.\$ 67.65 por barril en 2023, lo cual se vio reflejado en la disminución en el valor de las ventas de PEMEX.

Las ventas totales disminuyeron 27.8% o \$663,450,691 en 2023, de \$2,383,388,309 en 2022 a \$1,719,937,618 en 2023, debido principalmente a una disminución en los precios de venta de gasolina, diésel, combustóleo, turbosina, gas natural y líquidos de gas natural.

Durante 2022 el precio de la mezcla de exportación del crudo mexicano se incrementó en U.S.\$ 22.56 o un 34.3%, de U.S.\$ 65.85 por barril en 2021 a U.S.\$ 88.41 por barril en 2022, lo cual se vio reflejado en el aumento en el valor de las ventas de PEMEX.

E. Incentivo complementario de ventas nacionales

El 4 de marzo de 2022, el Gobierno Mexicano publicó un decreto en el Diario Oficial de la Federación en el que se establece el incentivo complementario, mediante el cual PEMEX recuperará la diferencia entre el precio de referencia internacional de gasolina y el precio al que se comercializa en el mercado nacional con vigencia al 31 de diciembre 2024. Por los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, el incentivo complementario fue de \$23,421 y \$111,863,956, respectivamente 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-s).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

8. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

A. Clasificación contable y de valor razonable

Las tablas que se muestran a continuación, 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 2023 y 2022. 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.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, no es necesaria la revelación del valor razonable de los pasivos por arrendamiento.

Saldos al 31 de diciembre de 2023	Valor en libros				Jerarquía de valor razonable					
	Valor razonable con cambios en resultados	Valor razonable con cambios en otro resultado integral – instrumentos de deuda	Valor razonable con cambios en otro resultado integral – instrumentos de patrimonio	Activos financieros a costo amortizado	Otros pasivos financieros	Total Valor en libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	9,926,384	—	—	—	—	9,926,384	—	9,926,384	—	9,926,384
Instrumentos de patrimonio ⁽¹⁾	—	—	552,355	—	—	552,355	—	552,355	—	552,355
Total	9,926,384	—	552,355	—	—	10,478,739				
Activos financieros no medidos a valor razonable										
Efectivo y equivalentes de efectivo	—	—	—	68,747,376	—	68,747,376	—	—	—	—
Clientes	—	—	—	111,394,431	—	111,394,431	—	—	—	—
Funcionarios y empleados	—	—	—	5,633,492	—	5,633,492	—	—	—	—
Deudores diversos	—	—	—	35,253,635	—	35,253,635	—	—	—	—
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	—	—	—	1,854,803	—	1,854,803	—	—	—	—
Documentos por cobrar	—	—	—	1,179,706	—	1,179,706	—	—	—	—
Bonos del Gobierno Federal	—	—	—	64,132,418	—	64,132,418	62,731,992	—	—	62,731,992
Otros activos	—	—	—	6,109,398	—	6,109,398	—	—	—	—
Total	—	—	—	294,305,259	—	294,305,259				
Pasivos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	(36,494,962)	—	—	—	—	(36,494,962)	—	(36,494,962)	—	(36,494,962)
Total	(36,494,962)	—	—	—	—	(36,494,962)				
Pasivos financieros no medidos a valor razonable										
Proveedores	—	—	—	—	(368,345,849)	(368,345,849)	—	—	—	—
Cuentas y gastos por pagar	—	—	—	—	(83,646,764)	(83,646,764)	—	—	—	—
Pasivo por arrendamiento	—	—	—	—	(41,848,333)	(41,848,333)	—	—	—	—
Deuda	—	—	—	—	(1,794,470,357)	(1,794,470,357)	—	(1,577,509,797)	—	(1,577,509,797)
Total	—	—	—	—	(2,288,311,303)	(2,288,311,303)				

⁽¹⁾ 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)

	Valor en libros					Jerarquía de valor razonable				
	Valor razonable con cambios en resultados	Valor razonable con cambios en otro resultado integral – instrumentos de deuda	Valor razonable con cambios en otro resultado integral – instrumentos de patrimonio	Activos financieros a costo amortizado	Otros pasivos financieros	Total Valor en libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos										
financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	12,755,568	—	—	—	—	12,755,568	—	12,755,568	—	12,755,568
Instrumentos de patrimonio (1)	—	—	370,317	—	—	370,317	—	370,317	—	370,317
Total	12,755,568	—	370,317	—	—	13,125,885				
Activos financieros no medidos a valor razonable										
Efectivo y equivalentes de efectivo	—	—	—	64,414,511	—	64,414,511	—	—	—	—
Clientes	—	—	—	107,117,145	—	107,117,145	—	—	—	—
Funcionarios y empleados	—	—	—	4,965,645	—	4,965,645	—	—	—	—
Deudores financieros	—	—	—	40,074,758	—	40,074,758	—	—	—	—
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	—	—	—	2,043,966	—	2,043,966	—	—	—	—
Documentos por cobrar	—	—	—	1,334,126	—	1,334,126	—	—	—	—
Bonos del Gobierno Federal	—	—	—	110,179,517	—	110,179,517	108,062,414	—	—	108,062,414
Otros activos	—	—	—	4,602,021	—	4,602,021	—	—	—	—
Total	—	—	—	334,731,689	—	334,731,689				
Pasivos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	(22,242,056)	—	—	—	—	(22,242,056)	—	(22,242,056)	—	(22,242,056)
Total	(22,242,056)	—	—	—	—	(22,242,056)				
Pasivos financieros no medidos a valor razonable										
Proveedores	—	—	—	—	(282,245,250)	(282,245,250)	—	—	—	—
Cuentas y gastos por pagar	—	—	—	—	(81,808,426)	(81,808,426)	—	—	—	—
Pasivo por arrendamiento	—	—	—	—	(51,131,575)	(51,131,575)	—	—	—	—
Deuda	—	—	—	—	(2,091,463,996)	(2,091,463,996)	(1,853,421,785)	—	—	(1,853,421,785)
Total	—	—	—	—	(2,506,649,247)	(2,506,649,247)				

(1) 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 2023 y 2022, PEMEX tiene activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera como se indica a continuación:

31 de diciembre 2023					
Importe de moneda extranjera					
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	11,165,312	144,817,311	(133,651,999)	16.9220	\$ (2,261,659,127)
Euros	4,472	8,068,957	(8,064,485)	18.6963	(150,776,031)
Libras esterlinas	4,684	453,213	(448,529)	21.5646	(9,672,348)
Yenes japoneses	—	80,102,726	(80,102,726)	0.1200	(9,612,327)
Francos suizos	—	245	(245)	20.1101	(4,927)
					\$ (2,431,724,760)

31 de diciembre 2022					
Importe de moneda extranjera					
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	10,362,175	111,567,112	(101,204,937)	19.4143	\$ (1,964,823,008)
Euros	2,464	10,143,850	(10,141,386)	20.7083	(210,010,864)
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)
Francos suizos	—	365,554	(365,554)	20.9791	(7,668,994)
					\$ (2,209,109,044)

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 y asociadas, 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 y asociadas.
- Nota 15, Bonos del Gobierno Federal, documentos por cobrar a largo plazo, y otros activos
- Nota 16, Deuda
- Nota 17, Arrendamientos
- Nota 18, Instrumentos financieros derivados

b. Jerarquía de valor razonable

PEMEX valúa el valor razonable de sus instrumentos financieros bajo metodologías estándar comúnmente aplicadas en los mercados financieros. Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX se encuentran clasificados en los tres niveles de la jerarquía de valor razonable, tomando como base la descripción que a continuación se presenta.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los valores razonables determinados por insumos del 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 éstos.

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 2023 y 2022, se integran por:

	2023	2022
Efectivo y bancos ⁽¹⁾	\$ 45,728,321	\$ 41,316,304
Inversiones de inmediata realización ⁽²⁾	23,019,055	23,098,207
Total de efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 68,747,376	\$ 64,414,511

⁽¹⁾ El rubro de efectivo y bancos se integran principalmente por bancos.

⁽²⁾ El rubro de inversiones de inmediata realización está integrado principalmente por inversiones gubernamentales a corto plazo.

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

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, se integran como se muestran a continuación:

A. Clientes

	2023	2022
Clientes en el país	\$ 79,069,658	\$ 69,979,713
Clientes en el extranjero	32,324,773	37,137,432
Total de cuentas por cobrar, neto	\$ 111,394,431	\$ 107,117,145

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.

En la hoja siguiente, se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2023 y 2022, así como el saldo deteriorado:

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Clientes en el país	
	2023	2022
Saldo no vencido	\$ 77,163,100	\$ 68,957,994
1-30 días	2,951,072	1,386,538
31-60 días	222,775	876,493
61-90 días	268,165	527,907
más 91 días	7,216,946	3,868,537
Total	87,822,058	75,617,469
Saldo deteriorado	(8,752,400)	(5,637,756)
Total clientes en el país, neto	\$ 79,069,658	\$ 69,979,713

	Clientes en el extranjero	
	2023	2022
Saldo no vencido	\$ 27,530,400	\$ 34,697,823
1-30 días	3,470,255	1,186,553
31-60 días	615,237	15,010
61-90 días	12,267	6,117
más 91 días	864,160	1,422,708
Total	32,492,319	37,328,211
Saldo deteriorado	(167,546)	(190,779)
Total de clientes en el extranjero, neto	\$ 32,324,773	\$ 37,137,432

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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		
	2023	2022	2021
Saldo al inicio del año	\$ (5,637,756)	\$ (3,459,063)	\$ (1,182,729)
Deterioro en cuentas por cobrar	(3,114,644)	(2,178,693)	(2,276,334)
Saldo al final	\$ (8,752,400)	\$ (5,637,756)	\$ (3,459,063)

	Clientes en el extranjero		
	2023	2022	2021
Saldo al inicio del año	\$ (190,779)	\$ (282,917)	\$ (211,363)
(Incrementos) cancelaciones	1,320	143,689	(72,761)
Efectos por conversión	21,913	(51,551)	1,207
Saldo al final	\$ (167,546)	\$ (190,779)	\$ (282,917)

**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 a de riesgo crediticio con base a datos que son determinados para predecir el riesgo de pérdida (incluidos, entre otros, estados financieros auditados, la administración de las cuentas y proyecciones de flujo de efectivo, e información disponible sobre los clientes) y aplicando el juicio del crédito experimentado. Las calificaciones de riesgo crediticio se definen utilizando factores cualitativos y cuantitativos que indican el riesgo de 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 2023, el porcentaje de pérdida de crédito esperada para las cuentas por cobrar obtenido para cada Entidad Subsidiaria y compañía subsidiaria fue: Pemex Transformación Industrial 5.75%, Pemex Corporativo 4.60%, Pemex Logística 1.30%, PMI CIM 0.16% y PMI TRD 0.07%. 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%.

El monto de (deterioro) de clientes nacionales y extranjeros cargado al estado de resultados en 2023, 2022 y 2021 fue de \$3,113,324, \$2,035,004, y \$2,349,095 respectivamente.

B. Otras cuentas por cobrar financieras y no financieras

	2023	2022
Otras cuentas por cobrar financieras:		
Deudores diversos ⁽¹⁾	\$ 35,253,635	\$ 40,074,758
Funcionarios y empleados	5,633,492	4,965,645
Total de otras cuentas por cobrar financieras	\$ 40,887,127	\$ 45,040,403
Otras cuentas por cobrar no financieras:		
Impuestos por recuperar y anticipo de impuestos	\$ 155,336,028	\$ 44,597,094
Impuesto Especial Sobre Producción a favor (acreditable)	2,603,657	75,213,134
Otras	5,139,993	2,911,791
Total de activos otras cuentas por cobrar no financieros	\$ 163,079,678	\$ 122,722,019

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluye deterioro de \$827,739 y \$251,086, respectivamente.

11. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	2023	2022
Refinados y petroquímicos	\$ 51,455,826	\$ 60,838,241
Productos en tránsito	25,510,618	25,345,696
Petróleo crudo	28,428,427	32,971,427
Materiales y accesorios en almacenes	5,870,013	6,171,040
Materiales en tránsito	610,928	393,964
Gas y condensados	160,180	298,029
	\$ 112,035,992	\$ 126,018,397

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En el ejercicio 2023, 2022 y 2021, inventarios por \$765,038,494, \$1,115,363,647 y \$500,000,961, respectivamente, fueron reconocidos como parte del costo de ventas.

12. INVERSIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS Y ASOCIADAS

A. Las inversiones en negocios conjuntos y asociadas al 31 de diciembre de 2023 y 2022, se integran como se muestra a continuación:

	Porcentaje de participación	31 de diciembre	
		2023	2022
Sierrita Gas Pipeline LLC	35.00%	\$ 879,616	\$ 1,051,626
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%	354,691	410,097
Texas Frontera, LLC.	50.00%	178,421	185,967
CH4 Energía, S. A. de C.V.	50.00%	183,648	170,188
Administración del Sistema Portuario Nacional Dos Bocas, S. A. de C.V.	40.00%	74,529	91,537
Otros, neto	Various	183,898	134,551
		\$ 1,854,803	\$ 2,043,966

Participación en los resultados de negocios conjuntos y asociados:

	31 diciembre		
	2023	2022	2021
Deer Park Refining Limited Partnership ⁽¹⁾⁽²⁾	\$ —	\$ —	\$ (3,374,314)
Administración del Sistema Portuario Nacional Dos Bocas, S. A. de C.V.	(17,008)	(18,807)	(97,809)
Sierrita Gas Pipeline, LLC.	185,027	188,329	200,260
Frontera Brownsville, LLC.	3,369	18,632	34,670
CH4 Energía, S. A. de C.V.	44,960	39,367	32,983
Texas Frontera, LLC.	32,956	19,321	20,892
Otros, neto	160,011	102,559	95,211
Rendimiento (pérdida) neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos y compañías asociadas	\$ 409,315	\$ 349,401	\$ (3,088,107)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2021 se reconoció un deterioro en Deer Park por \$6,703,324 (ver Nota 12-B).

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

**Petróleos Mexicanos,
Empresas 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 2023 y 2022 y los estados de resultados condensados por los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

i. Negocio conjunto

Estados condensados de situación financiera	
Deer Park Refining Limited	
	Diciembre 31, 2021 ⁽¹⁾
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 16,961
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	20,056,315
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 diciembre 2021 ⁽¹⁾
Ventas y otros ingresos	\$ 10,706,417
Costos y gastos	12,539,324
Depreciación y amortización	4,223,056
Interés pagado	684,673
Impuestos	8,660
Resultado neto	\$ (6,749,296)

⁽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 neta del ejercicio.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ii. Asociadas

Estados condensados de situación financiera			
Sierrita Gas Pipeline, LLC			
	31 diciembre		
	2023	2022	
Total de activos circulantes	\$ 109,299	\$ 144,229	
Total de activos no circulantes	2,465,298	2,992,861	
Total de activos	2,574,597	3,137,090	
Total de pasivo circulante	61,410	132,444	
Total de pasivo	61,410	132,444	
Total de capital	2,513,188	3,004,646	
Total de pasivo y capital	\$ 2,574,598	\$ 3,137,090	

Estados condensados de resultados				
Sierrita Gas Pipeline, LLC				
	31 diciembre			
	2023	2022	2021	
Ingresos	\$ 832,108	\$ 949,075	\$ 957,549	
Costos y gastos	303,460	410,993	385,376	
Resultado neto	\$ 528,648	\$ 538,082	\$ 572,173	

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

Negocio conjunto

- Deer Park. 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 funcionamiento del acuerdo los participantes tenían derecho sobre los activos netos en la proporción de su participación. Este acuerdo calificaba como un negocio conjunto y se contabilizaba bajo el método de participación.

El monto de la inversión de Deer Park al 31 de diciembre de 2021 era de \$6,703,324 que representaba el 49.995% de participación de 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, considerando los problemas de liquidez que tenía el negocio al cierre de 2020.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El apoyo de los socios permitió sostener la operación de la refinería. Durante 2021, se presentaron tres efectos con impacto material sobre los resultados:

- a. Bajos márgenes de refinación como resultado de la baja demanda a nivel internacional por el impacto de la pandemia.
- b. Suspensión de operaciones derivada de la tormenta invernal. En febrero de 2021, las industrias situadas dentro de la zona de Texas fueron afectadas por fuertes nevadas. En la refinería Deer Park este escenario resultó en un paro total de emergencia, restaurándose las actividades hacia la última semana de marzo de 2021. Sin embargo, fue necesario ejecutar actividades de reparación que finalizaron en noviembre de 2021.
- c. Incremento en el costo de las obligaciones de mezclado de renovables del programa “Renewable Fuel Standard”, establecido por la *Environmental Protection Agency* de los Estados Unidos de América, que exige el mezclado de productos renovables en los combustibles de transporte, originando un mayor precio de “*Renewal Identification Numbers*”.

Adquisición del negocio conjunto

Ver política contable en la nota 3-A(i) Combinaciones de negocios y (v) Inversiones contabilizadas bajo el método de participación, de los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Como resultado de lo mencionado anteriormente, se identificaron indicios de deterioro y al cierre del ejercicio 2021, se realizaron pruebas de deterioro sobre el monto de la inversión reconocido en Deer Park, resultando en un deterioro por el monto total de la inversión al 31 de diciembre de 2021 por \$6,703,324 el cual se presenta en un rubro por separado dentro del Estado de Resultados Integrales.

En esta transacción observable, se pactó como valor justo de Deer Park el valor de la deuda, hasta por un monto de U.S. \$1,192,000, es decir, \$596,000, equivalente al 50.005%.

El 20 de enero de 2022, PMI SUS adquirió el 50.005% restante de la participación en Deer Park a través del acuerdo de compra celebrado con Shell. Mediante esta operación PEMEX adquirió de forma indirecta el control sobre Deer Park. Como resultado de esta adquisición, esta compañía es ahora consolidada en los estados financieros de PEMEX. A partir del 20 de enero de 2022, el modelo de negocio de DPRLP se modificó, de una compañía que obtiene ingresos por servicios de procesamiento de petróleo crudo a una compañía que compra y procesa petróleo crudo y vende gasolinas y 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, autorizó la capitalización de Petróleos Mexicanos a HHS y HPE hasta por el monto recibido del *Fondo Nacional de Infraestructura* (“FONADIN”) como una aportación financiera no recuperable, a efecto de que HHS y HPE, a su vez, capitalicen a PMI NASA y PMI SUS. Estas capitalizaciones 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 \$23,000,000 (U.S.\$1,127,285). Adicionalmente, PEMEX contrató un préstamo del cual se dispuso la cantidad de \$8,974,406 (U.S.\$436,000) con vencimiento en un año.

Para el reconocimiento de esta transacción, PEMEX está aplicando el método de compra de acuerdo con la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 3 “Combinaciones de Negocios”, contabilizando la transacción como una adquisición en etapas. La empresa adquirida incluyó en los activos identificables a la fecha de adquisición de DPRLP insumos (Propiedades, plantas y equipo e inventarios, principalmente), procesos productivos y mano de obra. PEMEX ha determinado que, en conjunto, los insumos y procesos adquiridos contribuyen significativamente a la capacidad de generar ingresos. PEMEX ha concluido que el conjunto adquirido es un negocio.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en 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 lo 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 de DPRLP con socios		3,496,054		171,350
Total de la contraprestación pagada en efectivo	\$	30,382,863	U.S.\$	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 (\$1,227,383 o U.S.\$60,157 en efectivo, y \$5,436,420 o U.S.\$266,452 con contribuciones al patrimonio), de los cuales Deer Park 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 PMI 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 periodo.

Gastos de Adquisición.

Los gastos erogados para la adquisición del 50.005% de la participación de Deer Park ascendieron a \$145,937 (U.S.\$7,091), reconocidos en el rubro de gastos de administración ganancias y pérdidas aplicables al periodo.

Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos

La siguiente tabla resume el valor razonable de los activos identificables adquiridos, incluyendo el valor reconocido de la participación de PEMEX previo a la compra:

Efectivo y equivalentes de efectivo	\$	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		29,669,961		1,454,196
Total de activos identificables adquiridos	\$	38,317,854	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 ganga como sigue:

Total de la contraprestación transferida	\$	37,046,666	U.S.\$	1,815,746
Valor razonable de los activos netos identificables adquiridos		(38,317,854)		(1,878,050)
Ganancia a precio de ganga	\$	(1,271,188)	U.S.\$	(62,304)

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

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. \$62,304 (\$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

- Sierrita 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.
- Frontera Brownsville, LLC. A partir del 1 de abril de 2011, PMI SUS llevó a cabo un acuerdo conjunto, con TransMontaigne Operating Company L.P para tomar Frontera Brownsville (TransMontaigne). Dicha compañía fue constituida en Delaware, Estados Unidos de América, para poseer y operar ciertas instalaciones para el almacenamiento, acabado 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 refinado. PMI SUS, dueña del 50% de las acciones de la compañía, llevó a cabo un acuerdo conjunto con Magellan OLP, 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 del Sistema Portuario Nacional Dos Bocas, S.A de C.V. (antes 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2022 y 2023.

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción (1)	Terrenos	Total
Inversión											
Saldos al 1 de enero de 2022	\$ 951,486,189	13,548,596	495,475,879	1,487,962,570	70,711,580	415,885,213	49,310,555	28,534,437	253,435,510	44,765,993	\$ 3,811,116,522
Adquisiciones	40,285,196	1,541,647	5,773,938	32,895,095	1,011,404	3,070,302	1,625,384	5,174,068	256,362,994	8,494,138	356,234,166
Reclasificaciones	44,338,725	—	2,137,001	1,972,298	410,847	2,859,195	(2,483,052)	(4,580,377)	4,805,227	—	49,459,864
Capitalizaciones	30,301,243	—	13,363,116	71,078,360	2,330,895	3,353,495	3,449,069	1,136,196	(125,429,126)	416,752	—
Bajas	(6,351,833)	(249,248)	(22,967,437)	(7,500,609)	(71,787)	(4,804,995)	(560,452)	(706,237)	(3,646,240)	(402,694)	(47,261,532)
Efecto de conversión	(6,222,641)	—	(98,865)	—	(527,227)	—	(531,847)	(260,670)	(11,502,781)	(148,894)	(19,292,925)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	\$ 1,053,836,879	14,840,995	493,683,632	1,586,407,714	73,865,712	420,363,210	50,809,657	29,297,417	374,025,584	53,125,295	\$ 4,150,256,095
Adquisiciones (2)	24,218,720	5,271,100	4,266,300	36,368,940	24,280	2,164,860	2,564,910	3,447,500	249,698,512	140,930	328,166,052
Reclasificaciones	3,396,480	—	103,670	2,967,760	(197,220)	(2,648,540)	(246,280)	1,000	3,855,890	—	7,232,760
Capitalizaciones	15,580,570	—	15,121,590	71,789,810	1,739,570	7,966,840	1,119,100	883,390	(114,200,870)	—	—
Bajas	(8,316,930)	(1,198,300)	(21,457,210)	(2,321,630)	(52,680)	(2,587,350)	(611,940)	(78,490)	(1,360,990)	(37,300)	(38,022,820)
Efecto por conversión	(17,728,270)	—	(273,420)	—	(1,423,660)	—	(90,310)	(562,380)	(31,513,360)	(340,630)	(51,932,030)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	\$ 1,070,987,449	18,913,795	491,444,562	1,695,212,594	73,956,002	425,259,020	53,545,137	32,988,437	480,504,766	52,888,295	\$ 4,395,700,057
Depreciación y amortización acumulada											
Saldos al 1 de enero de 2022	\$ (682,489,735)	(6,281,568)	(236,437,335)	(1,182,871,028)	(45,856,045)	(264,074,556)	(44,695,207)	(15,059,962)	(58,818,479)	—	\$(2,536,583,915)
Depreciación y amortización	(37,384,421)	(547,660)	(15,409,615)	(65,167,740)	(1,830,509)	(15,680,102)	(2,852,884)	(898,884)	—	—	(139,771,815)
Reclasificaciones	(42,182,309)	—	(2,841,608)	(760,459)	(410,767)	(3,870,692)	734,738	(150,676)	21,909	—	(49,459,864)
(Deterioro)	(108,615,658)	—	(31,883,718)	(41,479,729)	(23,573)	(33,606,850)	(18,121)	(4,244)	(1,937,358)	—	(217,569,251)
Reversa de deterioro	73,048,067	—	11,943,309	25,541,788	—	20,099,267	—	—	3,398,799	—	134,031,230
Bajas	4,535,971	235,584	10,140,565	4,631,085	67,940	2,940,843	549,592	436,631	—	—	23,538,211
Efecto por conversión	3,644,232	—	46,887	—	256,458	—	349,479	13,103	—	—	4,310,159
Saldos al 31 de diciembre de 2022	\$ (789,443,853)	(6,593,644)	(264,441,515)	(1,260,106,083)	(47,796,496)	(294,192,090)	(45,932,403)	(15,664,032)	(57,335,129)	—	\$(2,781,505,245)
Depreciación y amortización	(33,219,850)	(714,350)	(12,824,020)	(73,618,580)	(1,858,330)	(12,164,310)	(1,645,720)	(1,510,116)	—	—	(137,555,276)
Reclasificaciones	45,407,770	—	(46,118,320)	(6,926,040)	327,930	109,160	(12,330)	74,390	(95,320)	—	(7,232,760)
(Deterioro)	(45,202,986)	—	(22,452,490)	(55,380,990)	—	(26,134,930)	—	—	(4,808,840)	—	(153,980,236)
Reversa de deterioro	19,244,900	—	18,153,170	52,926,380	23,570	29,485,650	10,100	33,078	5,305,870	—	125,182,718
Bajas	7,510,670	411,410	18,624,270	1,216,350	41,730	2,064,410	587,800	55,608	—	—	30,512,248
Efecto por conversión	10,150,720	—	196,130	—	693,390	—	57,640	102,780	—	—	11,200,660
Saldos al 31 de diciembre de 2023	\$ (785,552,629)	(6,896,584)	(308,862,775)	(1,341,888,963)	(48,568,206)	(300,832,110)	(46,934,913)	(16,908,292)	(56,933,419)	—	\$(2,913,377,891)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2022											
\$ 264,393,026	8,247,351	229,242,117	326,301,631	26,069,216	126,171,120	4,877,254	13,633,385	316,690,455	53,125,295	\$ 1,368,750,850	
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2023											
\$ 285,434,820	12,017,211	182,581,787	353,323,631	25,387,796	124,426,910	6,610,224	16,080,145	423,571,347	52,888,295	\$ 1,482,322,166	
Tasa de depreciación	3 a 5%	5%	2 a 7%	—	3 a 7%	4%	3 a 10%	4 a 20%			
Vida útil estimada en años	20 a 35	20	15 a 45	—	33 a 35	25	3 a 10	5 a 25			

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

(2) 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 2023, 2022 y 2021, 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 \$4,676,577, \$4,580,836 y \$3,106,007, respectivamente. Los rangos de tasas del costo de financiamiento durante 2023, 2022 y 2021 fueron de 6.47% a 7.62%, 5.40% a 7.80% y 6.10% a 7.05%, respectivamente.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- B. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a \$137,555,276, \$139,771,815 y \$133,431,365, respectivamente, las cuales incluyen las de activos productores de petróleo y gas por \$115,208,527, \$113,656,994 y \$108,509,633, así como costos de abandono y taponamiento por \$137,685, \$224,327 y \$143,779, respectivamente.
- C. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taponamiento) por los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, asciende a \$61,117,106 y \$66,699,388 y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 20).
- D. Las adquisiciones de activos fijos incluyen traspasos en 2023, 2022 y 2021, de la cuenta de pozos no asignados a una reserva por \$14,306,298, \$10,630,314, y \$15,608,296, respectivamente (ver Nota 14).
- E. Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, PEMEX reconoció un efecto por conversión de moneda funcional a moneda de presentación relativo a Propiedades, planta y equipo, por \$(40,731,370), \$(14,982,766) y \$2,477,528, respectivamente. Principalmente en plantas.
- F. Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, PEMEX reconoció un (deterioro) neto por \$(28,797,518), \$(83,538,021) y \$(1,210,595), respectivamente. El (deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, se presenta en un rubro por separado en el estado consolidado del resultado integral, como sigue:

	2023	2022	2021
	(Deterioro) reversa de deterioro, neto		
Pemex Transformación Industrial	\$ (25,568,713)	\$ (25,615,351)	\$ (32,153,192)
Pemex Exploración y Producción	(2,353,077)	(60,438,070)	34,562,831
Pemex Logística	(612,906)	2,121,045	(3,161,108)
MGAS	(191,786)	394,355	(176,674)
SUS	(71,036)	—	—
Gas Bienestar	—	—	(282,452)
(Deterioro) reversa de deterioro neto	\$ (28,797,518)	\$ (83,538,021)	\$ (1,210,595)

Unidad generadora de efectivo de Pemex Exploración y Producción

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, Pemex Exploración y Producción reconoció (deterioros) y reversa de deterioro, neto por \$(2,353,077), \$(60,438,070) y \$34,562,831, 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)

	2023	2022	2021
Aceite Terciario del Golfo	(16,192,262)	(2,870,820)	13,493,508
Burgos	(10,631,921)	10,447,135	(12,517,196)
Tsimin Xux	(9,532,221)	2,268,459	(4,600,480)
Ogarrio Magallanes	(6,973,649)	530,061	(530,061)
Arenque	(1,705,447)	—	803,257
Misión (CEE)	(458,354)	200,830	(908,043)
Lakach	(423,347)	(648,846)	(705,781)
Poza Rica	(397,084)	—	—
Ébano (CEE)	—	1,298,911	(1,281,396)
Cuenca de Macuspana	837,460	(281,770)	38,939
Cárdenas Mora	1,150,448	(1,150,448)	—
Crudo Ligeró Marino	1,420,120	—	20,238,977
Santuario El Golpe	1,454,789	(1,454,789)	—
Tamaulipas Constituciones	1,710,627	(2,333,354)	684,766
Ixtal - Manik	6,042,806	(6,042,806)	481,673
Chuc	6,445,006	(6,517,953)	26,962,488
Antonio J. Bermúdez	9,724,991	(5,510,789)	(1,815,596)
Cantarell	15,174,961	(48,371,891)	(5,782,224)
Total	\$ (2,353,077)	\$ (60,438,070)	\$ 34,562,831

Al 31 de diciembre de 2023, Pemex exploración y producción reconoció un deterioro, neto por \$(2,353,077) debido principalmente a (i) un efecto negativo por el aumento en los costos y gastos del período generando un efecto por \$64,145,752 destacando las UGE's Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Tsimin Xux, Ogarrio Sánchez, (ii) efectos negativos en la variación cambiaria por \$47,149,878 derivado del tipo de cambio pasando de \$19.4143 a \$16.9220 pesos por dólar americano de diciembre 2022 a diciembre de 2023, respectivamente; y (iii) un efecto negativo en la tasa de descuento por \$23,731,588 pasando de 9.31% al 31 de diciembre de 2022 a 9.93% al 31 de diciembre de 2023. Estos efectos se contrarrestaron por (i) efectos positivos por incremento en los precios del aceite y condensados por \$73,989,335 destacando las UGE's Cantarell, Tamaulipas Constituciones, Crudo Ligeró Marino, principalmente; (ii) un incremento en los volúmenes de barriles de petróleo crudo equivalente por \$45,517,214 destacando las UGE's Antonio J. Bermúdez, Crudo Ligeró Marino, Chuc, Ogarrio Sánchez, Ixtal Manik, Tamaulipas Constituciones; y (iii) un aumento en los impuestos por \$13,167,592 derivado por los efectos de una menor base gravable motivada por los aumentos en los costos y gastos en las UGE's Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Tsimin Xux, principalmente.

**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 \$(60,438,070) debido principalmente a: (i) una disminución en los volúmenes de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) por \$258,263,054 destacando las UGE's Cantarell por \$160,892,540, Aceite Terciario del Golfo ("ATG"), Ixtal Manik, Antonio J. Bermúdez y Chuc, así como en (ii) la variación cambiaria por \$17,568,491 pasando el tipo de cambio de \$20.5835 a \$19.4143 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 \$157,896,123 destacando las UGE's Burgos, Ogarrío Magallanes y Crudo Ligero Marino; (ii) incremento en la tasa de descuento por \$52,553,703 pasando de 6.89% a 9.31% derivado del aumento en el componente de deuda dentro de la WACC, el cual obedece al alza de tasas de interés a nivel global, lo que impactó en el benchmark de las tasas de PEMEX y la industria del petróleo y gas que utilizan para la determinación de dichas tasas de descuento, destacando la UGE Cantarell derivado principalmente a la reducción de un 30.5% en su reserva probada 1P certificada al 31 de enero de 2023 pasando de 683.83 MMBPCE a 474.96 MMBPCE de diciembre 2021 a diciembre 2022, respectivamente; y (iii) un beneficio en impuestos por \$4,943,649 motivado básicamente por menores ingresos en las reservas probadas al 1 de enero de 2023 de las UGE's Cantarell, Aceite Terciario del Golfo e Ixtal Manik.

Al 31 de diciembre de 2021, se reconoció una reversa de deterioro neta por \$34,562,831 debido principalmente: (i) al incremento positivo en los precios de los crudos por \$143,823,094 destacando las UGE's Aceite Terciario del Golfo, Chuc, Crudo Ligero Marino, e Ixtal Manik; (ii) mayor variación cambiaria por \$13,361,080 pasando el tipo de cambio de \$19.9478 pesos a \$20.5835 pesos por dólar americano de diciembre 2020 a diciembre 2021, respectivamente; y (iii) un ligero efecto positivo en la tasa de descuento por \$624,875 pasando de 6.23% en 2020 a 6.89% en 2021. Este efecto fue contrarrestado por (i) una disminución en los volúmenes de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) por \$34,944,968 y mayores costos de transporte y distribución generando un efecto negativo por \$67,992,525, principalmente en las UGE's Cantarell, Burgos, Antonio J. Bermúdez y Macuspana; (ii) a los incrementos de reservas probadas en los nuevos desarrollos destacando Ixachi, Quesqui, Xikin, Jaatsul, Cheek, Uchbal, Tetl, Teekit, Suuk, Pokche y Mulach; (iii) un incremento en impuestos por \$18,119,284 motivado por mayores ingresos en los precios de hidrocarburos, variación cambiaria y un incremento en la tasa de descuento con respecto al 31 de diciembre de 2020 destacando las UGE's ATG, Chuc, Crudo Ligero Marino and Tsimin Xux, principalmente; y (iv) un deterioro en los Contratos de Exploración y Extracción de las UGE's Misión y Ébano por \$2,189,440.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex 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 calorífico (API) 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 marinas, equipo especializado y maquinaria.

Cada proyecto representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

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

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

	2023	2022	2021
Precio promedio de petróleo	64.08 U.S.\$/bl	59.37 U.S.\$/bl	56.60 U.S.\$/bl
Precio promedio de gas	4.79 U.S.\$/mpc	4.98 U.S.\$/mpc	4.66 U.S.\$/mpc
Precio promedio de condensados	73.00 U.S.\$/bl	64.95 U.S.\$/bl	65.50 U.S.\$/bl
Tasa de descuento después de impuestos	9.93% anual	9.31% anual	6.89% anual
Tasa de descuento antes de impuestos	15.10% anual	14.27% anual	10.68% anual

La producción total pronosticada durante los períodos 2023, 2022 y 2021 es de \$7,082 mmbpce (miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente), 7,078 mmbpce y 7,341 mmbpce respectivamente calculada a un horizonte de 25 años.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 1P 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 2023, 2022 y 2021 el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo son los siguientes:

	2023	2022	2021
Chuc	\$ 58,954,530	\$ 58,826,338	\$ 86,217,289
Crudo Ligero Marino	34,288,720	27,993,723	34,424,670
Ogarrio Magallanes	27,794,137	29,222,531	25,089,823
Aceite Terciario del Golfo	27,318,209	44,910,967	75,544,451
Tsimin Xux	26,234,797	42,487,962	29,336,464
Antonio J. Bermúdez	23,434,323	10,090,851	18,666,302
Cantarell	19,852,385	—	54,669,897
Ixtal - Manik	14,311,152	10,377,668	23,071,621
Poza Rica	6,089,496	8,212,280	—
Tamaulipas Constituciones	4,799,796	3,000,177	5,878,883
Ébano (CEE)	4,690,690	4,857,880	—
Santuario El Golpe	3,640,552	—	17,225,366
Cárdenas-Mora	3,105,129	—	4,893,697
Arenque	2,629,121	5,307,805	5,920,659
Burgos	2,611,157	13,254,788	4,403,791
Cuenca de Macuspana	612,773	82,209	722,874
Total	\$ 260,366,967	\$ 258,625,179	\$ 386,065,787

Unidades Generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, Pemex Transformación Industrial reconoció deterioros, netos por \$(25,568,713), \$ (25,615,351) y \$ (32,153,192), 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)

	2023	2022	2021
Refinería Salamanca	\$ 5,750,279	\$ (5,819,013)	\$ (2,187,781)
Refinería Minatitlán	4,615,400	(17,502,044)	(4,678,358)
Refinería Madero	(10,125,589)	5,244,262	(13,216,073)
Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex	(8,282,116)	—	—
Complejo Petroquímico Cosoleacaque	(5,096,027)	630,486	(726,631)
Centro Procesador de Gas Cactus	(4,592,823)	—	—
Complejo Petroquímico Morelos	(3,093,360)	(7,512,584)	365,522
Centro Procesador de Gas Coatzacoalcos	(2,051,842)	—	—
Complejo Procesador de Etileno Cangrejera	(771,161)	—	—
Complejo Procesador de Gas Poza Rica	(646,813)	(3,656,338)	—
Centro Procesador de Gas La Venta	(541,766)	—	—
Centro Procesador de Gas Matapionche	(498,212)	—	—
Complejo Procesador de Gas Arenque	(159,571)	(199,943)	—
Complejo Petroquímico Cangrejera	(61,296)	(6,419,084)	(1,115)
Refinería Tula	(13,816)	9,757,714	(6,446,357)
Complejo Petroquímico Pajaritos	—	31,596	195,834
Refinería Salina Cruz	—	(101,943)	(3,263,118)
Refinería Cadereyta	—	(68,460)	(2,195,115)
Total	\$ (25,568,713)	\$ (25,615,351)	\$ (32,153,192)

Al 31 de diciembre de 2023, Pemex Transformación Industrial reconoció un deterioro neto de \$(25,568,713) debido principalmente a la disminución del tipo de cambio utilizado para las proyecciones de flujos, el cual pasó de \$19.4143 en diciembre 2022 a \$16.9220 en diciembre 2023, dicho efecto se compensa de manera parcial por la disminución en la tasa de descuento la cual paso de 14.16% en diciembre 2022 a 13.68% en diciembre 2023.

Al 31 de diciembre de 2022 Pemex Transformación Industrial reconoció un deterioro neto por \$(25,615,351) debido a: (i) la baja en el tipo de cambio, el cual pasó de \$20.5835 en diciembre 2021 a \$19.4143 en diciembre 2022; (ii) al alza relevante en la tasa de descuento al pasar de 9.45% en diciembre 2021 a 14.16% en diciembre 2022; y (iii) para las UGEs de Petroquímica secundaria se proyecta una disminución en el margen bruto, lo que deriva en el deterioro de estas instalaciones.

Al 31 de diciembre de 2021, se reconoció un deterioro neto por \$(32,153,192) debido a: (i) incapacidad de alcanzar los niveles de producción proyectados por problemáticas de la operación, (ii) los proyectos Gasolinas Ultra Bajo en Azufre (GUBAS) y Diesel Ultra Bajo en Azufre (DUBAS), no han recibido recursos para su continuación y dentro del presupuesto autorizado para 2022 no se contempla alguna partida destinada para la continuación de dichas obras; y (iii) el resultado obtenido para la Refinería Madero, la cual, debido a sus altos costos y gastos proyecta un resultado negativo, por lo que, debe deteriorarse de manera total. Estos efectos se contrarrestaron con (i) un incremento de ingresos derivado del aumento de precios de venta para las UGE's 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% en 2020 a 9.45% en 2021.

**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	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	
	Refinación			Gas			Petroquímicos			Etileno**			Fertilizantes		
Precio Promedio del crudo (U.S.\$)	105.50	68.79	60.40		N.A.			N.A.			N.A.			N.A.	
Volumen procesado (1)	993 mbd	909 mbd	891 mbd	3,201 mmpcd de gas húmedo	2,061 mmpcd de gas húmedo	2,148 mmpcd de gas húmedo	Variable debido a que los insumos de carga son diversos								
Tipo de cambio (Mxp/U.S.\$)	16.9220	19.4143	20.5835	\$16.9220	\$19.4143	\$20.5835	\$16.9220	\$19.4143	\$20.5835	\$16.9220	\$19.4143	\$20.5835	\$16.9220	\$19.4143	
Tasa útil de las UGE's (promedio en años)	12	12	11	6	7	7	5	5	6	5	5	5	5	4	
Tasa de descuento antes de impuesto	13.68%	14.16%	9.45%	12.25%	13.20%	10.15%	10.31%	10.73%	8.63%	10.31%	10.73%	8.63%	13.25%	13.25%	
Periodo (2)	2024-2035	2024 - 2035	2022 - 2033	2024 - 2029	2024 - 2029	2022 - 2028	2024-2027	2024 - 2027	2022 - 2027	2024-2028	2024 - 2028	2020 - 2026	2024-2028	2024 - 2028	

(1) Promedio de los primeros 4 años.

(2) 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: refinерías, centros procesadores de gas y complejos petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos terminados para venta directa al cliente o productos intermedios que podrían ser procesados por el mismo negocio en otra de sus unidades generadoras de efectivo por un tercero. Cada centro de proceso de Transformación Industrial representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades 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 2023, 2022 y 2021 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)

	2023	2022	2021
Refinería Salamanca	\$ 52,973,936	\$ 17,799,786	\$ 51,998,803
Refinería Salina Cruz	51,877,280	49,725,087	31,909,325
Refinería Cadereyta	49,608,678	48,191,707	39,432,148
Refinería Tula	46,202,340	48,695,398	39,815,742
Refinería Madero	14,453,809	10,279,749	—
Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex	13,566,516	—	—
Complejo Procesador Etileno Cangrejera	8,758,887	—	—
Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex	8,412,828	31,708,026	—
Centro Procesador de Gas Cactus	7,412,437	—	—
Complejo Petroquímico Independencia	4,382,873	—	—
Refinería Minatitlán	4,184,019	4,061,210	20,545,810
Centro Procesador de Gas Burgos	1,972,249	—	—
Centro Procesador de Gas Coatzacoalcos	1,764,690	—	—
Complejo Petroquímico Cosoleacaque	1,502,395	1,974,484	625,255
Centro Procesador de Gas La Venta	1,471,999	—	—
Complejo Procesador Etileno Morelos	923,623	—	7,903,064
Complejo Procesador de Gas Arenque	—	105,610	—
Total	\$269,468,559	\$ 212,541,057	\$ 192,230,147

Unidad generadora de efectivo Pemex Logística

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, Pemex Logística reconoció un deterioro neto, una reversa de deterioro neta y deterioro neto por \$(612,906), \$2,121,045 y \$(3,161,108), respectivamente.

Los (deterioros) y la reversa de deterioro neta, se produjeron en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

	2023	2022	2021
Terminales de almacenamiento	\$ (582,923)	\$ —	\$ —
Obras en proceso	(58,816)	2,121,045	(2,927,035)
Transporte terrestre (pipas blancas)	28,833	—	(234,073)
(Deterioro) reversa de deterioro, neto	\$ (612,906)	\$ 2,121,045	\$(3,161,108)

Al 31 diciembre de									
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
	Ductos			Transporte terrestre			Buque tanque		
Tasa de descuento	14.80								
	%	12.73%	12.57%	14.80%	12.73%	12.57%	14.80%	12.73%	12.57%
Vida útil	19	19	20	0	2	3	15	16	17

**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 2023, Pemex Logística se reconoció un deterioro neto por \$(612,906) originado por el efecto neto de (i) una disminución en los ingresos proyectados en la UGE de Terminales de almacenamiento derivado de un alza esperada en los gastos y (ii) por el incremento en la tasa de descuento utilizada para la proyección de flujos de efectivo, al pasar de 12.73% en diciembre 2022 a 14.80% para diciembre 2023.

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 incidió de manera negativa en la proyección de flujos al pasar de 12.57% en diciembre 2021 a 12.73% para diciembre 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, se reconoció un deterioro neto por \$(3,161,108) 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 incidió de manera negativa en la proyección de flujos al pasar de 11.97% en diciembre 2020 a 12.57% para diciembre 2021.

Pemex Logística para la determinación del importe recuperable, utiliza el cálculo del 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 2023, 2022 y 2021, corresponde a los flujos descontados a una tasa de descuento de 14.80%, 12.73% y 12.57%, respectivamente, siendo los valores de recuperación los siguientes:

	2023		2022		2021
TAD, TDGL, TOMS (Terminales de Almacenamiento)	\$ 69,078,019	\$	66,431,256	\$	76,522,522
Ductos	—		43,707,101		113,847,249
Logística Primaria	111,366,873		74,294,282		72,281,553
Total	\$ 180,444,892	\$	184,432,639	\$	262,651,324

- G. 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.

Algunos CEE son operados a través de acuerdos de operación conjunta, los cuales PEMEX reconoce en sus estados financieros, los derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, así como los ingresos y gastos relacionados con estos acuerdos.

Los CEE al 31 de diciembre de 2023 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 exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato, a cambio de recibir las 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-Balam, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 Erdoel México, S. de R. L. de C. V. (operador) y Compañía Española de Petróleos, S. A. U. (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 contractual a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato, a cambio de recibir las contraprestaciones en favor del contratista. Pemex Exploración y Producción y DEA tienen una participación de 50% para cada uno. La condición de operador estará a cargo de Pemex Exploración y Producción.
- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 8 Cuencas del Sureste, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (operador), EPC Hidrocarburos México, S. A. de C. V. (EPC) y Ecopetrol Global Energy, S. L. U. (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 Erdoel México S. de R.L. de C.V. como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40% para DEUTSCHE Erdoel 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 Erdoel México S. de R.L. de C.V., como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40% para DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V., 40% para Pemex Exploración y Producción, y 20% CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V.
- Área Contractual 18 de Tampico Misantla, otorgado 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Área Contractual 32 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para cada uno.
- Área Contractual 33 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para cada uno.
- 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 Petrofac México, S. A. de C. V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 64% para Pemex Exploración y Producción y 36% para Petrofac.
- Área contractual Misión, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y 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 del 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

b. Contratos de licencia-

La naturaleza de la relación del contrato es la ejecución de actividades petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia, en virtud del cual se otorga al contratista el derecho de explorar y extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad de la Nación, quién 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 35.0%, 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 uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 22, Cuenca Salina celebrado entre las empresas Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V (operador) e Inpex E&P México, S.A. de C.V. y Pemex Exploración y Producción (socios). La participación por parte de Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V 37.5%, Inpex E&P México, S.A. de C.V. 35.0% y Pemex Exploración y Producción 27.5%.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos correspondiente al área contractual Trion conformado por BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R. L. de C. V. (operador) y Pemex Exploración y Producción. BHP obtuvo el 60% del área contractual, mientras que Pemex Exploración y Producción obtuvo el 40% y cada una de las empresas firmantes será solidariamente responsable del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones del contratista.
- 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 uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Ogarrio, conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), Deutsche Erdoel México, S. de R. L. de C. V. (operador) y DEA Deutsche Erdoel, A. G. (obligado solidario). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y DEA Erdoel es de 50% cada uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Miquetla, 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%.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A continuación, se presentan los estados financieros condensados asociados a los contratos de exploración y extracción antes mencionados (presentación no auditada):

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Producción compartida												
	<i>EK- Balam</i>	<i>Bloque 2</i>	<i>Bloque 8</i>	<i>Bloque 16</i>	<i>Bloque 17</i>	<i>Bloque 18</i>	<i>Bloque 29</i>	<i>Bloque 32</i>	<i>Bloque 33</i>	<i>Bloque 35</i>	<i>Santuario El Golpe</i>	<i>Misión</i>	<i>Ébano</i>
Ingresos:													
Ventas netas	\$ 14,527,269	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,517,251	612,224	708,905
Costo de lo vendido	8,100,254	168,742	32,471	31,866	33,984	72,132	25,677	(26,446)	248,226	19,115	(566,046)	891,044	(1,344,846)
Rendimiento (pérdida) bruto	6,427,015	(168,742)	(32,471)	(31,866)	(33,984)	(72,132)	(25,677)	26,446	(248,226)	(19,115)	2,083,297	(278,820)	2,053,751
Otros ingresos (gastos) neto	(92,791)	(30,188)	(11,655)	(46)	9	18		8,071	5,601	(21)	(50,641)	(59,806)	(72,402)
Gastos de administración	(4)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8,661	—	468,782
Rendimiento (pérdida) de operación	6,334,228	(198,930)	(44,126)	(31,912)	(33,975)	(72,114)	(25,677)	34,517	(242,625)	(19,136)	2,023,995	(338,626)	1,512,567
Impuestos, derechos y otros	6,007,509	(50,562)	(8,138)	(7,940)	(8,422)	(18,013)	13,646	13,585	(67,055)	(110)	208,777	78,594	529,911
Rendimiento (pérdida) neto	\$ 326,719	(148,368)	(35,988)	(23,972)	(25,553)	(54,101)	(39,323)	20,932	(175,570)	(19,026)	1,815,218	(417,220)	982,656
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ —	325,300	81,864	—	—	162,346	90,353	227,407	—	—	—	—	—
Cuentas por cobrar	64,087,461	361,813	54,813	3,255	(14,367)	53,522	1,424,886	109,728	(192,275)	298,005	12,675,947	8,643,467	4,515,617
Total activo circulante	64,087,461	687,113	136,677	3,255	(14,367)	215,868	1,515,239	337,135	(192,275)	298,005	12,675,947	8,643,467	4,515,617
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	44,905,927	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,786,701	1,422,099	604,300
Otros activos	—	12,111	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total del activo	\$108,993,388	699,224	136,677	3,255	(14,367)	215,868	1,515,239	337,135	(192,275)	298,005	14,462,648	10,065,566	5,119,917
Proveedores	23,451,464	(11,241)	(10,031)	78,139	79,942	738	14,423	1,007	315,696	662,077	7,048,767	4,477,005	2,478,672
Impuestos y derechos por pagar	9,491,592	(50,904)	(7,350)	(7,941)	(8,422)	(16,241)	14,671	13,658	(67,097)	(110)	133,541	48,727	494,017
Otros pasivos circulantes	4,703,923	1,287,913	536,881	53,145	41,450	555,625	1,607,130	523,541	62,729	48,402	2,222,286	1,881,509	500,595
Total del pasivo	\$37,646,979	1,225,768	519,500	123,343	112,970	540,122	1,636,224	538,206	311,328	710,369	9,404,594	6,407,241	3,473,284
Patrimonio (déficit), neto	71,019,690	(378,176)	(346,835)	(96,116)	(101,784)	(270,153)	(81,662)	(222,003)	(328,033)	(393,338)	3,242,836	4,075,545	663,977

**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 2023	Contratos de Licencia							
	Bloque 3	Bloque 2	Bloque 5	Bloque 18	Bloque 22	Cárdenas Mora	Ogarrio	Miquetla
Ingresos:								
Ventas netas	\$ —	—	—	—	—	1,493,683	1,190,383	266,519
Costo de lo vendido	25,484	83,194	148,562	158,532	64,722	(287,488)	666,153	(884,897)
Rendimiento (pérdida) bruto	(25,484)	(83,194)	(148,562)	(158,532)	(64,722)	1,781,171	524,230	1,151,416
Otros ingresos (gastos) neto	4	64	—	—	—	(41,751)	(34,947)	(48,844)
Gastos de administración	(4,484)	—	—	—	—	—	107,654	(23,707)
Rendimiento (pérdida) de operación	(20,996)	(83,130)	(148,562)	(158,532)	(64,722)	1,739,420	381,629	1,126,279
Impuestos, derechos y otros	—	(18,630)	(34,459)	(36,845)	(14,248)	241,918	176,000	355,002
Rendimiento (pérdida) neto	\$ (20,996)	(64,500)	(114,103)	(121,687)	(50,474)	1,497,502	205,629	771,277
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ —	—	16,246	16,492	—	102	—	—
Cuentas por cobrar	5,864	76,672	69,874	40,167	277,419	9,839,474	2,568,751	1,611,498
Total activo circulante	5,864	76,672	86,120	56,659	277,419	9,839,576	2,568,751	1,611,498
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	—	—	—	—	—	1,732,156	1,411,054	(48,304)
Total del activo	\$ 5,864	76,672	86,120	56,659	277,419	11,571,732	3,979,805	1,563,194
Proveedores	181,665	392,171	89,438	99,996	575,573	8,108,648	7,343,370	1,119,901
Impuestos y derechos por pagar	(4,484)	(18,630)	(28,508)	(30,493)	(14,249)	165,361	113,876	342,319
Otros pasivos circulantes	51,005	172,460	516,303	515,357	105,427	(1,417,791)	(8,042,370)	—
Total del pasivo	\$ 228,186	546,001	577,233	584,860	666,751	6,856,218	(585,124)	1,462,220
Patrimonio (déficit), neto	(201,326)	(404,829)	(377,010)	(406,514)	(338,858)	3,218,012	4,359,300	(670,303)

14. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el saldo de los activos intangibles equivale a \$20,350,819 y \$30,024,934, 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

	2023	2022
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del periodo	\$ 28,388,655	\$ 18,639,136
Incrementos en obras en construcción	34,387,333	34,291,324
Deducciones contra gastos	(29,529,330)	(13,911,491)
Deducciones contra activo fijo	(14,306,298)	(10,630,314)
Saldo al final del año	\$ 18,940,360	\$ 28,388,655

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 se reconocieron gastos referentes a pozos no exitosos directamente en el estado del resultado integral por \$33,966,315, \$21,021,660 y \$22,296,103, respectivamente.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

B. Otros activos intangibles

	Licencias	Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones	Total
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2023	\$ 6,241,489	1,764,208	\$ 8,005,697
Adiciones	424,295	223,014	647,309
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(103,770)	(399,502)	(503,272)
	<u>6,562,014</u>	<u>1,587,720</u>	<u>8,149,734</u>
Amortización			
Saldo al 1 de enero de 2023	\$ (5,613,088)	(756,330)	\$ (6,369,418)
Adiciones	53,360	—	53,360
Gasto por amortización	(580,267)	(19,360)	(599,627)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	79,783	96,627	176,410
	<u>(6,060,212)</u>	<u>(679,063)</u>	<u>(6,739,275)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2023	\$ 501,802	908,657	\$ 1,410,459
Vidas útiles	1 a 3 años	Hasta 36 años	
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2022	\$ 5,258,823	1,845,848	\$ 7,104,671
Adiciones	1,016,283	23,951	1,040,234
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(33,617)	(105,591)	(139,208)
	<u>6,241,489</u>	<u>1,764,208</u>	<u>8,005,697</u>
Amortización			
Saldo al 1 de enero de 2022	\$ (4,950,315)	(777,346)	\$ (5,727,661)
Bajas	(195,948)	—	(195,948)
Gasto por amortización	(492,311)	(24,031)	(516,342)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	25,486	45,047	70,533
	<u>(5,613,088)</u>	<u>(756,330)</u>	<u>(6,369,418)</u>
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)

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

A. Bonos del Gobierno Federal

La siguiente tabla muestra el saldo de los Bonos del Gobierno Federal ("Bonos Gubernamentales"), los cuales están valuados a costo amortizado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, como sigue:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
Total de los Bonos del Gobierno Federal ⁽¹⁾	\$ 64,132,418	\$ 110,179,517
Menos: porción circulante de los Bonos del Gobierno Federal, neto de pérdidas crediticias esperadas	28,637,314	46,526,257
Porción no circulante de los Bonos del Gobierno Federal	\$ 35,495,104	\$ 63,653,260

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el monto de pérdida crediticia esperada reconocida corresponde a \$5,595 y \$9,717, 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 la 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 una tasa del 8.56275% 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. 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 2023, los intereses generados por los Bonos Gubernamentales ascendieron a \$7,426,089 de los cuales Petróleos Mexicanos recibió pago por \$8,052,642. 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.

Al 31 de diciembre de 2023 los Bonos Gubernamentales constaban de 12 series de Bonos de Desarrollo (Bondes D y Bonos M) emitidos por la SHCP con vencimientos entre 2024 y 2026 con un valor nominal de \$63,875,778.

Al 31 de diciembre de 2022, los Bonos Gubernamentales constaban de 17 series de Bonos de Desarrollo (Bondes D, Bonos M y UDI Bonos) emitidos por la SHCP con vencimientos entre 2023 y 2026, con un valor nominal de \$102,492,032 y \$913,482 en UDIS, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el valor razonable de los activos transferidos es de \$62,731,992 y \$108,062,414 que, con respecto al valor razonable de los pasivos asociados de \$49,317,793 y \$82,372,990, presentan una posición neta de \$13,414,199 y \$25,689,424, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el pasivo reconocido es de \$59,364,989 (\$58,741,483 de principal y \$623,506 de intereses) y \$90,577,596 (\$89,739,938 de principal y \$837,658 de intereses), respectivamente (ver Nota 16).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

	31 diciembre	
	2023	2022
Saldo al inicio del año	\$ 110,179,517	\$ 110,855,356
Bonos del Gobierno Federal cobrados ⁽¹⁾	(45,849,715)	—
Rendimientos devengados	7,426,089	7,534,938
Intereses cobrados	(8,052,642)	(7,455,715)
Impacto de valuación de valores denominados en UDIs	(445,787)	491,975
Costo amortizado	870,834	(1,250,358)
Reversa de deterioro de bonos	4,122	3,321
Saldo al final del año	\$ 64,132,418	\$ 110,179,517

(1) Durante 2023, se cobraron Bonos del Gobierno Federal en los meses de marzo, agosto, noviembre y diciembre.

B. Documentos por cobrar a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, los documentos por cobrar ascendieron a \$1,179,706 y \$1,334,126, respectivamente, que incluyen \$736,605 y \$783,999 de derechos de cobro de IVA derivado del contrato de factoraje financiero sin recurso entre Pemex Logística y Banco Mercantil del Norte, S.A.

C. Otros activos

	31 diciembre,	
	2023	2022
Pagos anticipados ⁽¹⁾	\$ 5,907,464	\$ 26,515,825
Otros	3,353,985	2,565,824
Seguros y fianzas	1,352,643	1,621,076
Total	\$ 10,614,092	\$ 30,702,725

(1) Principalmente pagos anticipados a contratistas para la construcción de la Refinería Olmeca en Dos Bocas Paraíso Tabasco, a través de PTI ID.

16. DEUDA

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2023 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 14 de noviembre de 2022, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$27,068,400 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S. \$142,200. 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 2023 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 2023.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- El 13 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$4,000,000 a una tasa TIIE 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 del vencimiento y la tasa de interés del contrato de crédito por U.S. \$750,000 a tasa SOFR a 90 días más 350 puntos base, más un ajuste por cambio de tasa de referencia de 26 puntos base, con vencimiento en julio de 2024.
- El 31 de enero de 2023, Petróleos Mexicanos realizó la colocación de un bono bajo el Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de U.S. \$125,000,000 por un monto total de U.S. \$2,000,000 y cupón del 10.00%. 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 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 24 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$250,000 a una tasa TIIE a 28 días más 235 puntos base con vencimiento en febrero de 2024.
- El 24 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$3,000,000 a una tasa TIIE a 28 días más 360 puntos base con vencimiento en febrero de 2024.
- El 28 de febrero de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por U.S.\$150,000 a una tasa SOFR a 90 días más 450 puntos base con vencimiento en febrero de 2025.
- 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 de 2033.
- El 16 de marzo de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por U.S.\$537,500 con tasa fija de 10.375% con vencimiento en marzo de 2033.
- El 28 de marzo de 2023, Petróleos Mexicanos obtuvo \$9,225,000 relacionados con la monetización de Bonos del Gobierno Federal, con vencimiento en febrero de 2024.
- El 24 de mayo de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por \$19,000,000 a una tasa TIIE a 28 días más 200 puntos base con vencimiento en mayo de 2024.
- El 18 de agosto de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$5,000,000 de una línea de crédito en cuenta corriente a tasa TIIE a 28 días más 365 puntos base con vencimiento en agosto de 2024.
- El 28 de agosto de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$2,000,000 a una tasa TIIE a 28 días más 230 puntos base con vencimiento en febrero de 2024.
- El 13 de septiembre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$4,000,000 a una tasa TIIE a 28 días más 365 puntos base con vencimiento en septiembre de 2024.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 23 de octubre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por U.S.\$158,000, a una tasa SOFR 90-días más un margen variable entre 375 y 575 puntos base determinado por Petróleos Mexicanos calificaciones de deuda denominadas en moneda de largo plazo con vencimiento en abril 2025.
- El 25 de octubre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por \$3,000,000, a una tasa de interés flotante TIIE a 28 días más 230 puntos base con vencimiento en abril 2024.
- El 30 de octubre de 2023, Petróleos Mexicanos concluyó el intercambio de notas emitidas previamente emitido bajo la Regla 144A y bajo la Regulación S por notas registradas ante la SEC. La siguiente tabla muestra el monto principal de los títulos de deuda emitidos por Petróleos Mexicanos de conformidad con las notas:

Título de deuda	Emisor	Garante	Importe pendiente del principal	
10.00% Notas con vencimiento en 2033	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	U.S. \$	1,972,663

- El 29 de noviembre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por U.S.\$500,000, a una tasa de interés flotante SOFR a 90-días más 300 puntos base con vencimiento en marzo 2024.
- El 30 de noviembre de 2023, Petróleos Mexicanos, suscribió un contrato por \$2,256,000 a una tasa de interés flotante TIIE a 28-días más un margen variable de 310 puntos base con vencimiento en noviembre 2024.
- El 30 de noviembre de 2023, PMI Trading como deudor y Petróleos Mexicanos, como garante, suscribió un contrato por U.S.\$500,000, a una tasa de interés flotante SOFR a 90-días más 300 puntos base con vencimiento en marzo 2024.
- El 30 de noviembre de 2023, Petróleos Mexicanos, renovó y modificó un contrato dual por U.S.\$2,218,750, a una tasa de interés flotante SOFR a 30-días más un margen variable entre 235 y 300 puntos base para el tramo A y entre 375 y 575 puntos base para el tramo B respectivamente, en cada caso determinado por Petróleos Mexicanos y sus calificaciones de deuda denominadas en moneda de largo plazo, el tramo A con vencimiento en junio 2024 y el tramo B con vencimiento en noviembre 2026.
- El 30 de noviembre de 2023, Petróleos Mexicanos, renovó y modificó un contrato dual por U.S.\$4,572,416, a una tasa de interés flotante SOFR a 30-días más un margen variable entre 235 y 300 puntos base para el tramo A y entre 375 y 575 puntos base para el tramo B respectivamente, en cada caso determinado por Petróleos Mexicanos y sus calificaciones de deuda denominadas en moneda de largo plazo, el tramo A con vencimiento en junio 2024 y el tramo B con vencimiento en noviembre 2026.
- El 30 de noviembre de 2023, PMI Trading como deudor y Petróleos Mexicanos, como garante, suscribió un contrato por U.S.\$1,500,000, a una tasa de interés flotante SOFR a 30-días más un margen variable entre 375 y 575 puntos base determinado por Petróleos Mexicanos y sus calificaciones de deuda denominadas en moneda de largo plazo con vencimiento en noviembre 2026.
- El 21 de diciembre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito por \$1,700,000, a una tasa TIIE a 28 días más 230 puntos base con vencimiento en Junio de 2024.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 26 de diciembre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$3,000,000 a una tasa TIIE a 28 días más 255 puntos base con vencimiento en Marzo de 2024.
- El 28 de diciembre de 2023, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$1,500,000 , a una tasa TIIE a 28 días más 255 puntos base con vencimiento en Marzo de 2024.

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 2023, PEMEX cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por U.S.\$6,966,000 y \$20,500,000, de las cuales se encuentran disponibles U.S.\$230,000 y las líneas de crédito en pesos se encuentran totalmente utilizadas.

Al 31 de diciembre de 2022, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI Trading era por U.S. \$162,866. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023, PMI Trading obtuvo U.S. \$1,411,629 y pagó U.S. \$913,282. Al 31 de diciembre de 2023, el monto pendiente de pago era por U.S. \$661,213. El monto disponible de estas líneas de crédito revolventes fue de U.S. \$63,787.

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2022 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 12 de noviembre de 2021, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$27,242,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S. \$1,860,000. 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 2022 de acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento. Estos términos y condiciones son promulgados de conformidad con los lineamientos aprobados por la SHCP para el ejercicio fiscal 2022.

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- El 25 de febrero de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la contratación de un pagaré por \$250,000 a una tasa Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) a 28 días más 235 puntos base, con vencimiento en febrero de 2023.
- El 28 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos, suscribió una línea de crédito por U.S.\$75,000, con vencimiento en enero de 2023 a tasa de interés flotante SOFR más 245 puntos base.
- El 30 de marzo de 2022, Petróleos Mexicanos concluyó el intercambio de nota emitidas previamente bajo la Regla 144- A y bajo la Regla S por notas registradas ante la SEC. En la siguiente tabla se muestra el monto del principal, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos.

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	(U.S. \$)
6.875% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$ 901,836
6.700% Notas con vencimiento en 2032	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$ 6,779,842

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 18 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos renovó un pagaré por \$4,000,000, emitido inicialmente en octubre 2021, a una tasa de interés flotante TIE a 28 días más 315 puntos base con vencimiento en enero 2023.
- El 26 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos obtuvo \$10,000,000 relacionada con la bursatilización de Bonos del Gobierno Federal, con vencimiento en febrero de 2024.
- El 29 de abril de 2022, Petróleos Mexicanos incrementó una línea de crédito por un monto de U.S.\$ 450,000, a una tasa de interés flotante SOFR a 90 días más 345 puntos base con vencimiento en octubre de 2023.
- El 18 de mayo de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$500,000 a una tasa de intereses flotante TIE a 28 días más 250 puntos base, con vencimiento en mayo 2023.
- El 31 de mayo de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de un pagaré, emitido originalmente en diciembre de 2021, por \$3,000,000 con vencimiento en febrero de 2023, con tasa TIE a 28 días más un margen de 330 puntos base.
- El 31 de mayo de 2022, se fijó el cupón y se emitió el bono a proveedores con fecha de inicio el día 2 de junio, por un total de U.S.\$ 1,984,689 con vencimiento en junio de 2029 y cupón de 8.750%, con motivo del intercambio de deuda con proveedores.
- El 15 de junio de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de dos pagarés, emitidos originalmente en diciembre de 2021 y enero de 2022, respectivamente, cada uno por un monto de \$2,000,000 con vencimientos en marzo de 2023, con tasa TIE a 28 días más un margen de 330 puntos base.
- El 17 de junio de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de un crédito de corto plazo, emitido originalmente en septiembre de 2021, por U.S. \$500,000 con vencimiento en enero de 2023, con tasa SOFR a 217 días más un margen de 200 puntos base.
- El 19 de agosto de 2022, Petróleos Mexicanos, suscribió un pagaré por \$5,000,000, con vencimiento de agosto de 2023 a tasa de interés flotante TIE a 28 días más 365 puntos base.
- El 23 de agosto de 2022, Petróleos Mexicanos renovó un pagaré por U.S. \$11,362, con vencimiento en febrero de 2023, a una tasa de interés flotante SOFR a 30 días más 175 puntos base.
- El 13 de septiembre de 2022, Petróleos Mexicanos realizó la renovación de un pagaré, emitido originalmente en enero de 2021 por \$4,000,000, con tasa TIE a 28 días más 365 puntos base, con vencimiento en septiembre de 2023.
- El 7 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$1,500,000, con vencimiento en abril de 2023 a tasa de interés flotante TIE a 28 días más 195 puntos base.
- El 17 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$1,000,000, con vencimiento en abril de 2023 a tasa de interés flotante TIE a 28 días más 195 puntos base.
- El 26 de octubre de 2022, Petróleos Mexicanos concluyó el intercambio de nota emitidas previamente bajo la Regla 144- A y bajo la Regla S por notas registradas ante la SEC. En la siguiente tabla se muestra el monto del principal emitido y registrado por Petróleos Mexicanos.

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	(U.S. \$)
8.750% Notas con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial and Pemex Logística	\$1,984,688

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 revolvente por \$15,500,000 a una tasa de intereses flotante TIE 28 días más 350 puntos base, con vencimiento en noviembre de 2025. El 28 de noviembre de 2022, se incrementó esta línea de crédito a \$20,500,000.
- El 14 de noviembre de 2022, Petróleos Mexicanos emitió un pagaré por \$1,300,000, a una tasa de interés flotante TIE a 91 días más 280 puntos base con vencimiento en febrero 2023.
- El 21 de diciembre de 2022, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato por una línea de crédito no comprometida por U.S. \$150,000, 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 235 puntos base con vencimiento en marzo 2023.

Al 31 de diciembre de 2022, PEMEX cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por U.S. \$7,664,000 y \$29,500,000, las cuales se encuentran utilizadas en su totalidad.

Todas las 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 factoraje financiero para apoyar a proveedores es por un monto de \$ 18,447,086 (que incluye U.S.\$ 104,599) a un plazo de hasta 180 días a tasa TIE y CETES más sobre tasas de 160 a 280 puntos base.

Al 31 de diciembre de 2021, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI Trading era por U.S. \$202,547. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022, PMI Trading obtuvo U.S. \$1,736,218 y pagó U.S. \$1,775,899. 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 revolventes fue de U.S. \$62,134.

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 aún no devengados bajo contratos de venta de petróleo o gas natural, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 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 2023 y 2022, 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 (A)	Vencimiento	2023 (B)	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 2.29% a 10.00%, SOFR más 0.61% a 0.69%	Varios hasta 2060	1,006,968,611	U.S.\$ 59,506,477
Financiamiento de proyectos	SOFR más 0.87% a 1.38%	Varios hasta 2031	10,236,528	604,924
Crédito directo	Tasa fija de 5.25% a 10.375%, SOFR más 1.75% a 4.54%	Varios hasta 2031	49,809,345	2,943,467
Crédito sindicado	SOFR más 3.10% a 4.85%	Varios hasta 2026	38,391,788	2,268,750
Crédito revolvente	SOFR más 3.00% a 4.85% y Fed effective 1.55%	En 2024	124,622,592	7,364,531
Financiamiento de activos de infraestructura	Tasa fija de 8.38% y 8.89%	Varios hasta 2036	19,167,740	1,132,711
Factoraje plus	SOFR más 3.15%	En 2024	988,038	58,388
Total en dólares estadounidenses			1,250,184,642	U.S.\$ 73,879,248
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 2.75% a 5.50%	Varios hasta 2030	144,474,240	€ 7,727,424
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54%	Varios hasta 2026	9,590,744	¥ 79,922,867
En pesos				
Certificados bursátiles	TIIE más 1.00% y tasa fija de 7.19% a 7.47%	Varios hasta 2026	93,772,673	
Crédito directo	TIIE más 0.85% a 4.10%	Varios hasta 2029	99,788,829	
Factoraje plus	TIIE más a 2.80% y CETES más 1.60% a 2.65%	En 2024	14,900,129	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95%	Varios hasta 2025	5,400,000	
Crédito revolvente	TIIE más 4.25%	En 2024	20,500,000	
Monetización de Bonos del Gobierno Federal	Tasa fija de 9.50% a 9.70%	En 2024	68,741,484	
Total en pesos			303,103,115	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa fija 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	39,871,129	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.75%	Varios hasta 2025	9,680,517	
Total del principal en moneda nacional (C)			1,756,904,387	
Más:				
Intereses devengados			37,565,970	
Total principal e intereses de la deuda			1,794,470,357	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			439,655,624	
Intereses devengados			37,565,970	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			477,221,594	
Deuda a largo plazo			\$ 1,317,248,763	

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Tasa de interés (A)	Vencimiento	2022 (B)	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa Fija de 2.29% a 9.50%, SOFR más 2.20% a 3.00% y Libor más 0.35% a 0.43%	Varios hasta 2060	\$ 1,164,663,984	U.S.\$ 59,990,007
Financiamiento de proyectos	Fija de 2.96% y Libor más 0.45% a 1.38%	Varios hasta 2031	21,706,959	1,118,091
Crédito directo	Tasa Fija de 5.25%, Libor más 1.75% a 3.50%	Varios hasta 2031	58,490,408	3,012,749
Crédito sindicado	Libor más 2.35%	Varios hasta 2024	48,535,750	2,500,000
Préstamos bancarios	Tasa fija 3.50% y Libor más 1.19% y 1.25%	En 2023	66,239	3,412
Crédito revolvente	SOFR más 3.00%, Libor más 3.58% y 3.75% y Fed effective más 1.55%	En 2023	151,646,707	7,811,083
Financiamiento de activos de infraestructura	Tasa fija de 5.40% y 8.40%	Varios hasta 2036	23,896,275	1,230,859
Factoraje plus	SOFR más 3.15%	En 2023	2,030,718	104,599
Total en dólares estadounidenses			\$ 1,471,037,040	U.S.\$ 75,770,800
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 2.75% a 5.50% EURIBOR más 2.40%	Varios hasta 2030	\$ 192,131,988	€ 9,278,018
Crédito directo	Tasa fija de 5.11%	Varios hasta 2023	10,354,150	500,000
Total en euros			\$ 202,486,138	€ 9,778,018
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.50%	Varios hasta 2026	\$ 16,157,618	¥ 109,915,769
En pesos				
Certificados bursátiles	TIIE más 1.00% y tasa fija de 7.19% a 7.47%	Varios hasta 2026	\$ 93,536,610	
Crédito directo	Tasa Fija de 6.55% y TIIE más 0.85% a 3.65%	Varios hasta 2029	56,802,606	
Factoraje plus	TIIE más 2.55% a 2.80% y CETES más 1.60% a 2.50%	En 2023	16,416,368	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95%	Varios hasta 2025	10,200,000	
Crédito revolvente	TIIE más 1.50% a 3.50%	En 2023	29,500,000	
Monetización de Bonos del Gobierno Federal	Tasa fija de 9.08200%	Varios hasta 2024	99,739,938	
Total en pesos			\$ 306,195,522	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	\$ 38,085,401	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 1.75% y 3.75%	Varios hasta 2025	\$ 18,138,980	
Total del principal en moneda nacional (C)			\$ 2,052,100,699	
Más:				
Intereses devengados			39,363,297	
Total principal e intereses de la deuda			\$ 2,091,463,996	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			426,584,386	
Intereses devengados			39,363,297	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			465,947,683	
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)

A. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, las tasas de interés eran las que siguen: SOFR overnight 5.38% y 4.30% SOFR tres meses 5.33140% y 4.58745%, EURIBOR tres meses 3.909% y 2.132%, respectivamente; TIIE a 28 días 11.5035% y 10.7605%, respectivamente; TIIE a 91 días 11.475% y 10.975%, respectivamente y TIIE a 182 días 11.423% y 11.080%, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2022 LIBOR tres meses 4.76720%; LIBOR seis meses 5.13886%, LIBOR doce meses 5.48214%.

B. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
Dólar estadounidense	16.9220	19.4143
Yen japonés	0.1200	0.1470
Libra esterlina	21.5646	23.3496
Euro	18.6963	20.7083
Franco suizo	20.1101	20.9791

C. Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2023 y 2022, de bancos extranjeros fue de \$1,446,679,514 y \$1,763,576,383.

D. La siguiente tabla se muestran los movimientos de la deuda de los años terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluye deuda a corto y largo plazo:

	<u>2023 ⁽¹⁾</u>	<u>2022 ⁽¹⁾</u>
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 2,091,463,996	\$ 2,249,695,894
Captaciones - instituciones financieras	881,401,059	1,064,179,416
Amortizaciones	(978,854,627)	(1,107,159,280)
Intereses devengados ⁽²⁾⁽³⁾	153,446,638	160,020,297
Intereses (pagados)	(144,121,371)	(154,017,189)
Variación cambiaria	(208,865,338)	(121,255,142)
Saldo al final del año	\$ 1,794,470,357	\$ 2,091,463,996

⁽¹⁾ Estos saldos incluyen documentos a pagar de Contratos de Obra Pública Financiada ("COPF") los cuales no generaron flujo de efectivo.

⁽²⁾ Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 incluye \$8,569 de amortizaciones de premios y primas; \$(1,026,065) de comisiones y gastos de colocación de deuda y costo amortizado de \$2,780,392.

⁽³⁾ 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.

E. A continuación se presenta el horizonte de vencimientos de la deuda:

	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2029 en adelante</u>	<u>Total</u>
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 477,221,594	115,915,343	177,380,059	128,553,270	85,575,793	809,824,298	\$ 1,794,470,357

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

17. ARRENDAMIENTOS

PEMEX arrienda plantas, equipo de transporte y almacenamiento, instalaciones portuarias, inmuebles, terrenos, catalizadores y maquinaria y equipo. Los arrendamientos generalmente se ejecutan por un período 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 ingresar 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:

	Activos por derechos de uso									
	Equipo de transporte y almacenamiento	Plantas	Equipo de Perforación	Derechos de vía y paso	Instalaciones Portuarias	Inmueble	Terrenos	Catalizador	Maquinaria y equipo	Total
Saldo al 1 de enero de 2022	\$ 20,667,926	23,727,290	5,742,350	1,663,266	2,388,637	62,478	31,511	—	—	\$54,283,458
Depreciación del año	(3,333,879)	(2,050,826)	(277,276)	(86,342)	(182,369)	(29,968)	(3,118)	—	—	(5,963,778)
(Cancelaciones)	4,396,333	—	434,451	—	451,013	36,400	336	—	—	5,318,533
Altas	(1,984,257)	(1,601,197)	—	—	—	—	—	—	—	(3,585,454)
Efectos de conversión	(487,536)	—	—	—	(42,328)	(346)	(1,702)	—	—	(531,912)
Saldo al 31 de diciembre de 2022	\$ 19,258,587	20,075,267	5,899,525	1,576,924	2,614,953	68,564	27,027	—	—	\$49,520,847
Depreciación del año	(3,495,211)	(1,869,775)	(122,883)	(80,269)	(196,422)	(37,573)	(5,810)	(77,243)	(1,654)	(5,886,840)
(Cancelaciones)	(12,766)	(2,565,518)	(357,899)	—	(106,267)	(7,873)	(804)	357,899	—	(2,693,228)
Altas	2,163,251	—	—	—	367,830	48,581	—	—	139,644	2,719,306
Efectos de conversión	(345,058)	—	—	—	(59,603)	(4,453)	(266)	(47,525)	—	(456,905)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	\$ 17,568,803	15,639,974	5,418,743	1,496,655	2,620,491	67,246	20,147	233,131	137,990	\$43,203,180
Vida útil estimada	1 a 10 años	14 años	10 años	23 años	20 años	1 a 5 años	5 años	5 años	1 a 5 años	

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

	2023	2022
Pasivo por arrendamiento al inicio del año	\$ 51,131,575	\$ 59,351,649
Altas de arrendamientos	2,694,129	5,318,533
Cancelaciones	(2,816,690)	(4,392,850)
Pago de principal	(5,484,624)	(7,362,686)
Intereses devengados	3,472,355	4,304,918
Pago de intereses	(2,291,356)	(3,274,137)
Variación cambiaria	(4,857,056)	(2,813,852)
Pasivo por arrendamiento al final del año	\$ 41,848,333	\$ 51,131,575

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La obligación reconocida al 31 de diciembre de 2023 y 2022, ascendió a \$41,848,333 y \$51,131,575, de los cuales se reconocieron \$8,003,743 y \$6,680,488 en el pasivo circulante; y \$33,844,590 y \$44,451,087 en pasivo no circulante, respectivamente.

iii. Importes reconocidos en pérdidas y ganancias:

	2023	2022
Depreciación de los derechos de uso	\$ 5,886,840	\$ 5,963,778
Intereses generados de pasivos por arrendamiento	3,948,398	4,445,315
Gastos relacionados con arrendamientos a corto plazo	609,927	106,695

iv. Importes reconocidos en el estado de flujo de efectivo

	2023	2022
Salidas de efectivo por arrendamientos (principal e intereses)	\$ (7,775,980)	\$ (10,636,823)

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 órgano colegiado 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 PMI Trading, los IFD son negociados a través del servicio CME-Clearport.

Los tipos de IFD que PEMEX negocia se encuentran descritos en subsecciones posteriores, correspondientes a cada tipo de riesgo y relacionadas con los mercados aplicables.

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 en la que se establecen las directrices para definir las contrapartes elegibles para la negociación de IFD y otros instrumentos financieros.

Asimismo, algunas de las empresas de 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, con base en 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, así como límites de pérdida (stop-loss).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

La mayoría de 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 considera la posibilidad de implementar estrategias de mitigación de riesgo de crédito basadas en 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

i. Riesgo de tasa de interés

PEMEX está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés en sus obligaciones a tasa variable de algunos de sus instrumentos financieros. Las tasas de interés están referenciadas a índices como la Secured Overnight Financing Rate (SOFR) en dólares y la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) en pesos. Al 31 de diciembre de 2023, 18.9% del total de la deuda, incluyendo los IFD, está referenciado a 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 2023, Petróleos Mexicanos tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal agregado de U.S.\$288,750, con una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.3% y un plazo a vencimiento promedio ponderado de 1.7 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de sus financiamientos, PMI NASA contaba con dos swaps de tasa de interés denominados en dólares los cuales vencieron en febrero de 2023.

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 sobretasa 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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) o la EURIBOR en euros, a partir de 2022, dejaron de publicarse y fueron remplazadas por otras referencias, las cuales están basadas en tasas libres de riesgo obtenidas de operaciones de mercado.

El cese de la publicación de las tasas IBOR estaba previsto para diciembre de 2021, sin embargo, en noviembre de 2020, ICE Benchmark Administration Limited (conocido como "ICE") anunció una extensión en el plazo de publicación de las tasas LIBOR más comunes en dólares (overnight (O/N), un mes (1M), tres meses (3M), seis meses (6M) y doce meses (12M), hasta junio de 2023.

Por lo anterior, Petróleos Mexicanos revisó los contratos, con vencimiento posterior a las fechas del cese de publicación aplicables, para identificar aquellos que pudieran tener un impacto derivado del cambio de las referencias de tasas de interés y ha realizado todas las negociaciones pertinentes con sus contrapartes para establecer las nuevas tasas en sus contratos.

Al cierre de 2023, Petróleos Mexicanos ya realizó todas las gestiones correspondientes, y modificó la totalidad de los instrumentos financieros referenciados a tasas variables IBOR con instrumentos financieros con tasas variables referenciadas a tasas libres de riesgo (RFR, por sus siglas en inglés).

Por otro lado, 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 las curvas de descuento que PEMEX utiliza para obtener el valor razonable de los IFD incluyen para su construcción instrumentos referenciados a las nuevas tasas libres de riesgo de la divisa que corresponde.

Como resultado de la política de no contratar nuevas operaciones de financiamiento a tasa variable referenciadas a tasas IBOR, desde 2021 y al cierre del cuarto trimestre de 2023, las nuevas operaciones en USD realizadas a tasa variable fueron contratadas con la referencia basada en tipos de interés RFR.

Por otro lado, en caso de que la TIIE deje de publicarse, el portafolio de instrumentos financieros en tasas flotantes referenciadas a TIIE, que se vería afectado es el siguiente:

	<i>Tasa de referencia</i>	<i>*Nocionales al 31 de diciembre de 2023 (cifras en Miles de las Divisas)</i>
Deuda	TIIE 28D MXN	117,888,000
	TIIE 91D MXN	16,433,024
IFD	TIIE 28D MXN	31,733,673

Nota: Montos nocionales vigentes después del 31 de diciembre 2023.

En este sentido, Banxico ha anunciado que la TIIE28 días dejará de ser referencia para nuevos contratos a partir del 1 de enero del 2025. De igual forma, las TIIE 91 y 182 días dejarán de ser referencia, para contratos nuevos, a partir del 1 de enero del 2024.

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 de referencia.

De acuerdo con la práctica de mercado, los contratos de crédito de PMI Trading incluyen el nuevo lenguaje para utilizar a la Secured Overnight Funding Rate (SOFR) como su tasa de referencia.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 del gas natural y sus derivados, del gas licuado del petróleo y de los petroquímicos, están indizados 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 reventa en México o uso en sus instalaciones; mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de PEMEX se establece en pesos.

Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de PEMEX, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. PEMEX administra este riesgo sin necesidad de contratar instrumentos de cobertura, debido a que el impacto de la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre sus ingresos se compensa, en parte, por el impacto en sus obligaciones.

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 UDIs, y en el caso de la deuda denominada en UDIs, 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 del riesgo cambiario descubierto cuando así se evalúa conveniente.

Las divisas subyacentes de los IFD son el euro, el yen y la libra esterlina contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.

Al 31 de diciembre de 2023 y 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 2023 se realizó la reestructura total de uno y parcial de otro cross currency capped swap. Dicha reestructura consistió en contratar tres IFD del mismo tipo con mejores condiciones para PEMEX, y con el objetivo principal de reducir el costo de fondeo. Estos swaps tienen el objetivo de cubrir el riesgo cambiario de una emisión de deuda en euros por €650,000 con vencimiento en 2025.

Adicionalmente, se realizó la reestructura total de diez cross currency capped swaps que tenían el objetivo de cubrir el riesgo cambiario de una emisión de deuda en euros por €1,250,000 con vencimiento en 2027. Dicha reestructura consistió en contratar diez IFD del mismo tipo con mejores condiciones para PEMEX y con el objetivo principal de reducir el costo de fondeo.

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 del 10% de una emisión de deuda en euros por €1,250,000 con vencimiento en 2027. En su lugar se contrataron, sin costo, estructuras conformadas por un swap de moneda y la venta de un call, garantizando una protección completa hasta un tipo de cambio determinado y protección parcial por encima de dicho nivel. Los IFD que se contrataron como reestructura conservaron las cláusulas contractuales originales, pero con una reducción en la tasa de interés que paga PEMEX. De dicha reestructura, el 25% de la emisión con vencimiento en 2026 permanece cubierta con dos swaps plan vanilla.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

PEMEX registró por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, una utilidad (pérdida) en cambios, neta, por \$238,079,042, \$129,690,090 y \$(45,675,050), respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$208,865,338, \$121,255,142 y \$(40,751,264), 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, 82.75% (principal solamente), al 31 de diciembre de 2023, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la apreciación del peso dio como resultado la utilidad cambiaria. Las ganancias o pérdidas cambiarias no realizadas no impactan los flujos de efectivo de PEMEX. Derivado de la estructura de flujo de efectivo descrita anteriormente, la depreciación del peso frente al dólar no afecta la habilidad de PEMEX para honrar sus obligaciones en dólares y genera un beneficio en lo relativo al pago de obligaciones 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 PMI enfrentan el riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por sus Consejos de Administración, 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.

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 2020 se implementó la cobertura petrolera para el primer semestre del 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 US\$119,920.

Durante el primer semestre de 2021, se implementó la cobertura petrolera para el segundo semestre del ejercicio fiscal 2021, en la cual se cubrieron 218 mil barriles día en promedio, para el periodo comprendido entre julio 2021 y diciembre de 2021, con un costo de US\$ 39,401.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 US\$ 158,988.

Durante el segundo semestre de 2022 y el primer trimestre de 2023, se implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2023, a través de la cual se cubrieron aproximadamente 320 mil barriles día para el periodo comprendido entre enero 2023 y diciembre de 2023, con un costo de US\$ 199,943,000.

Finalmente, durante el segundo semestre de 2023, se comenzó la implementación de la cobertura petrolera correspondiente al ejercicio fiscal 2024, en la cual se cubrieron aproximadamente 148 mil barriles día para el periodo comprendido entre diciembre 2023 y diciembre de 2024, con un costo de US\$ 105,780.

Por otro lado, los flujos de efectivo de PEMEX están expuestos ante movimientos de los diferenciales entre los precios de los refinados y del crudo, ya que estos diferenciales definen el margen de ganancia en el proceso de refinación.

Durante el segundo semestre de 2022 y durante el 2023, PEMEX implementó una estrategia de cobertura para proteger sus flujos de efectivo ante caídas del diferencial del diésel por debajo de un nivel superior al establecido en la Ley de Ingresos de la Federación, para el ejercicio fiscal 2023. Dicha estrategia de cobertura fue de costo cero, y cubrió 5,750,000 barriles para el periodo comprendido entre enero 2023 y noviembre de 2023.

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 del gas natural.

A partir de 2017, para llevar a cabo este servicio, Pemex Transformación Industrial debe contratar con Petróleos Mexicanos IFD con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFD ofrecidos a sus clientes. Petróleos Mexicanos por su parte debe contratar IFD con la posición opuesta a los IFD ofrecidos por Pemex Transformación Industrial, con contrapartes financieras para transferir el riesgo del precio. Al 31 de diciembre de 2023, no se contaba con IFD vigentes, ya que los IFD de sus portafolios expiraron en 2019. En caso de contratar nuevas operaciones, los portafolios de IFD de Pemex Transformación Industrial cuentan con límites de VaR y Capital en Riesgo a fin de acotar la exposición a riesgo de mercado.

PMI Trading enfrenta riesgo de mercado generado por las condiciones de compra y venta de productos refinados y líquidos del gas natural y por la volatilidad de sus precios, por lo cual frecuentemente lleva a cabo operaciones con IFD para mitigar dicho riesgo, reduciendo así la volatilidad de sus resultados.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y 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 prevaleciente en los instrumentos financieros de PEMEX, a continuación, se presentan los resultados de la cuantificación de riesgos que PEMEX realiza en apego a las prácticas internacionales de administración de riesgos.

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación 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 2023 es de \$0.00 para el portafolio de Tesorería MXP, de \$0.00 para el portafolio de FOLAPE y de U.S.\$0.00 para el portafolio de Tesorería USD. Lo anterior, derivado de que dichos portafolios no cuentan con posición en riesgo.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 IFD en los que está obligado a realizar pagos referenciados a una tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a la volatilidad del Valor de Mercado (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 IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación, se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre las curvas cupón 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 IFD (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.

**Derivados de tasa y moneda
Sensibilidad a Tasa de Interés + 10 pb**

Divisa	Curvas Interbancarias				Curva PEMEX	
	Sensibilidad Financiamientos		Sensibilidad Derivados		Sensibilidad Financiamientos	
Franco suizo	U.S. \$	—	U.S. \$	—	U.S. \$	—
Euro		23,855		(21,179)		18,558
Libra esterlina		1,047		(1,047)		971
Yen		1,490		(1,033)		1,322
Peso		13,006		470		12,277
UDI		9,424		(9,424)		7,864
U.S.\$		767,974		188,565		956,539

En miles de U.S.\$
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 2023, 2022 y 2021, 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 2023 hubiera sido menor en \$616,468, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido menor en \$796,763 y la pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 hubiera sido mayor en \$895,382, esto como consecuencia de un incremento en el costo por intereses. Análogamente, si los niveles de las tasas hubiesen sido inferiores en 25 pb, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2023 hubiera sido mayor en \$616,468, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido mayor en \$796,763 y la pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 hubiera sido menor en \$895,382, como consecuencia de un menor costo por interés.

Cuantificación 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La mayoría de 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 UDI. 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 de moneda la contratación de los IFD que se muestran en la siguiente tabla, en conjunto con los financiamientos:

**Derivados de tasa y moneda
Sensibilidad a Tipos de Cambio +1% y VaR 95%**

<u>Divisa</u>	Curvas Interbancarias				Curva PEMEX	
	Sensibilidad Financiamientos		Sensibilidad Derivados		Sensibilidad Financiamientos	
	U.S. \$	—	U.S. \$	—	U.S. \$	—
Franco suizo						
Euro	(92,148)		55,795		(28,260)	(80,003)
Libra esterlina	(5,699)		5,699		—	(5,373)
Yen	(5,776)		(598)		(5,736)	(5,227)
Peso	(182,812)		(20,312)		(233,308)	(179,849)
UDI	(23,722)		23,722		—	(21,635)

En miles de U.S.\$
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 euro, a la libra y al yen es resultado de la delta de las estructuras de opciones antes descritas (Seagull 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.

**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 2023, 2022 y 2021, 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 2023 hubiera sido menor en \$226,165,912, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido menor en \$198,697,226 y la pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 hubiera sido mayor en \$172,056,924, 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 2023 hubiera sido mayor en \$226,165,912, la utilidad neta al 31 de diciembre de 2022 hubiera sido mayor en \$198,697,226 y la pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 hubiera sido menor en \$172,056,924, esto como consecuencia de una ganancia en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

Cuantificación 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 2023, 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 al 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%, y muestra de 500 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y CaR acotados 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.

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 al riesgo de mercado sobre productos de PMI Trading al 29 de diciembre de 2023, 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.\$(4,363); con un nivel mínimo de U.S.\$(1,922) registrado el 16 de noviembre de 2023 y un máximo de U.S.\$(12,792) registrado el 31 de agosto de 2023. Al 31 de diciembre de 2022, el VaR histórico al 95% de la cartera global se ubicó en U.S.\$(4,064).

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 2023, éste se situó en U.S.\$(17,496).

II. *Riesgo de contraparte o de crédito*

Cuando el 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 valuación de cada IFD para la estimación del MtM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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), las cuales limitan tanto la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico, así como la exposición de éstas hacia PEMEX. Estas cláusulas de recouping se activaron, durante 2023, en un swap contratado para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y, durante 2022, en cuatro swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros.

Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el reinicio de los términos de cada swap para que su valor justo sea cero. Durante 2023, no se contrataron nuevos IFD con esta característica, sin embargo, como parte del recouping sintético realizado en dicho año, a dos cross currency capped swaps se les incorporó una cláusula de recouping como parte de sus características.

Adicionalmente, durante 2022, se realizó el recouping voluntario de un swap de divisa MXN/UDI, el cual tiene el objetivo de cubrir un financiamiento en UDIs, con un monto notional de UDIs 721,564 y con vencimiento en 2028.

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.

Para cada IFD, el CVA se obtiene a través del diferencial entre el cálculo del MtM y la estimación del MtM ajustado por riesgo de crédito. Para la determinación del riesgo de crédito, el método de CVA toma en cuenta la percepción actual en el mercado sobre el riesgo crediticio de ambas contrapartes, utilizando los siguientes insumos: (a) la proyección del 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 las siguientes tablas se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias.

Máxima exposición crediticia por plazo de Petróleos Mexicanos

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A+	U.S. \$ (192,479)	U.S. \$ 332,570	U.S. \$ 300,229	U.S. \$ 270,236	U.S. \$ —	U.S. \$ —	U.S. \$ —
A-	(58,169)	376,513	205,966	230,186	—	—	—
BBB+	49,142	351,609	428,153	244,613	158,324	207,909	236,128
BBB	(2,759,272)	189,848	433,955	406,929	249,882	303,135	354,981
BBB-	(45,488)	32,796	58,427	121,869	—	—	—

En miles de U.S.\$
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. \$ 21,892	U.S. \$ 300,229	U.S. \$ 270,236	U.S. \$ —	U.S. \$ —	U.S. \$ —
A-	10,266	159,033	205,966	230,186	—	—	—
BBB+	—	10,112	376,358	244,613	158,324	207,909	236,128
BBB	—	—	9,962	406,929	249,882	303,135	354,981
BBB-	—	32,796	58,427	121,869	—	—	—

En miles de U.S.\$
Cifras no auditadas

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2023, la totalidad de la posición en moneda nacional de PEMEX se encuentra en bonos 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, éstas 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.

Como se mencionó anteriormente, al 31 de diciembre de 2023, 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 exentas 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 CME-Clearport.

III. Riesgo de liquidez

La principal fuente interna de liquidez de PEMEX proviene de su propia 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 2023, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez. En pesos cuenta con una línea por \$20,500,000 con vencimiento en noviembre de 2025. En dólares se cuenta con una línea por U.S.\$4,572,417, de los cuales U.S.\$1,064,417 vencen en junio de 2024 y U.S.\$3,508,000 vencen en noviembre de 2026. Al 31 de diciembre de 2023, las líneas de pesos y dólares se encuentran totalmente utilizadas. (ver Nota 16).

Durante 2023, Petróleos Mexicanos contrató forwards de moneda MXN/USD con el objetivo de hacer frente a las necesidades de liquidez de su caja en dólares y pesos. Al 31 de diciembre de 2023, no se tenían instrumentos de este tipo vigentes.

Adicionalmente, como estrategia de mitigación de riesgo de liquidez, PEMEX contrató dos pre-paid swap MXN/USD, uno con un notional U.S.\$1,000,000 y vencimiento en 2025 y otro con un notional de U.S.\$2,000,000 y vencimiento en 2026. Además, realizó un recouponsing sintético voluntario que involucró la reestructura de cinco IFD de UDI/MXN y seis IFD de EUR/USD.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En 2022, Petróleos Mexicanos contrató forwards de moneda MXN/USD con el objetivo de hacer frente a las necesidades de liquidez de su caja en dólares. Al 31 de diciembre de 2022, no se tenían instrumentos de este tipo vigentes.

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. Adicionalmente cuenta con excesos de capital en custodia y con acceso a préstamos bancarios hasta por un monto de U.S.\$650,000.

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 contempladas en las políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, del portafolio de deuda de PEMEX y los IFD al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

- 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.
- 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 cupón cero 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.

**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 2023 ⁽¹⁾⁽²⁾

Pasivos	Año de la fecha de vencimiento esperada						Valor total en libros	Valor razonable
	2024	2025	2026	2027	2028	2029 en adelante		
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 18,853,937	\$ 29,389,312	\$ 63,734,146	\$ 101,457,904	\$ 52,680,639	\$ 771,334,587	\$ 1,037,450,525	\$ 914,924,609
Tasa de interés promedio (%)							6.86 %	
Tasa fija (yenes)	—	—	9,590,744	—	—	—	9,590,744	8,844,377
Tasa de interés promedio (%)							0.54 %	
Tasa fija (libras)	—	9,680,517	—	—	—	—	9,680,517	9,092,410
Tasa de interés promedio (%)							3.75 %	
Tasa fija (pesos)	126,137,419	—	31,278,595	—	—	—	157,416,014	155,178,104
Tasa de interés promedio (%)							8.33 %	
Tasa fija (UDI)	—	—	25,037,795	—	5,756,414	9,076,920	39,871,129	36,611,421
Tasa de interés promedio (%)							4.10 %	
Tasa fija (euros)	23,366,012	30,831,092	18,678,830	23,295,171	23,245,497	25,057,638	144,474,240	135,380,508
Tasa de interés promedio (%)							4.16 %	
Tasa fija (francos suizos)	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa de Interés Promedio (%)							— %	
Total de deuda a tasa fija	\$ 168,357,368	\$ 69,900,921	\$ 148,320,110	\$ 124,753,075	\$ 81,682,550	\$ 805,469,145	\$ 1,398,483,169	\$ 1,260,031,429
Tasa variable (dólares)	169,465,997	8,272,478	27,476,033	2,170,400	2,041,838	3,307,370	212,734,116	168,316,129
Tasa variable (euros)	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa variable (pesos)	101,832,259	37,741,944	1,583,917	1,629,795	1,851,404	1,047,783	145,687,102	149,162,238
Total de deuda a tasa variable	\$ 271,298,256	\$ 46,014,422	\$ 29,059,950	\$ 3,800,195	\$ 3,893,242	\$ 4,355,153	\$ 358,421,218	\$ 317,478,367
Deuda total	\$ 439,655,624	\$ 115,915,343	\$ 177,380,060	\$ 128,553,270	\$ 85,575,792	\$ 809,824,298	\$ 1,756,904,387	\$ 1,577,509,796

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 2023 de \$16.9220 = U.S.\$ 1.00; \$0.1200 = 1.00 Yen japonés; \$21.5646 = 1.00 Libra esterlina; \$7.981602 = 1.00 UDI; \$18.6963 = 1.00 Euro y \$20.1101 = 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 2022 ⁽¹⁾⁽²⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada						Valor total en libros	Valor razonable
	2023	2024	2025	2026	2027	2028 en adelante		
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	49,003,377	22,392,384	34,634,833	74,001,164	116,556,308	895,763,628	1,192,351,694	1,011,100,409
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	6.59 %	
Tasa fija (yenes)	4,410,000	—	—	11,747,618	—	—	16,157,618	14,691,136
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	1.35 %	
Tasa fija (libras)	—	—	10,479,479	—	—	—	10,479,479	9,441,285
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	3.75 %	
Tasa fija (pesos)	38,129,345	118,930,168	—	31,135,724	—	—	188,195,237	182,158,536
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	7.76 %	
Tasa fija (UDI)	—	—	—	24,060,801	—	14,024,600	38,085,401	37,120,498
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	4.09 %	
Tasa fija (euros)	28,979,202	25,859,165	34,142,241	20,714,535	25,865,189	53,510,465	189,070,797	173,811,236
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	4.30 %	
Tasa fija (francos suizos)	7,659,500	—	—	—	—	—	7,659,500	7,475,294
Tasa de interés promedio (%)	—	—	—	—	—	—	1.75 %	
Total de deuda a tasa fija	128,181,424	167,181,717	79,256,553	161,659,842	142,421,497	963,298,693	1,641,999,726	1,435,798,394
Tasa variable (dólares)	204,537,935	57,417,565	5,739,676	2,398,477	2,487,239	6,104,457	278,685,349	272,536,429
Tasa variable (euros)	13,415,342	—	—	—	—	—	13,415,342	13,497,422
Tasa variable (pesos)	80,449,683	25,456,403	7,790,683	1,213,716	1,200,252	1,889,545	118,000,282	131,589,540
Total de deuda a tasa variable	298,402,960	82,873,968	13,530,359	3,612,193	3,687,491	7,994,002	410,100,973	417,623,391
Deuda total	426,584,384	250,055,685	92,786,912	165,272,035	146,108,988	971,292,695	2,052,100,699	1,853,421,785

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 = U.S.\$ 1.00; \$0.1470 = 1.00 Yen japonés; \$23.3496 = 1.00 Libra esterlina; \$7.646804 = 1.00 UDI; \$20.7083 = 1.00 Euro y \$20.9791 = 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 los instrumentos financieros derivados
contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2023^{(1) (2)}**

	Año de la fecha de vencimiento esperada						Valor nocional total	Valor razonable (3)
	2024	2025	2026	2027	2028	2029 en adelante		
Instrumentos de Cobertura (2)(4)								
IFD de Tasa de Interés								
<i>Swaps de Tasa de Interés (Dólares americanos)</i>								
Variable a Fija	\$ 2,813,283	\$ 2,072,945	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 4,886,228	\$ 161,540
Tasa de pago promedio	2 %	2 %	— %	— %	— %	— %	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	6 %	5 %	— %	— %	— %	— %	N.A.	N.A.
<i>Opciones de Tasa de Interés</i>								
Compra Cap / Vende Floor sobre SOFR 1M en USD	\$ —	\$ 42,305,000	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 42,305,000	\$ 824,040
IFD de Divisas								
<i>Swaps de Moneda</i>								
Recibe euros / Paga Dólares americanos	\$ 22,534,604	\$ 32,866,454	\$ 18,530,120	\$ 22,727,515	\$ 22,588,755	\$ 26,772,726	\$ 146,020,174	\$ (3,430,313)
Recibe yenes / Paga Dólares americanos	—	—	—	—	—	—	—	—
Recibe libras esterlinas / Paga Dólares americanos	—	10,012,071	—	—	—	—	10,012,071	(469,549)
Recibe UDI / Paga pesos	—	3,063,181	17,076,001	—	4,749,625	6,844,866	31,733,673	4,364,789
Recibe Francos suizos / Paga Dólares americanos	—	—	—	—	—	—	—	—
<i>Opciones de Moneda</i>								
Compra put, Vende put y Vende call sobre yenes	—	—	9,598,412	—	—	—	9,598,412	(941,833)
Compra call, Vende call y Vende put sobre euros	23,350,245	13,543,142	—	—	23,350,245	—	60,243,632	(3,141,165)
Venta Call sobre libras esterlinas	—	9,694,529	—	—	—	—	9,694,529	(91)
Venta Call sobre francos suizos	—	—	—	—	—	—	—	—
Venta Call sobre euros	—	12,142,127	14,010,147	23,350,245	—	25,218,264	74,720,783	(442,326)
<i>Forward de Tipo de Cambio</i>								
Recibe Dólares americanos y pesos / Paga Dólares americanos y pesos	\$ 21,266,286	\$ 17,494,819	\$ 6,984,701	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 45,745,806	\$ (24,124,384)

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 2023 de \$16.9220= U.S.\$ 1.00 y \$18.6963= 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 2022^{(1) (2)}

	Año de la fecha de vencimiento esperada						Valor nominal total	Valor razonable (3)
	2023	2024	2025	2026	2027	2028 en adelante		
Instrumentos de Cobertura (2)(4)								
IFD de Tasa de Interés								
<i>Swaps de Tasa de Interés (Dólares americanos)</i>								
Variable a Fija	\$ 4,346,428	\$ 3,227,627	\$ 2,378,252	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 9,952,307	\$ 409,459
Tasa de pago promedio	2 %	2 %	2 %	— %	— %	— %	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	5 %	5 %	4 %	— %	— %	— %	N.A.	N.A.
<i>Opciones de Tasa de Interés</i>								
Compra Cap / Vende Floor sobre Libor 1M en USD	\$ —	\$ 48,535,750	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 48,535,750	\$ 2,263,382
IFD de Divisas								
<i>Swaps de Moneda</i>								
Recibe euros / Paga Dólares americanos	\$ 45,303,255	\$ 25,853,538	\$ 37,200,560	\$ 21,259,267	\$ 26,074,861	\$ 56,631,520	\$ 212,323,001	\$ (11,745,814)
Recibe yenes / Paga Dólares americanos	4,685,672	—	—	—	—	—	4,685,672	(231,855)
Recibe libras esterlinas / Paga Dólares americanos	—	—	11,486,665	—	—	—	11,486,665	(1,123,000)
Recibe UDI / Paga pesos	—	—	3,063,181	17,076,001	—	11,594,491	31,733,673	6,147,449
Recibe Francos Suizos / Paga Dólares americanos	7,086,220	—	—	—	—	—	7,086,220	620,453
<i>Opciones de Moneda</i>								
Compra put, Vende put y Vende call sobre yenes	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 11,845,210	\$ —	\$ —	\$ 11,845,210	\$ (461,140)
Compra call, Vende call y Vende put sobre euros	—	25,978,760	15,067,681	—	—	25,978,760	67,025,201	(4,750,485)
Venta Call sobre libras esterlinas	—	—	10,556,234	—	—	—	10,556,234	(2,835)
Venta Call sobre francos suizos	7,664,921	—	—	—	—	—	7,664,921	(1,617)
Venta Call sobre euros	13,508,955	—	13,508,955	15,587,256	25,978,760	28,057,061	96,640,987	(375,031)
Forward de Tipo de Cambio								
Recibe Dólares americanos / Paga pesos	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —

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= U.S.\$ 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.

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 2023 y 2022 (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 2023 ⁽¹⁾**

Valor total en libros	Año de la fecha de vencimiento esperada						2029 en adelante	Total
	2024	2025	2026	2027	2028			
Pasivos Financieros								
Proveedores	368,345,849	368,345,849	—	—	—	—	—	368,345,849
Cuentas y gastos por pagar	83,646,764	83,646,764	—	—	—	—	—	83,646,764
Arrendamientos	41,848,333	9,869,758	6,994,150	6,078,204	6,033,850	5,235,062	28,081,239	62,292,263
Deuda	1,794,470,357	550,583,179	206,633,907	256,300,963	192,796,139	145,605,972	1,520,792,292	2,872,712,452
Total	2,288,311,303	1,012,445,550	213,628,057	262,379,167	198,829,989	150,841,034	1,548,873,531	3,386,997,328

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 2023 de \$16.9220 = U.S.\$ 1.00; \$0.1200 = 1.00 Yen japonés; \$21.5646 = 1.00 Libra esterlina; \$7.981602 = 1.00 UDI; \$18.6963 = 1.00 Euro y \$20.1101 = 1.00 Franco suizo.

**Flujos de Principal e Intereses de los Pasivos Financieros por año de vencimiento
al 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾**

Valor total en libros	Año de la fecha de vencimiento esperada						2028 en adelante	Total
	2023	2024	2025	2026	2027			
Pasivos Financieros								
Proveedores	282,245,250	282,245,250	—	—	—	—	—	282,245,250
Cuentas y gastos por pagar	81,808,426	81,808,426	—	—	—	—	—	81,808,426
Arrendamientos	51,131,575	12,675,801	9,520,188	7,597,880	6,872,446	6,326,035	38,294,561	81,286,911
Deuda	2,091,463,996	589,247,128	364,516,602	180,784,946	248,156,834	213,073,284	1,828,545,637	3,424,324,431
Total	2,506,649,247	965,976,605	374,036,790	188,382,826	255,029,280	219,399,319	1,866,840,198	3,869,665,018

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 = U.S.\$ 1.00; \$0.1470 = 1.00 Yen japonés; \$23.3496 = 1.00 Libra esterlina; \$7.646804 = 1.00 UDI; \$20.7083 = 1.00 Euro y \$20.9791 = 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 del 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 MtM 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 no financieros celebrados y ha determinado que, de acuerdo con las cláusulas de los mismos, éstos no presentan todos los términos que requieran segregarse al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, PEMEX no reconoció efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

Al 31 de diciembre de 2023, PEMEX reconoció, en un contrato FX Single Cross Currency Swap, un forward implícito favorable por un importe de \$194,194. El contrato FX Single Cross Currency Swap vence en el mes de febrero de 2024.

Tratamiento contable

PEMEX contrata los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en 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 Rendimiento (costo) en instrumentos financieros derivados, neto, en el estado consolidado del resultado integral.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el valor razonable neto de los IFD (sin incluir el derivado implícito), vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones vencidas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ (26,762,771) y \$ (9,486,488), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

Con base en lo anterior, todos los IFD que tiene PEMEX son tratados contablemente como de negociación, por lo que cualquier cambio en el valor razonable de los IFD causado por cualquier situación o eventualidad, impacta directamente en el rubro Rendimiento (costo) en instrumentos financieros derivados, neto, del estado consolidado del resultado integral.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nominal de los IFD del tipo OTC con posiciones vigentes o abiertas y vencidas no realizadas, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, considerados 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)

IFD	Mercado	31 de diciembre 2023		31 de diciembre 2022	
		Volumen (millones de barriles)	Valor razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor razonable
Futuros	Bursátil	(1.18)	11,460	(1.48)	(263,060)
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	(0.49)	(4,636)	(2.27)	146,828

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

El importe de los Futuros y de los Swaps de petrolíferos se presentan dentro del activo circulante como parte del rubro de Efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

Tipos de cambio \$16.9220 y \$19.4143 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$18.6963 pesos por euro al 31 de diciembre de 2023 y de \$20.7083 pesos por euro al 31 de diciembre de 2022.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) neta de \$478,032, \$(22,862,951) y \$(25,224,243) respectivamente, reportada en el rubro Rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación (no incluye el efecto neto en resultados del derivado implícito).

Al 31 de diciembre de 2023, PEMEX reconoció una ganancia neta generada por el forward implícito de \$194,194.

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 2023 y 2022.

	Derivados del activo Valor razonable	
	31 de diciembre 2023	31 de diciembre 2022
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Derivados implícitos	\$ 194,194	\$ —
Opciones de crudo	436,521	—
Opciones de tasa de interés	824,040	2,263,382
Swaps de divisas	8,310,089	10,082,786
Swaps de tasa de interés	161,540	409,400
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	\$ 9,926,384	\$ 12,755,568
Total activo	\$ 9,926,384	\$ 12,755,568

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Derivados del pasivo Valor razonable	
	31 de diciembre 2023	31 de diciembre 2022
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Opciones de crudo	\$ —	\$ (207,494)
Opciones de divisas	(4,082,999)	(5,211,625)
Crack spread swaps	—	(27,959)
Swaps de divisas	(32,411,963)	(16,795,037)
Swaps de tasa de interés	—	59
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	\$ (36,494,962)	\$ (22,242,056)
Total pasivo	\$ (36,494,962)	\$ (22,242,056)
Total IFD neto	\$ (26,568,578)	\$ (9,486,488)

La siguiente tabla presenta el rendimiento (costo) neto por IFD reconocido en el estado consolidado del resultado integral de PEMEX por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, el cual se presenta en el rubro Rendimiento (Costo) por instrumentos financieros derivados, neto.

	Importe del rendimiento (costo) reconocido en el estado consolidado del resultado integral por instrumentos financieros derivados		
	31 de diciembre 2023	31 de diciembre 2022	31 de diciembre 2021
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	\$ 194,194	\$ —	\$ —
Forwards	(325,605)	(57,874)	255,045
Futuros	(116,638)	(1,871,162)	(1,478,143)
Opciones de crudo	(1,472,311)	(3,038,638)	(2,373,131)
Opciones de divisas	1,121,329	(3,592,393)	(4,791,503)
Opciones de tasa de interés	100,615	2,664,631	522,241
Crack spread swaps	575,932	(27,883)	—
Swaps de divisas	600,937	(17,511,767)	(17,344,621)
Swaps de futuros de crudo	—	—	(146,350)
Swaps de tasa de interés	11,987	572,135	132,219
IFD no identificados	\$ (18,214)	\$ —	\$ —
Total	\$ 672,226	\$ (22,862,951)	\$ (25,224,243)

19. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Hasta diciembre de 2015, PEMEX tenía únicamente un plan de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuían. A partir de 2016, PEMEX cuenta además con un plan de contribución definida, en el que tanto PEMEX como el trabajador realizan aportaciones a la cuenta individual del trabajador.

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido se basan 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 fondeo 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 éste 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 diciembre	
	2023	2022
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,360,042,062	\$ 1,295,765,636
Pasivo por Otros Beneficios a Largo Plazo	12,417,151	11,121,039
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	\$ 1,372,459,213	\$ 1,306,886,675

*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 \$2,348,557 en 2022 a \$3,675,492 en 2023. El gasto en el estado de resultados (costo neto del período, CD-garantía) es de \$452,913 y 683,266, para 2022 y 2023, 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	
	2023	2022
Pasivo Neto Proyectado		
Pasivo por Beneficios Definidos al inicio del período	\$ 1,295,765,636	\$ 1,371,307,692
Costo del Servicio	22,607,470	18,446,170
Costo por servicios pasados	14,518	524
Interés neto	117,553,506	112,552,382
Pérdida por evento de liquidación	996	1,971
Pago de beneficios definidos	(7,515,974)	(6,673,574)
Monto de pérdidas y (ganancias) actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos Financieros ⁽¹⁾	(4,810,081)	(150,264,079)
Cambios en supuestos Demográficos ⁽¹⁾	2,500,266	2,403,864
Por experiencia durante el ejercicio ⁽¹⁾	7,921,444	16,188,726
En activos durante el ejercicio ⁽¹⁾	(29,392)	277,256
Transferencia de Reservas ⁽²⁾	242,587	—
Contribuciones al fondo	(74,208,914)	(68,475,296)
Pasivo por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,360,042,062	\$ 1,295,765,636

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- (1) El monto de las pérdidas actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo reconocidas en otros resultados integrales por \$5,582,237, el cual, después del impuesto sobre la renta diferido por \$4,933,772 generados en el periodo de enero a diciembre 2023 corresponden principalmente al incremento en la tasa de descuento al pasar de 9.39% en 2022 a 9.42% en 2023, así como el cambio que sufrieron las obligaciones por concepto de movimientos en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones.
- (2) Transferencia del Fondo para Obligaciones de Beneficios a Empleados al Fondo de Contribución Definida de PMI.

	31 diciembre	
	2023	2022
Cambios en los Activos del Plan		
Activos del Plan al inicio del año	\$ 2,233,490	\$ 2,289,697
Rendimiento esperado de los activos	270,660	253,721
Pagos con cargo al fondo de pensiones	(74,322,845)	(68,534,502)
Contribuciones de la empresa al fondo	74,208,313	68,410,838
Ganancia / (Pérdida) actuarial en activos del plan	29,401	(121,876)
Ajustes al plan de contribuciones definidas ⁽¹⁾	(242,587)	(64,388)
Activos del Plan al final del año	\$ 2,176,432	\$ 2,233,490

- (1) Conceptos provenientes 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.

Derivado de la Aportación del Gobierno Federal con motivo de la Modificación del Plan de Pensiones de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias de abril a diciembre 2023 se aportaron \$7,239,422 de intereses. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, los intereses generados por la totalidad de los Bonos Gubernamentales ascendieron a \$7,426,089 de los cuales Petróleos Mexicanos recibió pago por \$(8,052,642). (ver Nota 15).

Los pagos esperados para el ejercicio 2024 ascienden a \$91,358,430.

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

	31 diciembre	
	2023	2022
Activos del Plan		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 146,763	\$ 168,367
Instrumentos de deuda	2,029,669	2,065,123
Suman los Activos del Plan	\$ 2,176,432	\$ 2,233,490

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 diciembre	
	2023	2022
Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)		
Obligaciones por Beneficios Definidos al inicio del año	\$ 1,297,920,118	\$ 1,373,548,493
Costo del servicio	22,602,882	17,582,708
Costo financiero	117,844,359	112,801,977
Costo por servicios pasados	14,518	524
Pago de beneficios definidos	(81,837,824)	(75,208,077)
Monto de pérdidas y (ganancias) actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos Financieros ⁽¹⁾	(4,810,081)	(150,264,079)
Cambios en supuestos Demográficos ⁽²⁾	2,500,266	2,403,864
Cambios por experiencia durante el ejercicio ⁽³⁾	7,921,444	16,188,726
Reducciones	9,014	1,971
Modificaciones al plan	—	864,011
Obligaciones por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,362,164,696	\$ 1,297,920,118

⁽¹⁾ Las variaciones en supuestos financieros se deben al incremento en la tasa de descuento al pasar de 9.39% en 2022 a 9.42% en 2023.

⁽²⁾ El principal factor que influyó en la pérdida actuarial por cambios en supuestos demográficos del ejercicio 2023, se debe entre otros factores, 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 se dan por los movimientos en la población diferente a los esperados, los factores que influyeron en el resultado del ejercicio 2023 fueron el incremento de salarios, salidas y entradas de personal.

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 (10.08)% y 12.38% respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 2.58% y (2.02)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 7.66% y (6.58)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 1.04% y (0.90)%, 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 EMSSInc-IMSS2012 y para el personal inválido es la EMSSInv-IMSS2012.

Los activos del plan están en el FOLAPE, administrado por BBVA México, S.A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA México y tiene un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria. Al 31 de diciembre de 2023 el FOLAPE cuenta con un saldo de \$145,286, mientras que el resto \$2,031,145 pertenecen a las empresas filiales que se encargan de administrar sus propios fondos.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2023 y 2022:

*Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2023				
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	\$ 146,763	—	—	\$ 146,763
Instrumentos de deuda	2,029,669	—	—	2,029,669
Total	\$ 2,176,432	—	—	\$ 2,176,432

*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	2,065,123	—	—	2,065,123
Total	\$ 2,233,490	—	—	\$ 2,233,490

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan se muestran en la siguiente tabla:

	31 diciembre	
	2023	2022
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 ⁽¹⁾	9.42%	9.39%
Duración promedio de la obligación (años)	11.82	13.45

⁽¹⁾ Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental, generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal ("Bonos M") y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes. Como consecuencia de los movimientos en los rendimientos de los instrumentos financieros antes mencionados al cierre del ejercicio, la tasa de descuento presentó un aumento respecto al cierre del ejercicio 2022.

**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 diciembre	
	2023	2022
Cambios en el pasivo de Otros Beneficios a Largo Plazo		
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del año	\$ 11,121,039	\$ 12,763,956
Cargo a resultados del período	2,856,598	2,010,051
Monto de pérdidas y (ganancias) actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(10,245)	(1,899,096)
Cambios en supuestos Demográficos	(206,979)	(166,459)
Por experiencia durante el ejercicio	(1,342,079)	(1,585,760)
Pago de Beneficios	(1,183)	(1,653)
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 12,417,151	\$ 11,121,039

Los pagos esperados de los beneficios a largo plazo para el ejercicio 2024 ascienden a \$429,853.

Los efectos en el pasivo por beneficios a largo plazo al final del período son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de (14.91)% y 17.72%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 6.93% y (5.01)%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 0.00% y 0.00%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 3.24% y (3.70)%, 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 diciembre	
	2023	2022
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⁾	9.42%	9.39%
Duración promedio de la obligación (años)	11.82	13.45

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- (1) Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal ("Bonos M") y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes. Como consecuencia de los movimientos en los rendimientos de los instrumentos financieros antes mencionados al cierre del ejercicio, la tasa de descuento presentó un aumento respecto al cierre del ejercicio 2022.

20. PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DIVERSOS

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	2023	2022	2021
Provisión gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 13)	\$ 61,117,106	\$ 66,699,388	\$ 70,144,756
Provisión juicios en proceso (ver Nota 27)	12,436,092	10,533,137	11,114,006
Provisión gastos de protección ambiental	9,757,356	11,914,160	11,138,904
	\$ 83,310,554	\$ 89,146,685	\$ 92,397,666

A continuación, se muestra el análisis de la cuenta de provisión para taponamiento de pozos, juicios en proceso y gastos ambientales:

	Taponamiento de pozos		
	2023	2022	2021
Saldo al inicio del año	\$ 66,699,388	\$ 70,144,756	\$ 77,125,513
(Disminución) de la provisión contra el activo fijo	(920,616)	(3,573,843)	(13,834,388)
Efecto de tasa de descuento	4,638,600	4,647,200	4,454,106
Utilidad (pérdida) cambiaria no realizada	(8,475,320)	(3,984,400)	2,454,810
Aplicación de la provisión	(824,946)	(534,325)	(55,285)
Saldo al final del año	\$ 61,117,106	\$ 66,699,388	\$ 70,144,756

	Juicios en proceso		
	2023	2022	2021
Saldo al inicio del año	\$ 10,533,137	\$ 11,114,006	\$ 8,321,816
Incremento de la provisión contra gastos	6,684,626	3,137,470	4,818,298
Cancelación de la provisión contra gastos	(4,901,474)	(3,704,499)	(2,025,221)
Aplicación de la provisión	119,803	(13,840)	(887)
Saldo al final del año	\$ 12,436,092	\$ 10,533,137	\$ 11,114,006

	Gastos de protección ambiental		
	2023	2022	2021
Saldo al inicio del año	\$ 11,914,160	\$ 11,138,904	\$ 9,178,555
Incremento de la provisión contra gastos	487,036	1,711,108	2,424,037
Cancelación de la provisión	(2,613,047)	(856,047)	(407,671)
Aplicación de la provisión	(30,793)	(79,805)	(56,017)
Saldo al final del año	\$ 9,757,356	\$ 11,914,160	\$ 11,138,904

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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, constituyen 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 pozos generado del catálogo único institucional y finalmente el límite de reservas probadas desarrolladas al 1 de enero de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, 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 \$4,638,600, \$4,647,200 y \$4,454,106 para el ejercicio 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Los rangos de tasas de descuento utilizados durante 2023, 2022 y 2021 fueron de 9.510% a 10.050%, 9.380% a 10.520% y 3.114% a 8.040% para conceptos en dólares americanos, respectivamente.

Además, el momento de taponamiento seguramente dependerá del momento en que los yacimientos dejen 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:

<u>Año</u>	<u>Monto</u>
2024	\$ 623,162
2025	429,577
2026	3,328,743
2027	1,679,097
2028	2,113,864
Más de 5 años	52,942,663
Total	<u>\$ 61,117,106</u>

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 realizarán auditorías ambientales a algunas de sus instalaciones. Derivado de los resultados obtenidos en las auditorías se firmarán planes de acción que atenderán las irregularidades detectadas y se ingresarán a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA). No se tiene definido el período de ejecución de estos trabajos, ya que están sujetos a los presupuestos que se puedan otorgar a PEMEX.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

21. IMPUESTOS Y DERECHOS

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, los impuestos y derechos por pagar se integran como sigue:

	2023	2022
Impuestos y derechos a la utilidad:		
Derecho a la utilidad compartida	\$ 74,214,983	\$ 29,134,959
Impuesto sobre la renta	7,412,498	4,268,496
Total de impuestos a la utilidad	81,627,481	33,403,455
Otros impuestos y derechos:		
Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios	41,633,824	23,217,262
Derecho de extracción de hidrocarburos	17,840,810	6,895,491
Derecho de exploración de hidrocarburos	147,785	136,588
Impuestos por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos	464,521	413,371
Impuestos retenidos por pagar	7,201,114	5,800,188
Impuestos y derechos de importación	5,827	13,028
Otras contribuciones por pagar	1,083,387	933,972
Total de otros impuestos y derechos	\$ 68,377,268	\$ 37,409,900
Tota de impuestos y derechos por pagar	\$ 150,004,749	\$ 70,813,355

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. Así mismo cada año se publica la Ley de Ingresos de la Federación que contiene disposiciones específicas para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

Régimen fiscal aplicable a Asignaciones

El régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos consiste en los siguientes Derechos:

A. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)

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

A partir del 1 de enero 2023 y 2022, la tasa aplicable fue de 40%, 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 quema), las deducciones permitidas por la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, entre las que se consideran parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos. Conforme a la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2024, a partir del 1 de enero de 2024, se aplicará una tasa de 30%.

Durante 2023 se causó DUC por un total de \$280,756,794 cifras de la declaración anual normal del ejercicio 2023, misma que se presentó el 1 de abril de 2024, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$206,541,811, así mismo se acreditó el Decreto de beneficio fiscal correspondiente a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 por un monto de \$73,507,538, quedado un saldo a cargo por \$707,445 al cierre de diciembre de 2023.

El 13 de febrero de 2024 el Gobierno Federal se publicó un Decreto en el Diario Oficial de la Federación, en el cual se otorgó un beneficio fiscal para PEMEX consistente en un crédito fiscal equivalente al 100% del monto del Derecho por la utilidad compartida que corresponda a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023, así como enero de 2024 y se podrá acreditar contra el mismo derecho que resulte a pagar en dichos periodos mensuales a cuenta del derecho anual correspondiente al ejercicio fiscal 2023 y al ejercicio fiscal 2024, respectivamente..

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Durante el ejercicio fiscal 2023, se difirieron los pagos de DUC de los meses de enero a septiembre, conforme a la Resolución Miscelánea Fiscal 2023.

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 \$397,567,229, quedado un saldo a cargo por \$556,481 al cierre de diciembre de 2022.

Los derechos e impuestos a la utilidad pagados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, ascendieron a \$234,982,338, \$431,444,989 y \$265,883,549, 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 2023, 2022 y 2021, se integra como sigue:

	2023	2022	2021
Derecho a la Utilidad Compartida (DUC)	\$ 207,212,856	\$ 398,123,710	\$ 374,433,879
Estímulo fiscal para DUC ⁽¹⁾	—	—	(73,280,000)
Gasto por DUC diferido	6,863,068	(6,703,627)	5,673,403
Total de DUC	\$ 214,075,924	\$ 391,420,083	\$ 306,827,282

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

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

	2023	2022
DUC diferido activo:		
Créditos fiscales	\$ 512,640,627	\$ 454,631,317
DUC diferido pasivo:		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(195,705,735)	(171,170,789)
DUC diferido neto, activo	316,934,892	283,460,528
DUC diferido no reconocido	(314,346,132)	(274,008,700)
Activo a largo plazo, neto	\$ 2,588,760	\$ 9,451,828

El DUC Diferido no reconocido por los ejercicios de 2023 y 2022, por importes de \$314,346,132 y \$274,008,700 respectivamente, deriva principalmente de los remanentes de costos, gastos e inversiones, que no tendrán una recuperación futura por las regiones fiscales: terrestres, aguas someras, aguas profundas y Chicontepec.

Los remanentes de costos, gastos e inversiones generados a partir del ejercicio 2015, se pueden deducir en los ejercicios inmediatos posteriores, sin que los mismos expiren.

El gasto esperado por DUC en 2023 y 2022 es diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 40%, respectivamente, a la pérdida antes de impuestos, derechos y aprovechamientos como resultado de las partidas que se mencionan en el cuadro.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2023	2022	2021
Gasto esperado:	\$ 98,990,391	\$ 236,421,472	\$ 147,520,595
Incremento (reducción) resultante de:			
Beneficio esperado de contratos	(2,578,264)	(4,987,552)	(5,333,064)
Ingresos no acumulables ⁽¹⁾	(627,269,522)	(778,566,830)	(1,252,957,737)
Gastos no deducibles ⁽¹⁾	530,857,395	547,132,910	1,110,770,206
Valor de la producción	360,388,580	526,040,742	507,997,938
Derechos deducibles	(26,159,947)	(51,920,424)	(44,270,598)
Estímulo fiscal DUC ⁽²⁾	(73,507,538)	—	(73,280,000)
(Beneficio) gasto por DUC diferido	6,863,068	(6,703,627)	5,673,403
Límite de deducciones	(53,508,239)	(75,996,608)	(89,293,461)
Gasto por derecho a la utilidad compartida	\$ 214,075,924	\$ 391,420,083	\$ 306,827,282

⁽¹⁾ Incluye la totalidad de la utilidad y pérdida por fluctuación en cambios la cual no tiene un efecto en la determinación del DUC.

⁽²⁾ Corresponde al estímulo fiscal otorgado por el Gobierno Federal el 13 de febrero de 2024 y el 19 de febrero de 2021.

El 19 de febrero de 2021, el Gobierno Federal publicó un decreto en el Diario Oficial de la Federación, otorgando un beneficio fiscal para PEMEX consistente en un crédito fiscal equivalente a \$73,280,000 para el año 2021. El beneficio fiscal se otorgó como medida de liberación de recursos para que PEMEX incremente la inversión en actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Este decreto es adicional a la reducción de la tasa del DUC de 58.0% a 54.0% aplicable para el ejercicio 2021 de conformidad con las modificaciones en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

A. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)

Para la determinación de las 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 2023 Pemex Exploración y Producción causó este derecho por un total de \$65,399,868 así mismo se acreditó el Decreto de beneficio fiscal correspondiente a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 por un monto de \$17,840,810, quedando \$47,559,058 registrados en el costo de ventas.

Durante 2022 Pemex Exploración y Producción causó este derecho por un total de \$129,801,061 los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

El 13 de febrero de 2024, 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 al 100% del monto del derecho de extracción de hidrocarburos que corresponda a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023, así como enero de 2024, y se podrá acreditar contra el mismo derecho que resulte a pagar en dichos periodos mensuales.

Durante el ejercicio fiscal 2023, se difirieron los pagos de DEXTH de los meses de enero a septiembre, conforme a la Resolución Miscelánea Fiscal 2023.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

B. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Pemex Exploración y Producción como asignatario tiene la obligación de hacer pagos mensuales de este derecho. En 2023 las cuotas fueron de 1,669.53 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 3,992.39 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 2023 y 2022 Pemex Exploración y Producción causó este derecho por un total de \$1,768,612 y \$1,638,913 respectivamente, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

C. 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 \$2,177.64 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 \$8,710.69 pesos por kilómetro cuadrado.

Durante 2023 y 2022 se causó este impuesto por un total de \$5,211,315 y \$4,664,541 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 del área que tenga un contrato de exploración y extracción, se prevé una cuota mensual a favor del Gobierno Federal de 1,669.53 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a 3,992.39 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo. La cuota se actualizará anualmente de acuerdo al INPC.
- 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 2,177.64 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 8,710.69 pesos por kilómetro cuadrado. Durante 2023 y 2022 se causó este impuesto por un total de \$242,070 y \$226,653, 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 2023 han sido de \$5.92 por litro de gasolina menor a 91 octanos; \$5.00 por litro de gasolina mayor o igual a 91 octanos y \$6.51 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 2023 han sido 52.25 centavos por litro de gasolina menor a 91 octanos, 63.75 centavos por litro de gasolina mayor o igual a 91 octanos y 43.36 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 2023 han sido 8.95 centavos por litro para el propano, 11.58 centavos por litro para el butano, 15.69 centavos por litro para la gasolina y gas avión, 18.74 centavos por litro para turbosina y otros kerosenos, 19.04 centavos por litro para diésel, 20.32 centavos por litro para combustóleo y \$23.58 por tonelada de coque de petróleo, \$55.29 por tonelada de coque de carbón, \$41.63 por tonelada de carbón mineral y \$60.18 por tonelada de carbono de otros combustibles fósiles. Estas cuotas se incrementan anualmente de acuerdo con la inflación y también gravan la importación de estos combustibles

(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 50% de la tasa general, aplicable directamente al momento de la enajenación o prestación de servicio. Este estímulo es aplicable en 6 Estados de la región fronteriza norte e incluye a 43 municipios de esos Estados.

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias aplican este beneficio fiscal por las operaciones que realizan dentro de los municipios de los Estados comprendidos en el Decreto.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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, resulta 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 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 2023, 2022 y 2021 dichas compañías generaron ISR como se muestra como sigue:

	2023	2022	2021
ISR causado	\$ 5,134,840	\$ 5,939,990	\$ 3,573,731
ISR diferido	788,517	(77,179,234)	(3,052,891)
Total ISR	\$ 5,923,357	\$ (71,239,244)	\$ 520,840

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el activo por ISR diferido neto de las Entidades Subsidiarias Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial por \$685,844,188 y \$679,649,787, respectivamente, no se ha reconocido ya que no se estiman ganancias fiscales futuras contra las que pueda utilizar los beneficios correspondientes, dichos montos se integran principalmente por pérdidas fiscales pendientes de amortizar las cuales expiran entre los años 2026 y 2032.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los principales conceptos que originan el saldo del activo (pasivo) por ISR diferido son lo que se muestran a continuación:

	2022	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	2023
Impuesto sobre la renta diferido activo:				
Provisiones	\$ 11,921,054	91,686	—	\$ 12,012,740
Pasivo laboral	57,214,536	4,393,242	585	61,608,363
Anticipo de clientes	220,215	(21,537)	—	198,678
Pasivos acumulados	7,771,316	2,498,494	—	10,269,810
Cuentas incobrables	127,843	(82,330)	—	45,513
Instrumentos financieros derivados	34,870	(34,870)	—	—
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	8,462,555	(644,195)	—	7,818,360
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ⁽¹⁾	76,428,341	(1,055,845)	—	75,372,496
Total impuesto sobre la renta diferido activo	162,180,730	5,144,645	585	167,325,960
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo):				
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(5,070,345)	(5,124,344)	—	(10,194,689)
Otros	(1,794,680)	(808,818)	—	(2,603,498)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)	(6,865,025)	(5,933,162)	—	(12,798,187)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	\$ 155,315,705	(788,517)	585	\$ 154,527,773

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2021	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	2022
Impuesto sobre la renta diferido activo:				
Provisiones	\$ 11,032,260	888,794	—	\$ 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	24,124	—	34,870
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	5,452,609	3,009,946	—	8,462,555
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ⁽¹⁾	8,468,185	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

⁽¹⁾ Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2033.

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.

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2023	2022	2021
Beneficio esperado	\$ 102,495,110	\$ 163,937,963	\$ 69,725,125
(Reducción) incremento resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	(27,144,892)	(23,533,416)	30,058,116
Actualización fiscal de ductos, inmuebles y equipo	600,688	—	—
Derechos deducibles	(62,163,857)	(119,437,113)	(90,346,164)
Cambio en ISR diferido no reconocido	(29,256,451)	(99,334,219)	(20,941,629)
Gasto esperado de contratos	—	—	1,311,975
Beneficios al retiro	8,727,606	7,930,425	1,101,292
Gastos no deducibles	12,284,337	16,019,493	3,113,625
Otros, neto	380,816	(16,822,377)	6,498,500
Beneficio por impuesto sobre la renta	\$ 5,923,357	\$ (71,239,244)	\$ 520,840

⁽¹⁾ Incluye principalmente efecto de deterioro para 2022.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El efecto acumulado de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2023 y 2022 ascendió a \$(3,410,401) y \$(3,410,986), respectivamente. Así mismo, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales del periodo se encuentra presentado en (pérdida) integral por un monto de \$585 y \$(8,075,854), 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 doce meses terminados el 31 de diciembre de 2023, Petróleos Mexicanos recibió aportaciones como Certificados de Aportación por \$166,615,123 por parte del Gobierno Federal.

Por el periodo de doce 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.

Los Certificados de Aportación "A" se integran como sigue:

	Importe
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
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2023	166,615,123
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2023	\$1,196,207,416

Las Aportaciones del Gobierno Federal, en forma de Certificados de Aportación "A" realizadas durante 2023 por un total de \$166,615,123, han sido designadas para la construcción de la Refinería Olmeca en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, para el fortalecimiento de la posición financiera, para el plan de rehabilitación de refinerías y para el fortalecimiento de la cadena de fertilizantes, como se muestra a continuación:

Fecha	Construcción de la Refinería Olmeca	Fortalecimiento de la cadena de Fertilizantes	Plan de Rehabilitación de Refinerías	Fortalecimiento de la posición financiera
19 de enero	\$ —	\$ 600,000	\$ —	\$ —
30 de enero	—	600,000	—	—
23 de febrero	6,000,000	—	—	—
16 de marzo	—	—	10,500,000	—
26 de julio	—	—	—	64,970,000
10 de agosto	5,534,500	—	—	—
13 de septiembre	—	—	—	6,766,000
15 de septiembre	6,000,000	—	—	—
15 de septiembre	—	1,700,000	—	—
24 de octubre	—	—	—	55,944,623
18 de diciembre	8,000,000	—	—	—
Total	\$ 25,534,500	\$ 2,900,000	\$ 10,500,000	\$ 127,680,623

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

B. APORTACIONES DEL GOBIERNO FEDERAL

Durante 2023, no hubo contribuciones del Gobierno Federal distintas a los Certificados de Aportación "A".

Durante 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 DPRLP (ver Nota 12).

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 2023 y 2022 no existieron movimientos en este rubro.

D. OTROS RESULTADOS ACUMULADOS INTEGRALES

Como resultado del análisis de la tasa de descuento relativa a las obligaciones de pago de beneficios a empleados, por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, PEMEX reconoció una (pérdida) ganancia actuarial neta por \$(4,933,773) y \$123,385,417, respectivamente, en otros resultados integrales, que incluye impuestos diferidos por \$584,918 y \$(8,075,854) respectivamente, relacionadas con obligaciones de retiro y beneficios post-empleo. La variación relacionada con los beneficios de jubilación y post-empleo fue resultado de un incremento en la tasa de descuento y rendimiento de los activos del plan de 9.39% al 31 de diciembre de 2022 a 9.42% al 31 de diciembre de 2023.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En 2022, 2023 y 2024 ciertas agencias calificadoras disminuyeron la calificación crediticia de PEMEX mencionando, la volatilidad de los precios del crudo, la baja en la calificación de la deuda soberana del Gobierno Federal y la capacidad del Gobierno Federal para proporcionar apoyo. La disminución en la calificación crediticia de PEMEX impacta 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 2024. Estas condiciones han impactado negativamente el desarrollo financiero de PEMEX, así como la posición de liquidez.

PEMEX reconoció un rendimiento (perdida) neta de \$8,151,664, \$99,998,470 y \$(294,775,877) en 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Adicionalmente al 31 de diciembre de 2023 y 2022 PEMEX tiene un patrimonio negativo de \$(1,652,978,810) y \$(1,768,822,225), respectivamente, derivado principalmente de las pérdidas netas que se han obtenido en años anteriores, y un capital de trabajo negativo de \$585,176,915 y \$401,842,480, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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 2024 autorizó a PEMEX una meta de balance financiero de \$145,000,000 y actividades de financiamiento que no representen un endeudamiento neto en términos de deuda pública superior a los \$203,705,500 y otras actividades de financiamiento que no representen deuda pública. Este balance financiero no considera el pago de principal de la deuda durante 2024, la cual PEMEX espera cubrir mediante aportaciones de patrimonio por parte del Gobierno Federal Al 31 de diciembre de 2023, PEMEX tiene vencimientos de deuda de corto plazo por \$477,221,594 (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.

Planes

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

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, fue efectiva en 2023 y se mantiene durante 2024. Este decreto le permite a PEMEX recuperar sustantivamente del Gobierno Federal de la diferencia entre el precio de referencia internacional de la gasolina y el diésel y el precio en el cual se vende en el mercado nacional, tomando en cuenta los efectos de la inflación.

En octubre de 2023 el Gobierno Federal ajustó la tasa fiscal del DUC para 2024 al 30.0%, una reducción del 10 puntos porcentuales respecto de la tasa vigente en 2023 de 40.0%.

El 13 de febrero de 2024, se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto que otorga un estímulo fiscal consistente en la cancelación del monto del DUC y del DEXTH correspondientes a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 y al mes de enero 2024. Esta cancelación permitió a PEMEX una reducción de su carga fiscal por \$91,348,348 en 2023 y de \$20,646,242 en enero de 2024 (ver Nota 28-E.)

Durante 2024, se tiene contemplado que PEMEX reciba aportaciones de patrimonio por \$145,000,000 para apoyar el pago de su deuda. Adicionalmente, PEMEX tiene planes para realizar operaciones de refinanciamiento en los mercados de capitales de acuerdo con las condiciones prevalecientes y refinanciar su deuda.

Además, PEMEX cuenta con la capacidad de refinanciar una porción de su deuda a corto plazo a través de créditos bancarios directos y revolventes. La capacidad de PEMEX para refinanciar su deuda de corto plazo depende de factores que están fuera de su alcance.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2024, autorizó a PEMEX un endeudamiento neto de hasta \$203,705,500 (\$138,119,100 y U.S.\$3,726,500) 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 en 2024.

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 Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y Compañías Subsidiarias para 2023-2027 ("el Plan de Negocios 2023-2027").

Los precios del crudo mostraron una recuperación, así como del gas natural y productos petrolíferos, durante 2022, pero disminuyeron un 20% en 2023. Asimismo, en caso de que las cotizaciones internacionales de la mezcla mexicana de petróleo fueran superiores al precio promedio de U.S.\$56.7 dólares por barril, precio sobre la cual se construyó la meta de balance financiero para 2024, esos ingresos adicionales permitirían a PEMEX alcanzar de forma más rápida los objetivos de su plan de negocios. Con base en esto y tomando en consideración los niveles en precios observados durante el primer trimestre de 2024, PEMEX ajustó su presupuesto con un precio promedio de U.S.\$65.0 por barril.

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 2023 y 2022, 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 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 (déficit) y el estado consolidado del resultado integral presentan la participación no controladora de estas inversiones.

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 la participación no controladora en el patrimonio presentó (pérdidas) utilidades de \$(116,639), \$(288,610) y \$128,502 respectivamente.

23. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

Los costos y gastos por naturaleza, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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)

	2023	2022	2021
Compra de productos	\$ 778,100,997	\$ 1,126,780,036	\$ 518,434,795
Depreciación de pozos, propiedades, planta y equipo, depreciación de derechos de uso y amortización de activos intangibles y amortización	144,041,743	146,251,935	140,155,507
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	141,415,705	129,333,812	140,215,404
Servicios personales	121,408,213	107,990,777	100,401,001
Conservación y mantenimiento	79,917,049	78,323,591	65,239,995
Otros impuestos y derechos de la operación	64,825,368	14,717,890	12,933,825
Impuestos y derechos a la exploración y extracción	54,779,330	136,840,962	88,596,015
Pozos no exitosos	38,638,889	26,582,595	26,952,138
Otros costos y gastos de operación	31,895,908	11,163,737	77,748,739
Materiales y refacciones	28,019,686	26,516,438	23,504,046
Servicios auxiliares pagados a terceros	25,991,393	28,799,131	9,656,254
Pérdidas por sustracción de combustible ⁽¹⁾	20,168,804	19,891,204	6,791,377
Gastos de exploración	12,284,957	8,126,787	6,458,310
Seguros y fianzas	9,005,239	7,384,099	6,997,343
Gastos generales pagados a terceros	8,146,640	12,454,485	6,867,868
Fletes	7,893,791	8,522,913	5,195,157
Provisión para gastos de protección ambiental	3,840,186	6,507,615	2,064,164
Contratos integrales	2,925,163	4,556,801	4,904,774
Honorarios	1,927,051	6,476,622	548,928
Variación de inventarios ⁽²⁾	(8,643,559)	(38,474,306)	(11,544,077)
Total de costo de ventas, gastos de distribución y gastos de administración por naturaleza	\$ 1,566,582,553	\$ 1,868,747,124	\$ 1,232,121,563

⁽¹⁾ De acuerdo a la Resolución RES/179/2017, emitida por la CRE, las pérdidas por sustracción de combustible son aquellas que salen fuera de lo contemplado y en estas pueden derivarse de diferentes ilícitos, como es principalmente las sustracciones no autorizadas.

Pemex Logística es la encargada de la distribución de hidrocarburos mediante la red de poliductos y es responsable por el producto que recibe en el punto de recepción hasta su entrega al usuario en el punto de destino. Asimismo, es responsable de conservar la calidad del producto recibido y 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.

⁽²⁾ La variación en los inventarios es originada por las diferencias entre el saldo inicial y el saldo final de los inventarios, así como variaciones entre costos estándar y costos reales. En 2022, la variación obedece principalmente al incremento en los precios de los productos.

24. OTROS INGRESOS Y OTROS GASTOS

Los otros ingresos y otros gastos, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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. Otros ingresos

	2023	2022	2021
Otros ingresos ⁽¹⁾	\$ 4,313,625	\$ 7,815,529	\$ 3,028,394
Actualización de impuesto ⁽²⁾	4,744,762	8,061,861	915,277
Otros ingresos por servicios	2,574,801	2,797,260	4,126,750
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	1,915,375	2,353,815	1,429,152
Recuperación siniestros	858,161	881,462	1,147,424
Ingresos por venta de activo fijo	577,990	43,859	52,266
Adhesión y mantenimiento de franquicias	430,633	348,906	376,179
Ingresos por reaseguro	153,497	1,772,399	110,994
Depuración de cuentas	51,693	1,558,361	523,365
Seguros y fianzas	15,418	1,510,943	1,459,760
Efecto por conversión acumulado por cambio de método de participación a consolidación ⁽³⁾	—	10,383,296	—
Ganancia a precio de ganga por la compra de DPRLP	—	1,271,188	—
Ingresos de FONADIN ⁽⁴⁾	—	732,194	1,674,225
Ingresos por acuerdo reparatorio ⁽⁵⁾	—	410,000	2,756,680
Total de otros ingresos	\$ 15,635,955	\$ 39,941,073	\$ 17,600,466

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2022, incluye principalmente la cancelación de la provisión de juicios en proceso.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 2022 este concepto incluye devolución de actualizaciones del IVA, recuperaciones del Impuesto Especial de Producción y Servicios (IEPS) cuota variable y cancelación de obligaciones por mermas de IEPS por resolución jurídica.

⁽³⁾ 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 (ver Nota 12-B).

⁽⁴⁾ El 11 junio 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 Residuales 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.

⁽⁵⁾ Ingreso parcial y reconocimiento del acuerdo reparatorio de cumplimiento diferido a favor de Petróleos Mexicanos que se finiquitará en noviembre de 2023.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

B. Otros gastos

	2023	2022	2021
Costo de activos dados de baja ⁽¹⁾	\$ (7,656,437)	\$ (19,116,521)	\$(45,185,031)
Otros gastos	(4,084,664)	(3,304,653)	(3,058,504)
Siniestros	(1,870,308)	(3,140,284)	(2,670,560)
Recargos	(3,630,727)	(24,095)	(55,001)
Transporte y distribución de gas natural	—	—	—
Total de otros gastos	\$ (17,242,136)	\$ (25,585,553)	\$(50,969,096)

⁽¹⁾ 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 las que destacan la Ley de Petróleos Mexicanos, la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos y las Políticas y Lineamientos Anticorrupción para Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales. Estas disposiciones establecen que todos los servidores públicos están obligados a excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquellos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos 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 Lic. Manuel Bartlett 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 2023, CFE adquirió los siguientes productos de Pemex Transformación Industrial:

Producto	2023
Combustóleo pesado	\$ 20,161,371
Diésel Industrial	14,487,493
Otros	1,445,771
Combustóleo	466,198
Gas natural	521,872
Fletes	1,125
Total	\$ 37,083,830

**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 2023, CFE tiene un adeudo con Pemex Transformación Industrial por la cantidad de \$6,764,527. 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 2023, 2022 y 2021 ascendió aproximadamente a \$38,060, \$35,906 y \$34,360. Los beneficios al retiro, post-empleo y largo plazo se otorgan conforme a lo siguiente:

	Al 31 de diciembre		
	2023	2022	2021
Retiro	\$ 6,493	\$ 4,917	\$ 4,888
Post empleo	329	166	200
Largo Plazo	1,594	1,681	2,468
	\$ 8,416	\$ 6,764	\$ 7,556

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 2023, 2022 y 2021, se efectuaron pagos por \$8,213, \$7,648 y \$7,646 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 período de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a los principales funcionarios fue de \$652 y \$630, respectivamente. Al 31 de marzo de 2024, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgados a dichos funcionarios era de \$911.

26. COMPROMISOS

- a. PMI CIM 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 del campo Cantarell. Durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku-Maloob-Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a U.S.\$936,926 y U.S.\$1,227,596, 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
2024	U.S.\$ 264,837
2025	268,541
2026	270,963
2027	132,585
Total	U.S.\$ 936,926

- c. PEMEX ha celebrado COPF, en los cuales el contratista, a su propio costo, deberá administrar y mantener la ejecución de las obras, objeto de los COPF, las que estarán agrupadas en las categorías de desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento.

El valor estimado de los compromisos COPF al 31 de diciembre de 2022 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>2022</u>
Menos de 1 año	\$ 634,432
1 a 3 años	90,426
Total	\$ 724,858

- d. El valor estimado de los compromisos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2023 y 2022 fue como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>2023</u>	<u>2022</u>
Menos de 1 año	\$ 23,288,148	\$ 61,463,967
1 a 3 años	43,095,406	69,662,017
4 a 5 años	23,353,908	22,166,730
Más de 5 años	1,728,547	3,132,471
Total	\$ 91,466,009	\$ 156,425,186

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 2023 y 2022 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$12,436,092 y \$10,533,137, 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 2023:

- El 4 de abril de 2011, PEP fue emplazado en el juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por EMS Energy Services de México, S. de R.L. de C.V. y Energy Maintenance Services Group I. LLC., radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución que contiene la rescisión del contrato de obra pública 420407836, celebrado el 30 de noviembre de 2007. Adicionalmente dichas empresas presentaron juicio contencioso administrativo (expediente 13620/15-17-06) ante la Sexta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, reclamando en términos de la Ley Federal de Responsabilidad Patrimonial del Estado, el pago de diversas prestaciones por la cantidad de U.S.\$193,713 al amparo del mismo contrato de obra pública objeto del juicio anterior. PEP contestó la demanda, promoviendo, en la misma, incidente de acumulación de juicios, mismo que se determinó procedente. Por sentencia de 30 de abril del 2019, la Segunda Sección de la Sala Superior dictó, entre otros, que la parte actora no probó su pretensión y, en consecuencia, se reconoce la validez de la resolución impugnada en el juicio atraído (juicio 13620/15-17-06-4). Por acuerdo de 25 de junio de 2019, se admitió a trámite la demanda de amparo promovida por las empresas actoras, quedando radicada en el Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito D.A. 397/2019. Con fecha 12 de marzo de 2020, se promovió recurso de revisión ante Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito, en contra de la ejecutoria que concedió el amparo y protección de la Justicia Federal a la quejosa. El 1° de octubre del 2020, se emitió en sesión ordinaria a distancia el Cumplimiento a la Ejecutoria de Amparo ordenado por el Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito, en el que se resolvió declarar la nulidad lisa y llana de la resolución impugnada en el juicio atrayente, no procedió la rescisión del contrato por causas imputables a la autoridad demandada; no procedió acceder a las prestaciones económicas peticionadas por la actora; se reconoció la validez de la resolución impugnada del juicio atraído. En contra de dicha determinación se promovió Amparo Directo 350/2020 el cual fue resuelto en sesión del 24 de febrero de 2022, otorgando el amparo a EMS Energy Services de México, S. de R.L. de C.V. El 17 de marzo de 2022, se promovió recurso de revisión para que sea resuelto ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación. En sesión del 16 de junio de 2022, se emitió resolución en cumplimiento al Amparo Directo 350/2020, en la que se determinó que: (i) la parte actora probó parcialmente sus pretensiones; (ii) se declara la nulidad lisa y llana de la resolución impugnada; (iii) es procedente declarar la rescisión del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios 5000005725, por causas imputables a PEP; (iv) resultaron parcialmente fundadas las pretensiones económicas pretendidas por las actoras. El 1 de agosto de 2022, se presentó recurso de revisión fiscal, el cual fue admitido a trámite con el número RF 574/2022, del Tercer Tribunal Colegiado en materia Administrativa del Primer Circuito; así mismo el 13 de septiembre de 2022 se formularon manifestaciones en el amparo directo radicado con el número D.A. 539/2022 del índice del Tercer Tribunal Colegiado en materia Administrativa del Primer Circuito, el cual fue promovido por la parte actora. A la fecha de estos estados financieros se encuentra pendiente de resolución.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 18 de octubre de 2019 la Sala Regional Peninsular del Tribunal Federal de Justicia Administrativa en Mérida, Yucatán emplaza al juicio 91/19-16-01-9 a PEP para dar contestación a la demanda presentada por PICO México Servicios Petroleros, S. de R.L. de C.V. derivado de la nulidad de la resolución de fecha 20 de noviembre del 2018 consistente en el finiquito del contrato 428814828; así como el cumplimiento de las obligaciones contractuales referentes a la procedencia del reconocimiento del derecho subjetivo y pago de PEP por la cantidad de U.S.\$137,300 por concepto de gastos no recuperables, gastos financieros, intereses legales, daños y perjuicios derivados de la suspensión y posterior terminación anticipada al contrato. Con fecha 12 de diciembre de 2019 se presentó la contestación de la demanda. Con fecha 28 de marzo del 2020, se notificó el acuerdo de fecha 10 de febrero del 2020, mediante el cual se admite a trámite la ampliación de la demanda. Por acuerdo del 10 de febrero de 2020 se tiene por aceptado el perito de la parte actora. Por acuerdo de fecha 18 de febrero de 2020 se tiene otorgada la prórroga solicitada por el perito contable ofrecido por PEP. El 11 de agosto de 2020, se rindió y se ratificó el dictamen contable por parte de PEP. Con fecha 1 de junio de 2021, se emitió acuerdo en el que se designa un perito tercero. Con fecha 30 de septiembre del 2021, se emitió auto por el cual se advierte que han quedado desahogadas todas las pruebas ofrecidas por las partes. En fecha 15 de octubre de 2021, se presentaron alegatos y el 9 de noviembre de 2021 se tuvo a PEP por presentado y en la misma fecha se declaró cerrada la instrucción. Por acuerdo de 8 de junio de 2022, la Sala Regional Peninsular turnó el expediente a la Sala Superior del Tribunal para que resuelva la litis planteada por razón de la cuantía. La Sala Regional Peninsular recibió oficio No. SGA-PL2708/22 de fecha 22 de agosto de 2022, a través del cual la Sala Superior se pronunció respecto de la solicitud de atracción, refiriendo que es improcedente al haberse generado con fecha posterior al cierre de instrucción. Con fecha 2 de diciembre de 2022, se notificó el acuerdo de fecha 1 de diciembre de 2022, mediante el cual desecharon el amparo. En fecha 8 de diciembre de 2022, se presentó queja en contra del desechamiento del amparo indirecto, el cual se encuentra pendiente su admisión. Mediante acuerdo del 5 de diciembre de 2022, la Sala Regional Peninsular, de oficio en términos de lo señalado en la Ley Orgánica del Tribunal Federal de Justicia Administrativa regularizó el procedimiento, revocó el auto por el cual fue ampliada la demanda de la actora, dejó sin efectos el similar por el que tuvo por presentado los alegatos y el auto por el que fue cerrada la instrucción. Por acuerdo del 22 de febrero de 2023, la Sala Regional Peninsular, solicitó al Pleno de la Sala Superior la facultad de atracción del expediente por motivo de su cuantía. Mediante notificación del 21 de marzo de 2023, se comunicó a PEP el recurso de reclamación interpuesto por la parte actora en contra del acuerdo por el que se tuvo por no ampliada la demanda y le otorgan el término de 5 días para expresar lo que a su derecho convenga, lo que fue realizado mediante oficio del 30 de marzo de 2023 y acordado el 11 de abril de 2023 por la sala de mérito, se encuentra pendiente la interlocutoria. En acuerdo de 28 de junio de 2023, se resolvió el recurso de reclamación de la parte actora, por el que se regularizó el procedimiento y se dejó sin efectos la ampliación de la demanda. Mediante acuerdo publicado en el Boletín Judicial el 1 de septiembre de 2023 ejerció la facultad de atracción. En acuerdo de 6 de noviembre de 2023, la referida Sala acepta la atracción y se agregan a los autos el escrito por el que el representante de Pico México, comparece a desistirse de la demanda interpuesta. Mediante acuerdo del 15 de noviembre de 2023, se advierte que la parte actora compareció con el objeto de ratificar el escrito de desistimiento, en consecuencia, se sobresee el presente juicio por desistimiento expreso del demandante. Al 31 de diciembre de 2023, el juicio se sobreseyó por desistimiento expreso del demandante y fue concluido de manera favorable mediante la celebración de Convenio de fecha 31 de enero de 2024 (ver Nota 28).
- 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.\$113,582 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 de PTRI, rindiendo dictamen en materia de contabilidad. Se designó perito tercero en discordia en materia de contabilidad, mismo que no ratificó cargo, por lo que, en acuerdo de 2 de octubre de 2023, se dictó un auto que ordena solicitar a la unidad de Peritos la designación de otro perito. 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 24 de noviembre de 2021 PTRI ingresó el recurso de revocación por buzón tributario (RRL2021014568 Administración de lo Contencioso de Hidrocarburos del Sistema de Administración Tributaria - Ciudad de México) en el que se demanda la nulidad de las resoluciones 3392 y 3393 de fecha 07 de octubre de 2021 emitidas por el Administrador de Verificación de Hidrocarburos 1 del Sistema de Administración Tributaria, en las cuales se determinaron adeudos 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, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- Micro Smart Systems de México S. de R.L. de C.V. (MSSM) impugna ante la Sala Regional del Golfo Norte del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, (Juicio Contencioso Administrativo EXP 574/22-18-01-8), el finiquito de 17 de febrero de 2022, del contrato de obra pública número 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 boletín 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. 752/17-18-01-7) interpuesto por MSSM, en contra del finiquito de 17 de febrero de 2022. El 3 de octubre de 2022, se acordó el desahogo por parte de la actora realizando diversas manifestaciones en torno a la contestación de la demanda. El 7 de octubre de 2022 se dictó sentencia interlocutoria en el recurso de reclamación interpuesto por la actora en contra del acuerdo de 28 de agosto de 2018 (a través del cual se revocó parcialmente el diverso de 3 de abril de 2018, dejándose sin efectos el apercibimiento establecido en el mismo, respecto de la exhibición del expediente administrativo) confirmándose dicho proveído. El 14 de noviembre de 2022 la Primera Sección de la Sala Superior acordó un oficio de interposición de juicio de amparo (1833/2022 del índice del Juzgado Octavo de Distrito en Materia Administrativa, en la Ciudad de México) en contra de actos emitidos por dicha autoridad jurisdiccional y sobre el cual le requieren que rinda el informe justificado. El 17 de mayo de 2023, la Sala Regional Golfo Norte del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, convocó a alegatos a las partes, los cuales fueron formulados por parte de PEP el 14 de junio de 2023. El 22 de junio de 2023, la Sala Regional Golfo Norte del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, acordó que habiendo ejercido el derecho de formular alegatos por ambas partes declara el cierre de la instrucción del juicio ordenando la remisión del expediente a la Primera Sección de la Sala Superior. El 19 de septiembre de 2023 la Sala Regional Golfo Norte remitió por correo certificado el expediente a la Sala Superior para que resuelva en definitiva lo que a derecho corresponda a través del oficio número 189-1-2-22836/23 de 10 de agosto de 2023. El 14 de noviembre de 2023, la Sala Superior publicó el aviso para notificar acuerdo en el que requiere a la Regional Golfo Norte remitir la totalidad de los documentos que conforman el grosor probatorio ofertado en el juicio. El 12 de diciembre de 2023 se notificó en el boletín jurisdiccional un extracto de un acuerdo aclaratorio en lo referente a la remisión de pruebas a la Sala Superior. A la fecha de estos estados financieros, se encuentra pendiente la resolución final de este proceso.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Odebrecht Ingeniería y Construcción Internacional de México, S.A. de C.V. ("Odebrecht" u "OICIMEX"), mediante juicio oral mercantil con número de expediente 314/2021IV, radicado en el Juzgado Tercero de Distrito en Materia de Extinción de Dominio y Especiales en Juicios Orales Mercantiles, demandó prestaciones relacionadas con el contrato DCPA-OP-GCP-DGTRI-A-3-15, la cantidad de \$ 1,838,753 por concepto de trabajos realizados no pagados, así como daños y perjuicios. Con fecha 6 de diciembre de 2021 se contestó la demanda y se encuentra pendiente que se señale fecha de audiencia preliminar. Se señaló fecha de audiencia para el 6 de mayo del 2022. Derivado de la sentencia desfavorable del 7 de julio de 2022 donde se condenó al pago de ciertas estimaciones, tanto PTRI como Odebrecht interpusieron amparo directo, en contra de la sentencia de 7 de julio de 2022, donde el Décimo Tercer Tribunal Colegiado en Materia Civil, resolvió I.- Conceder el Amparo y Protección de la Justicia de la Unión a PTRI, y; II.-Negar el amparo adhesivo promovido por Odebrecht y sobreseer el amparo directo también promovido por Odebrecht. En cumplimiento a la ejecutoría de los amparos directos 533/2022 y 538/2022, promovidos por PTRI y OICIMEX, el juez Tercero de Distrito en Materia Extinción de Dominio y Especiales en Juicios Orales Mercantiles en la Ciudad de México, dictó la sentencia definitiva de 13 de noviembre de 2023, en el Juicio Oral Mercantil 314/2021-IV. En contra de dicha sentencia, PTRI y Odebrecht promovieron juicio de amparo directo, a la fecha únicamente se encuentra en el PTRI, en el Décimo Tercer Tribunal Colegiado en Materia Civil, bajo el número de expediente 908/2023. OICIMEX promovió el recurso de reclamación en contra del desechamiento del amparo 16/2024; así mismo OICIMEX recusó a la magistrada presidenta del Décimo Tercer Tribunal Colegiado en Materia Civil y en vía paralela tramitó una facultad de atracción ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación, respecto de los criterios jurídicos que se aplicaron en el auto que desechó su demanda de amparo, ambos procedimientos se encuentran pendientes. A la fecha de estos estados financieros, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- El 9 de septiembre de 2022 PTRI promovió recurso de revocación derivado del crédito fiscal del ejercicio 2016 por el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios y el Impuesto al Valor Agregado derivado de revisión de gabinete; en el que se demanda se declare la nulidad lisa y llana de la resolución impugnada donde la Administración de Hidrocarburos del Sistema de Administración Tributaria, en la Ciudad de México impuso a PTRI un crédito fiscal por la cantidad de \$5,852,222. A la fecha de estos estados financieros, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- El 22 de septiembre de 2023 PTRI promovió recurso de revocación derivado del crédito fiscal del ejercicio 2017, por concepto de impuestos especiales sobre producción y servicios, impuesto al valor agregado, en el que se demanda se declare la nulidad lisa y llana de la resolución impugnada donde la Administración de Hidrocarburos del Sistema de Administración Tributaria, en la Ciudad de México impuso a PTRI un crédito fiscal por la cantidad de \$8,349,608. 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)

- AVALONE MARINE, S.A.P.I. de C.V., antes Representaciones y Distribuciones EVYA, S.A.P.I. de C.V. solicitó la declaración de concurso mercantil con plan de reestructura previa en el incidente de repetición de pago presentado por el Interventor Juan Carlos Teyssier Lozano, en el Juzgado Noveno de Distrito en Materia Civil, en la Ciudad de México (expediente 348/2016), quien reclamó de manera solidaria de Petróleos Mexicanos y PEP el pago de \$2,722,635 cantidad depositada en el contrato de obra pública 428233864 en el fideicomiso registrado con el número 744246. En el incidente de doble pago el síndico sustituido Mario Jacobo Gordillo reclamó de Petróleos Mexicanos y de PEP el pago de \$91,069 y U.S.\$6,639; por concepto de suerte principal de doble pago, en términos del artículo 169 fracción IV y 193 de la Ley de Concursos Mercantiles e Intereses. El 17 de agosto de 2023, el interventor presentó recurso de revisión 322/2023 radicado en el Segundo Tribunal Colegiado en Materia Civil del Primer Circuito contra la sentencia de Amparo Indirecto 674/2023 del Juzgado Décimo Cuarto de Distrito en Materia Civil del Primer Circuito, por lo que PEP presentó revisión adhesiva y el expediente se encuentra pendiente de resolución. El 13 de junio de 2023, el interventor y diversos acreedores presentaron los recursos de revisión 256/2023 y 317/2023 radicados en el Segundo Tribunal Colegiado en Materia Civil del Primer Circuito contra las sentencias de los Amparos Indirectos 395/2023 y 396/2023 del Juzgado Décimo Cuarto de Distrito en Materia Civil del Primer Circuito, mismos que están pendientes de resolverse. El asunto fue concluido el 16 de febrero de 2024 mediante resolución favorable para PEP, en los que se absolvió a dicha empresa de las prestaciones que le había sido reclamadas en los incidentes de doble pago y repetición de pago (ver Nota 28).

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 da a 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 mutuos, 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, valuación financiera, suficiencia presupuestal, tratamiento contable y conclusiones de la procedencia.

Asimismo, Pemex Logística ha otorgado las siguientes garantías:

- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia aguas profundas, campo TRION (Licitación CNH-A1-TRION/2016), por U.S.\$4,000,000.
- Exploración y Extracción del área contractual 3 Cinturón Plegado Perdido (Licitación CNH-R01- L04/2015), por U.S.\$3,333,000.
- Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida de los campos Ek-Balam, 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.\$2,500,000.
- 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 Ogarrío por U.S.\$250,000.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 2 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.
- Área Contractual 16 Tampico-Misantla, Veracruz, por U.S.\$1,000,000.
- Área Contractual 17 Tampico-Misantla, Veracruz, por U.S.\$1,000,000.
- Área Contractual 18 Tampico-Misantla, Veracruz, por U.S.\$2,000,000.
- Área Contractual 29 Cuencas del Sureste, por U.S.\$2,500,000.
- Área Contractual 32 Cuencas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual 33 Cuencas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual 35 Cuencas del Sureste, por U.S.\$1,250,000.
- Área Contractual Ébano, 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.\$41,753,000, equivalentes a \$706,544,266 al cierre de diciembre de 2023, al tipo de cambio de \$16.9220 pesos por U.S.\$1.00.

Pemex Logística otorgó la garantía a Pemex Transformación Industrial a favor de J. Aron & Company LLC, Empresa Subsidiaria de Goldman Sachs Group, INC., a efecto de garantizar las obligaciones de dicha empresa Productiva Subsidiaria, derivadas del contrato de arrendamiento de metales preciosos por U.S. \$150,000 equivalentes a \$2,538,300, al tipo de cambio de cierre diciembre 2023 de \$16.9220 pesos por U.S.\$1.00.

PEMEX considera remoto el desembolso de efectivo, por las garantías otorgadas y vigentes al 31 de diciembre de 2023.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

28. EVENTOS SUBSECUENTES

A. Deuda para 2024

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2024 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 13 de noviembre de 2023, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$138,119,100 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta U.S. \$3,726,500. 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.

B. Nuevos financiamientos

Durante el periodo del 1 de enero al 19 de abril de 2024, PEMEX realizó las siguientes actividades de financiamiento:

- El 17 de enero de 2024, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$6,000,000, a tasa TIIE a 28 días más 160 puntos base, con vencimiento en abril de 2024.
- El 23 de febrero de 2024, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$3,000,000, a tasa TIIE a 28 días más 350 puntos base, con vencimiento en agosto de 2024.
- El 28 de febrero de 2024, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$4,000,000, tasa TIIE a 28 días más 350 puntos base, con vencimiento en agosto de 2024.
- El 4 de marzo de 2024, Petróleos Mexicanos realizó una disposición a un contrato de crédito por \$1,000,000 a tasa TIIE a 28 días más 260 puntos base, con vencimiento en agosto de 2024.
- El 6 de marzo de 2024, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$1,000,000, a tasa TIIE 28 días más 350 puntos base, con vencimiento en abril de 2024.
- El 8 de marzo de 2024, Petróleos Mexicanos realizó una disposición a un contrato de crédito por \$1,000,000 a tasa TIIE 91 días más 400 puntos base, con vencimiento en junio de 2024.
- El 8 de marzo de 2024, Petróleos Mexicanos realizó una disposición a un contrato de crédito por \$1,000,000, a tasa TIIE 91 días más 400 puntos base, con vencimiento en mayo de 2024.
- El 25 de marzo de 2024, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$3,000,000, a tasa TIIE 28 días más 160 puntos base, con vencimiento en junio de 2024.
- El 27 de marzo de 2024, Petróleos Mexicanos suscribió un pagaré por \$1,500,000, a tasa TIIE 28 días más 160 puntos base, con vencimiento en junio de 2024.
- El 15 de abril de 2024, Petróleos Mexicanos realizó una disposición por \$1,000,000, a tasa TIIE 91 más 400 puntos base, con vencimiento en junio de 2024.
- El 17 de abril de 2024, Petróleos Mexicanos realizó una disposición por \$2,000,000, a tasa TIIE 91 más 400 puntos base, con vencimiento en junio de 2024.
- El 18 de abril de 2024, Petróleos Mexicanos emitió U.S.\$500,000, de sus Notas Garantizadas a tasa variable a 2025 a tasa SOFR 90 días más 300 puntos base, con vencimiento en marzo de 2025, las cuales fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística.

Al 31 de diciembre de 2023, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI Trading era de U.S.\$661,213. Entre el 1 de enero y el 19 de abril de 2024, PMI Trading obtuvo U.S.\$288,761 y pagó U.S.\$752,784 de sus líneas de crédito revolventes. Al 19 de abril de 2024, el pendiente de pago bajo estas líneas de crédito es de U.S.\$197,190. Al 19 de abril de 2024, el monto disponible bajo estas líneas de crédito es de U.S.\$27,810.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 19 de abril de 2024, PEMEX cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por U.S.\$6,966,000 y \$20,500,000, de las cuales U.S. 230,000 se encuentran disponibles y las líneas de crédito en pesos se encuentran totalmente utilizadas.

C. Cotizaciones al 19 de abril de 2024

Al 19 de abril de 2024, el tipo de cambio era de \$16.9948 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2023 por \$16.9220, refleja una depreciación del peso de 0.4%. Esta depreciación arroja como resultado una pérdida en cambios estimada por \$6,216,897 del 1 de enero al 19 de abril de 2024.

Al 19 de abril de 2024, el precio promedio del petróleo de exportación era de U.S.\$76.37 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2023 por U.S. \$67.65, refleja un incremento de 12.9%.

D. Apoyos de Gobierno Federal

Del 1° de enero al 19 de abril de 2024, el Gobierno Federal ha efectuado aportaciones patrimoniales a Petróleos Mexicanos, a través de la Secretaría de Energía para apoyar financieramente a PEMEX, dichas aportaciones han sido designadas para fortalecer la posición financiera, como se muestra en el siguiente cuadro:

Fecha	Fortalecimiento de la posición financiera
12 de enero	\$ 22,479,358
12 de febrero	32,391,756
7 de marzo	13,997,554
26 de marzo	5,857,845
26 de marzo	2,510,505
8 de abril	5,632,399
Total	\$ 82,869,417

E. Estímulo fiscal para el Derecho a la Utilidad Compartida y para el Derecho sobre extracción de hidrocarburos

El 13 de febrero de 2024, se publicó en el diario oficial de la Federación un decreto que otorga beneficios fiscales a través de un estímulo fiscal consistente en un crédito fiscal equivalente al 100% del monto del derecho por la utilidad compartida y al 100% del derecho de extracción de hidrocarburos que correspondan a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 y al mes de enero 2024, lo cual se ve reflejado en una disminución de derechos por \$91,348,348 en 2023 y de \$20,646,242 en 2024 como se muestra a continuación:

Mes	Derecho por la Utilidad Compartida	Derecho de Extracción de Hidrocarburos	Total
Octubre de 2023	\$ 29,228,879	6,916,436	\$ 36,145,315
Noviembre de 2023	23,360,759	5,986,270	29,347,029
Diciembre de 2023	20,917,900	4,938,104	25,856,004
Total de estímulos aplicables para 2023	\$ 73,507,538	17,840,810	\$ 91,348,348
Enero de 2024	15,742,429	4,903,813	20,646,242
Total de estímulos aplicables para 2024	\$ 15,742,429	4,903,813	\$ 20,646,242
Total de estímulos otorgados por el Decreto	\$ 89,249,967	22,744,623	\$ 111,994,590

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los estímulos correspondientes a los meses de 2023 se aplicaron como una disminución al monto total de derechos en el estado consolidado del resultado integral del ejercicio 2023 por \$73,507,538 en el renglón de derechos por lo relativo al derecho por la utilidad compartida y por \$17,840,810 y en el renglón del costo de ventas por los beneficios al derecho de extracción de hidrocarburos; mientras que los estímulos de 2024 se aplicaron como una disminución al monto total de derechos en el estado consolidado del resultado integral de 2024 por \$15,742,429 en el renglón de derechos por lo relativo al derecho por la utilidad compartida y por \$4,903,813 y en el renglón del costo de ventas por los beneficios al derecho de extracción de hidrocarburos.

F. Baja de calificación crediticia

En febrero de 2024, Moody's bajó las calificaciones crediticias de PEMEX de B1 a B3, y confirmó su perspectiva negativa citando el debilitamiento de la calidad crediticia independiente de PEMEX y la incertidumbre sobre el apoyo que podría recibir del próximo Gobierno Federal, no obstante de que Moody's reconoce el logro de PEMEX en revertir la tendencia a la baja en la producción y las reservas en los últimos tres años.

G. Procedimientos legales

Durante el periodo del 1 de enero al 19 de abril de 2024, PEMEX concluyó los siguientes juicios:

- El 16 de febrero de 2024, PEP recibió una resolución favorable en la cual se absolvió a dicha empresa de las prestaciones que le había sido reclamadas parte de AVALONE MARINE, S.A.P.I. de C.V. Por lo anterior, este juicio ha sido concluido (ver Nota 27).
- El 31 de enero de 2024 el juicio iniciado por PICO México Servicios Petroleros, S. de R.L. de C.V. sobreseyó por desistimiento expreso del demandante y fue concluido de manera favorable mediante la celebración de Convenio en esta fecha. Por lo anterior, este juicio ha sido concluido (ver Nota 27).

H. Centro de Proceso Akal-B

El 7 de abril de 2024 se presentó un incendio en una de las plataformas del Centro de Proceso Akal-B (Akal-B1), en el área de tuberías que manejan gas combustible para la turbo-maquinaria. El Plan de Respuesta a Emergencias fue activado controlando el fuego de inmediato. Algunos trabajadores de Pemex y de empresas contratistas resultaron lesionados y lamentablemente un trabajador falleció.

PEMEX continúa realizando la inspección y evaluación del área para establecer las causas de este incendio y las acciones que permitan el restablecimiento de la operación del Centro de Proceso.

I. Air Liquide

El 29 de diciembre de 2023, se publicó en el DOF el Decreto por el que se designa como de interés público el suministro de hidrógeno desde la planta de hidrógeno U-3400 a la refinería Miguel Hidalgo en Tula. De conformidad con el Decreto, PTRI se hizo cargo temporalmente de las operaciones de la planta y fue responsable de la compensación a pagar a los antiguos operadores de la planta en relación con la declaración de interés público y según lo exigido en la legislación aplicable.

El 8 de febrero de 2024, se publicó en el DOF el Decreto por el que se designa la planta de hidrógeno U-3400 de utilidad pública para ser transferida a PTRI.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El 18 de abril de 2024, se publicó en el DOF el Decreto que deja sin efecto al Decreto de diciembre y transfiere la planta de hidrógeno U-3400 a PTRI. De conformidad con el Decreto de abril, PTRI se hizo cargo permanente de la propiedad, los activos y las operaciones de la planta y será responsable de cubrir la indemnización debida a los antiguos operadores de la planta en una cantidad que se determinará de acuerdo con una evaluación a cargo del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN).

El 25 de abril de 2024, se publicó en el DOF el Decreto en el que se notificaba legalmente a los antiguos propietarios de la planta que cualquier reclamación que se hiciera debía presentarse ante la Secretaría de Gobierno correspondiente en un plazo de quince días hábiles.

A la fecha de estos Estados Financieros Consolidados, partir de la fecha de este informe anual, se ha completado la transferencia de la planta de hidrógeno U-3400 a PTRI. La transferencia no ha resultado ni se espera que resulte en un aumento material de nuestros activos.

29. GARANTES SUBSIDIARIOS

La siguiente información consolidada presenta: (i) los estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2023 y 2022 los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 de Petróleos Mexicanos, Subsidiarias Garantes y las compañías que son Subsidiarias No Garantes (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 Garantes 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, y Pemex Logística (los “Garantes Subsidiarios”) son empresas productivas subsidiarias. Las garantías de pago respecto de las obligaciones constitutivas de deuda pública por parte de los Garantes Subsidiarios son obligaciones absolutas, incondicionales y solidarias. Las Compañías Subsidiarias no son garantes (las “Subsidiarias No-Garantes”) 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 2023, 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 Garantes 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 asumido por Petróleos Mexicanos

Título de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del pendiente (U.S.\$)
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	U.S. \$ 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
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 2023, 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

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (U.S.\$)
9.500% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	96,718
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
6.500% 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	626,143
4.500% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	1,124,403

**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.\$)
4.250% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	635,449
6.875% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	2,502,771
6.750% Notas con vencimiento en 2047	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	1,980,570
6.350% Bonos con vencimiento en 2048	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	1,574,041
6.500% Bonos con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	4,009,043
5.950% Notas con vencimiento en 2031	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	3,777,381
6.490% 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	3,796,812
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	1,204,708
6.875% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	901,836

**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.\$)
8.750% Notas con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	1,908,685
6.700% Notas con vencimiento en 2032	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	6,787,190
10.000% Notas con vencimiento en 2033	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	1,972,663

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 inversionistas.

**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 2023

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no- garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 21,332,062	\$ 8,121,798	\$ 39,293,516	\$ —	\$ 68,747,376
Clientes y otras cuentas por cobrar, instrumentos financieros derivados y otros activos circulantes	44,210,424	223,619,697	89,927,257	—	357,757,378
Cuentas por cobrar-intercompañías	1,779,552,352	1,084,854,020	209,158,202	(3,073,564,574)	—
Inventarios	1,657,768	68,635,820	41,742,404	—	112,035,992
Total del activo circulante	1,846,752,606	1,385,231,335	380,121,379	(3,073,564,574)	538,540,746
Cuentas por cobrar a largo plazo intercompañías	1,255,133,079	—	947,917	(1,256,080,996)	—
Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras	(1,193,893,056)	273,172,532	232,597,274	689,978,053	1,854,803
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	6,883,032	1,152,610,684	322,828,450	—	1,482,322,166
Documentos por cobrar a largo plazo	—	998,352	181,354	—	1,179,706
Derechos de uso	1,054,650	38,529,258	3,619,272	—	43,203,180
Impuestos diferidos	53,872,835	108,283,638	7,758,247	—	169,914,720
Activos intangibles	30,385	19,267,774	1,052,660	—	20,350,819
Bonos del Gobierno Federal	35,495,104	—	—	—	35,495,104
Otros activos	—	2,223,837	8,390,255	—	10,614,092
Total del activo	\$ 2,005,328,635	\$ 2,980,317,410	\$ 957,496,808	\$ (3,639,667,517)	\$ 2,303,475,336
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	\$ 407,016,329	\$ 17,773,661	\$ 52,431,604	\$ —	\$ 477,221,594
Cuentas por pagar-intercompañías	1,611,866,944	1,353,441,870	108,185,471	(3,073,494,285)	—
Otros pasivos circulantes	49,017,649	491,387,451	106,090,967	—	646,496,067
Total del pasivo circulante	2,067,900,922	1,862,602,982	266,708,042	(3,073,494,285)	1,123,717,661
Deuda a largo plazo	1,255,500,049	17,755,058	43,993,656	—	1,317,248,763
Cuentas por pagar a largo plazo- intercompañías	—	1,255,133,079	1,018,205	(1,256,151,284)	—
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	334,789,836	1,162,988,573	17,709,313	—	1,515,487,722
Total del pasivo	3,658,190,807	4,298,479,692	329,429,216	(4,329,645,569)	3,956,454,146
Patrimonio (déficit), neto	(1,671,926,836)	(1,318,162,282)	628,067,592	709,042,716	(1,652,978,810)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,986,263,971	\$ 2,980,317,410	\$ 957,496,808	\$ (3,620,602,853)	\$ 2,303,475,336

**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	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 14,809,052	\$ 11,293,133	\$ 38,312,326	\$ —	\$ 64,414,511
Clientes y otras cuentas por cobrar, instrumentos financieros derivados y otros activos circulantes	61,562,752	197,610,993	78,288,125	—	337,461,870
Cuentas por cobrar-intercompañías	1,466,391,747	1,158,552,905	178,769,205	(2,803,713,857)	—
Inventarios	1,695,679	79,127,255	45,195,463	—	126,018,397
Total del activo circulante	1,544,459,230	1,446,584,286	340,565,119	(2,803,713,857)	527,894,778
Cuentas por cobrar a largo plazo Intercompañías	1,511,328,178	—	1,361,639	(1,512,689,817)	—
Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras	(1,203,291,062)	269,011,476	231,429,045	704,894,507	2,043,966
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	6,832,860	1,089,869,156	272,048,834	—	1,368,750,850
Documentos por cobrar a largo plazo	—	1,334,126	—	—	1,334,126
Derechos de uso	1,631,407	44,352,154	3,537,286	—	49,520,847
Impuestos diferidos	51,156,380	113,857,491	6,618,687	—	171,632,558
Activos intangibles	149,947	28,673,801	1,201,186	—	30,024,934
Bonos del Gobierno Federal	63,653,260	—	—	—	63,653,260
Otros activos	—	2,320,594	28,382,131	—	30,702,725
Total del activo	\$ 1,975,920,200	\$ 2,996,003,084	\$ 885,143,927	\$ (3,611,509,167)	\$ 2,245,558,044
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda	\$ 398,101,726	\$ 20,438,040	\$ 47,407,917	\$ —	\$ 465,947,683
Cuentas por pagar-	1,423,626,118	1,293,390,155	86,538,902	(2,803,555,175)	—
Otros pasivos circulantes	31,085,188	346,977,135	85,727,252	—	463,789,575
Total del pasivo circulante	1,852,813,032	1,660,805,330	219,674,071	(2,803,555,175)	929,737,258
Deuda a largo plazo	1,573,359,790	22,496,110	29,660,413	—	1,625,516,313
Cuentas por pagar a largo plazo-	—	1,511,403,321	1,445,177	(1,512,848,498)	—
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros	318,280,995	1,124,420,120	16,425,583	—	1,459,126,698
Total del pasivo	3,744,453,817	4,319,124,881	267,205,244	(4,316,403,673)	4,014,380,269
Patrimonio (déficit), neto	(1,768,533,617)	(1,323,121,797)	617,938,683	704,894,506	(1,768,822,225)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,975,920,200	\$ 2,996,003,084	\$ 885,143,927	\$ (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 del resultado integral

31 de diciembre de 2023

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no- garantes	Eliminaciones	Consolidado
Total de ventas	\$ —	\$ 1,929,682,164	\$ 1,177,322,779	\$ (1,390,763,266)	\$ 1,716,241,677
Ingresos por servicios	96,620,468	103,803,336	23,393,179	(220,121,042)	3,695,941
Total de ingresos	96,620,468	2,033,485,500	1,200,715,958	(1,610,884,308)	1,719,937,618
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	—	(28,534,696)	(262,822)	—	(28,797,518)
Costo de ventas	1,269,012	1,726,608,659	1,162,589,565	(1,509,793,447)	1,380,673,789
Rendimiento bruto	95,351,456	278,342,145	37,863,571	(101,090,861)	310,466,311
Total de gastos generales	83,593,412	190,053,945	13,300,611	(101,039,204)	185,908,764
Otros ingresos (gastos), neto	757,110	(3,324,062)	905,748	55,023	(1,606,181)
Rendimiento (pérdida) de operación	12,515,154	84,964,138	25,468,708	3,366	122,951,366
Costo financiero, neto	(64,364,068)	(63,037,727)	(5,883,616)	(3,367)	(133,288,778)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	(11,196,911)	244,756,587	4,519,366	—	238,079,042
Rendimiento (pérdida) neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos,	68,641,910	72,937	35,224,291	(103,529,823)	409,315
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros	5,596,085	266,755,935	59,328,749	(103,529,824)	228,150,945
Total de derechos, impuestos y otros	(2,510,630)	220,521,837	1,988,074	—	219,999,281
Rendimiento neto del año	8,106,715	46,234,098	57,340,675	(103,529,824)	8,151,664
Total de otros resultados integrales del año	(1,088,673)	(3,989,701)	(53,844,998)	—	(58,923,372)
Resultado integral total del año	\$ 7,018,042	\$ 42,244,397	\$ 3,495,677	\$ (103,529,824)	\$ (50,771,708)

**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 de 2022

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no- garantes	Eliminaciones	Consolidado
Total de ventas	\$ —	\$ 2,801,812,884	\$ 1,498,442,200	\$ (1,922,252,125)	\$ 2,378,002,959
Ingresos por servicios	80,180,636	97,771,725	16,779,837	(189,346,848)	5,385,350
Total de ingresos	80,180,636	2,899,584,609	1,515,222,037	(2,111,598,973)	2,383,388,309
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	—	(83,932,377)	394,356	—	(83,538,021)
Costo de ventas	1,188,124	2,254,594,197	1,473,464,907	(2,030,684,206)	1,698,563,022
Rendimiento bruto	78,992,512	561,058,035	42,151,486	(80,914,767)	601,287,266
Total de gastos generales	75,149,492	163,600,068	12,167,950	(80,733,408)	170,184,102
Otros ingresos (gastos), neto	136,297	(617,947)	14,550,435	286,735	14,355,520
Rendimiento (pérdida) de operación	3,979,317	396,840,020	44,533,971	105,376	445,458,684
Costo financiero, neto	(53,015,543)	(95,270,023)	(6,927,924)	(105,376)	(155,318,866)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	(2,577,191)	131,349,483	917,798	—	129,690,090
Rendimiento (pérdida) neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos,	149,613,112	(1,982,658)	66,706,428	(213,987,481)	349,401
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros	97,999,695	430,936,822	105,230,273	(213,987,481)	420,179,309
Total de derechos, impuestos y otros	(2,412,355)	321,846,221	746,973	—	320,180,839
Rendimiento (pérdida) neto del año	100,412,050	109,090,601	104,483,300	(213,987,481)	99,998,470
Total de otros resultados integrales del año	27,263,372	96,178,950	(33,568,951)	—	89,873,371
Resultado integral total del año	\$ 127,675,422	\$ 205,269,551	\$ 70,914,349	\$ (213,987,481)	\$ 189,871,841

**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 de 2021

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no- garantes	Eliminaciones	Consolidado
Total de ventas	\$ —	\$ 1,815,602,641	\$ 737,192,231	\$ (1,062,139,493)	\$ 1,490,655,379
Ingresos por servicios	83,783,182	93,096,004	11,936,130	(183,842,075)	4,973,241
Total de ingresos	83,783,182	1,908,698,645	749,128,361	(1,245,981,568)	1,495,628,620
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	—	(751,469)	(459,126)	—	(1,210,595)
Costo de ventas	939,331	1,502,101,853	728,325,768	(1,164,716,250)	1,066,650,702
Rendimiento bruto	82,843,851	405,845,323	20,343,467	(81,265,318)	427,767,323
Total de gastos generales	77,055,697	160,027,365	9,622,354	(81,234,555)	165,470,861
Otros ingresos (gastos), neto	2,985,438	(37,344,472)	1,009,896	(19,492)	(33,368,630)
Rendimiento (pérdida) de operación	8,773,592	208,473,486	11,731,009	(50,255)	228,927,832
Costo financiero, neto	(54,245,927)	(102,785,773)	(3,907,658)	50,252	(160,889,106)
(Pérdida) rendimiento en cambios, neta	(5,185,616)	(39,529,621)	(959,813)	—	(45,675,050)
(Pérdida) rendimiento neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos,	(246,891,433)	(2,353,222)	(10,630,620)	256,787,168	(3,088,107)
(Deterioro) de negocios conjuntos	—	—	(6,703,324)	—	(6,703,324)
(Pérdida) rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	(297,549,384)	63,804,870	(10,470,406)	256,787,165	12,572,245
Total de derechos, impuestos y otros	(3,017,215)	308,071,088	2,294,249	—	307,348,122
(Pérdida) rendimiento neto del año	(294,532,169)	(244,266,218)	(12,764,655)	256,787,165	(294,775,877)
Total de otros resultados integrales del año	44,225,180	161,981,238	6,941,577	—	213,147,995
Resultado integral total del año	\$ (250,306,989)	\$ (82,284,980)	\$ (5,823,078)	\$ 256,787,165	\$ (81,627,882)

**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 2023**

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no- garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
Rendimiento (pérdida) neta	\$ 8,106,715	\$ 46,234,098	\$ 57,340,675	\$ (103,529,824)	\$ 8,151,664
Impuestos y derechos a la utilidad	(2,510,630)	220,521,837	1,988,074	—	219,999,281
Depreciación y amortización	565,065	132,294,655	4,695,556	—	137,555,276
Amortización de activos intangibles	491,831	20,458	87,338	—	599,627
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	—	28,534,696	262,822	—	28,797,518
Pozos no exitosos capitalizados	—	29,529,330	—	—	29,529,330
Pozos no exitosos de activos intangibles	—	4,436,985	—	—	4,436,985
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	48	6,757,696	752,828	—	7,510,572
Depreciación de derechos de uso	602,527	3,845,999	1,438,314	—	5,886,840
Cancelación de arrendamientos	(98,421)	(19,643)	(10,634)	—	(128,698)
Tasa de descuento de la provisión de taponamiento	—	4,638,600	—	—	4,638,600
Pérdida (utilidad) en la participación de negocios conjuntos, asociadas y otras	(68,641,910)	(72,937)	(35,224,291)	103,529,823	(409,315)
Pérdida en cambios no realizada	(198,352,926)	(15,838,600)	(7,580,344)	—	(221,771,870)
Intereses a cargo	132,960,329	11,929,647	7,281,405	—	152,171,381
Intereses a favor	(11,196,984)	(5,147,757)	(1,865,636)	—	(18,210,377)
Impuestos	673,056	(132,902,147)	(342,880)	—	(132,571,971)
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar, instrumentos financieros y gastos acumulados por pagar	17,573,923	26,704,365	(18,574,069)	—	25,704,219
Beneficios a empleados	15,355,953	44,440,075	260,456	—	60,056,484
Cargos y deducciones intercompañía	(371,155,018)	32,322,800	9,737,603	329,094,615	—
Flujos netos de efectivo generados (utilizados en) de actividades de operación	(475,626,442)	438,230,157	20,247,217	329,094,614	311,945,546
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(875,254)	(222,997,316)	(68,078,428)	—	(291,950,998)
Otros activos y otras cuentas por cobrar	2,493,369	1,387,079	21,098,893	—	24,979,341
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	315,439,003	—	413,722	(315,852,725)	—
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	317,057,118	(221,610,237)	(46,565,813)	(315,852,725)	(266,971,657)
Actividades de financiamiento:					
Incremento en Certificados de Aportaciones "A" y subvenciones del FONADIN	166,615,123	—	—	—	166,615,123
Pagarés e intereses recibidos del Gobierno Federal	53,902,357	—	—	—	53,902,357
Pagos de principal e intereses por arrendamiento	(477,081)	(5,851,936)	(1,446,963)	—	(7,775,980)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	298,622,440	35,205,868	547,572,751	—	881,401,059
Pagos de principal de préstamos	(406,226,899)	(43,573,854)	(529,053,874)	—	(978,854,627)
Intereses pagados	(135,584,431)	(9,352,797)	886,892	—	(144,050,336)
(Incremento) disminución de financiamiento – intercompañía	188,240,825	(196,218,537)	21,219,601	(13,241,889)	—
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	165,092,334	(219,791,256)	39,178,407	(13,241,889)	(28,762,404)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	6,523,010	(3,171,335)	12,859,810	—	16,211,485
Incremento (decremento) de efectivo y equivalentes de efectivo	—	—	(11,878,620)	—	(11,878,620)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	14,809,052	11,293,133	38,312,326	—	64,414,511
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 21,332,062	\$ 8,121,798	\$ 39,293,516	\$ —	\$ 68,747,376

**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	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
Utilidad (pérdida) neta:	\$ 100,412,050	\$ 109,090,601	\$ 104,483,300	\$ (213,987,481)	\$ 99,998,470
Impuestos y derechos a la utilidad	(2,412,355)	321,846,222	746,972	—	320,180,839
Depreciación y amortización	554,672	134,768,990	4,448,153	—	139,771,815
Amortización de activos intangibles	433,850	22,598	59,894	—	516,342
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	—	83,932,376	(394,355)	—	83,538,021
Pozos no exitosos capitalizados	—	7,110,169	—	—	7,110,169
Pozos no exitosos de activos intangibles	—	13,911,491	—	—	13,911,491
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	770,522	20,594,151	2,358,648	—	23,723,321
Depreciación de derechos de uso	402,661	4,775,839	785,278	—	5,963,778
Cancelación de arrendamientos	17,489	(824,885)	—	—	(807,396)
Utilidad a precio de ganga en adquisición de negocios	—	—	(1,271,188)	—	(1,271,188)
Reclasificación efecto por conversión	—	—	(10,383,296)	—	(10,383,296)
Tasa de descuento de la provisión de taponamiento	—	4,647,200	—	—	4,647,200
Pérdida (utilidad) en la participación de negocios conjuntos, asociadas y otras	(149,613,112)	1,982,659	(66,706,428)	213,987,480	(349,401)
Pérdida en cambios no realizada	(116,319,473)	(7,874,293)	(4,351,603)	—	(128,545,369)
Intereses a cargo	133,280,499	20,710,183	5,693,198	—	159,683,880
Intereses a favor	(15,912,365)	(10,859,934)	(455,666)	—	(27,227,965)
Impuestos	(6,301,293)	(360,898,996)	527,037	—	(366,673,252)
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar, instrumentos financieros y gastos acumulados por pagar	15,493,005	(52,750,442)	15,832,583	—	(21,424,854)
Beneficios a empleados	18,330,319	35,818,190	126,678	—	54,275,187
Cargos y deducciones intercompañía	511,277,041	(191,050,153)	115,670,229	(435,897,117)	—
Flujos netos de efectivo generados (utilizados en) de actividades de operación	490,413,510	134,951,966	167,169,434	(435,897,118)	356,637,792
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1,015,214)	(221,783,321)	(131,061,456)	13,389,062	(340,470,929)
Otros activos y otras cuentas por cobrar	2,041,688	(1,388,372)	(19,728,200)	(13,389,063)	(32,463,947)
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	118,585,446	—	484,885	(119,070,331)	—
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	119,611,920	(223,171,693)	(150,304,771)	(119,070,332)	(372,934,876)
Actividades de financiamiento:					
Incremento en Certificados de Aportaciones "A" y subvenciones del FONADIN	211,306,717	—	—	—	211,306,717
Pagarés e intereses recibidos del Gobierno Federal	7,455,715	—	—	—	7,455,715
Pagos de principal e intereses por arrendamiento	(689,290)	(8,597,594)	(1,349,939)	—	(10,636,823)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	428,181,800	34,447,738	601,549,878	—	1,064,179,416
Pagos de principal de préstamos	(470,070,458)	(41,828,143)	(595,260,679)	—	(1,107,159,280)
Intereses pagados	(136,869,989)	(17,387,706)	301,005	—	(153,956,690)
(Incremento) disminución de financiamiento – intercompañía	(669,221,278)	126,720,696	(12,466,868)	554,967,450	—
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	(629,906,783)	93,354,991	(7,226,603)	554,967,450	11,189,055
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(19,881,353)	5,135,264	9,638,060	—	(5,108,029)
Incremento (decremento) de efectivo y equivalentes de efectivo	—	—	(6,983,907)	—	(6,983,907)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	34,690,405	6,157,869	35,658,173	—	76,506,447
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 14,809,052	\$ 11,293,133	\$ 38,312,326	\$ —	\$ 64,414,511

**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	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (294,532,169)	\$ (244,266,218)	\$ (12,764,655)	\$ 256,787,165	\$ (294,775,877)
Impuestos y derechos a la utilidad	(3,017,215)	308,071,088	2,294,249	—	307,348,122
Depreciación y amortización	926,413	130,462,150	2,042,802	—	133,431,365
Amortización de activos intangibles	302,074	27,629	73,592	—	403,295
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	—	751,469	459,126	—	1,210,595
Pozos no exitosos capitalizados	—	9,730,391	—	—	9,730,391
Pozos no exitosos de activos intangibles	—	12,565,711	—	—	12,565,711
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	165,820	47,033,371	100,431	—	47,299,622
Depreciación de derechos de uso	518,108	4,890,459	999,304	—	6,407,871
Reversa de deterioro de derechos de uso	—	(87,025)	—	—	(87,025)
Deterioro en negocios conjuntos	—	—	6,703,324	—	6,703,324
Cancelación derechos de uso	—	(432,906)	—	—	(432,906)
Tasa de descuento de la provisión de taponamiento	—	4,454,106	—	—	4,454,106
Pérdida (utilidad) en la participación de negocios conjuntos, asociadas y otras	257,030,877	97,909	2,990,198	(257,030,877)	3,088,107
Pérdida en cambios no realizada	37,103,050	4,878,103	2,504,194	—	44,485,347
Intereses a cargo	152,735,265	9,319,042	2,517,340	—	164,571,647
Intereses a favor	(15,021,009)	(13,696,982)	(188,793)	—	(28,906,784)
Impuestos	(9,832,139)	(247,468,399)	(2,147,155)	—	(259,447,693)
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar, instrumentos financieros y gastos acumulados por pagar	36,095,181	(42,928,835)	(29,866,906)	—	(36,700,560)
Beneficios a empleados	23,767,561	45,120,142	(1,001,049)	—	67,886,654
Cargos y deducciones intercompañía	(945,742,643)	(154,191,287)	116,560,178	983,373,752	—
Flujos netos de efectivo generados (utilizados en) de actividades de operación	(759,500,826)	(125,670,082)	91,276,180	983,130,040	189,235,312
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(305,025)	(157,505,188)	(77,595,821)	—	(235,406,034)
Otros activos y otras cuentas por cobrar	435,423	4,246,730	(31,511,677)	—	(26,829,524)
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(68,097,420)	—	(858,455)	68,955,875	—
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(67,967,022)	(153,258,458)	(109,965,953)	68,955,875	(262,235,558)
Actividades de financiamiento:					
Incremento en Certificados de Aportaciones "A"	316,354,129	—	—	—	316,354,129
Pagarés e intereses recibidos del Gobierno Federal	22,915,255	—	—	—	22,915,255
Pagos de principal e intereses por arrendamiento	(388,290)	(9,806,074)	(1,074,067)	—	(11,268,431)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	682,975,560	4,088,422	949,152,861	—	1,636,216,843
Pagos de principal de préstamos	(749,672,127)	(8,885,244)	(949,024,209)	—	(1,707,581,580)
Intereses pagados	(151,547,133)	(5,430,171)	(279,321)	—	(157,256,625)
(Incremento) disminución de financiamiento – intercompañía	732,126,639	300,149,402	19,809,874	(1,052,085,915)	—
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	852,764,033	280,116,335	18,585,138	(1,052,085,915)	99,379,591
Efectos por cambios en el valor del efectivo	25,296,185	1,187,795	(104,635)	—	26,379,345
Incremento (decremento) de efectivo y equivalentes de efectivo	—	—	10,137,321	—	10,137,321
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	9,394,220	4,970,074	25,625,487	—	39,989,781
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 34,690,405	\$ 6,157,869	\$ 35,658,173	\$ —	\$ 76,506,447

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

30. NOTA COMPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADA)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. En agosto de 2014, mediante el proceso conocido como Ronda Cero, la Secretaría de Energía con la opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos asignó una serie de bloques exploratorios y campos en producción que conformaron las asignaciones en 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 10-5 "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):

	2023	2022	2021
Reservas probadas	\$ 2,992,418,072	\$ 2,866,888,317	\$ 2,755,452,487
Construcción en proceso	87,417,444	78,758,180	65,874,785
Depreciación y amortización acumulada	(2,246,990,816)	(2,150,051,501)	(1,970,206,627)
Costo neto capitalizado	<u>\$ 832,844,700</u>	<u>\$ 795,594,996</u>	<u>\$ 851,120,645</u>

B. Costos incurridos por actividades de exploración y desarrollo de propiedades de crudo y gas (no auditada):

	2023	2022
Exploración	\$ 67,956,743	\$ 52,128,899
Desarrollo	171,348,160	134,415,959
Total de costos incurridos	<u>\$ 239,304,903</u>	<u>\$ 186,544,858</u>

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 \$16,589,953 y \$12,169,758 para 2023 y 2022, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

Los costos de desarrollo incluyen aquellos costos incurridos para tener acceso a las reservas probadas y proveer las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, acumulación y almacenamiento del crudo y gas.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

C. Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas (no auditados):

	2023	2022	2021
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 931,509,764	\$ 1,347,063,715	\$ 944,008,383
Derechos sobre hidrocarburos	338,881,974	404,918,526	306,827,282
Costos de producción (excluyendo impuestos)	347,603,900	421,514,923	310,389,017
Otros costos y gastos	56,536,914	94,115,614	35,671,317
Gastos de exploración	16,589,853	38,752,353	37,006,392
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	116,710,477	173,178,527	62,569,917
	<u>876,323,118</u>	<u>1,132,479,943</u>	<u>752,463,925</u>
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	\$ 55,186,646	\$ 214,583,772	\$ 191,544,458

D. Precios de venta (no auditado)

La siguiente tabla resume los precios promedios de venta en dólares estadounidenses, por cada uno de los ejercicios terminados el 31 de diciembre (excluyendo impuestos por producción):

<u>Descripción</u>	2023	2022	2021
	U.S.\$	U.S.\$	U.S.\$
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) ⁽¹⁾	54.76	69.31	52.22
Barril de crudo	65.89	89.84	66.06
Gas natural en miles de pies cúbicos	3.87	7.17	5.16

⁽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 demuestran, con certeza razonable, ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y métodos operativos existentes, así como conforme a las regulaciones gubernamentales.

Las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2023 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 2023.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Pemex Exploración y Producción estima las reservas probadas usando métodos y procedimientos de valuación y de ingeniería petrolera generalmente aceptados por la industria petrolera, basados principalmente en las regulaciones aplicables de la SEC y, de ser necesario, el ejemplar 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 Cronquist, 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.

La información acerca de las reservas al 31 de diciembre de 2023 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 2023 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 del proceso anterior integrada por profesionales con experiencia en geología, geofísica, petrofísica e ingeniería de yacimientos. Además, los ingenieros que participan en el proceso de estimación cuentan con experiencia en: simulación numérica de yacimientos, perforación y terminación de pozos, análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), herramientas analíticas utilizadas en la predicción del comportamiento de diversos componentes del sistema de producción y diseño de estrategias de desarrollo de campos. Además, todo el personal ha sido previamente certificado por la Secretaría de Educación Pública, y la mayoría de ellos tienen grado de maestría en diversas áreas de estudio como Ingeniería Petrolera, Geológica e Ingeniería Geofísica, además de contar con un promedio de experiencia profesional mayor a quince años.

Adicionalmente al proceso de revisión interna anterior, las estimaciones de reservas finales del segmento de Exploración y Producción fueron auditadas por Despachos de Ingeniería Independientes. Al 31 de diciembre de 2023 o 1 de enero [2024], cuatro despachos independientes certificaron las reservas: DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer"), Ryder Scott Company L.P. ("Ryder Scott"), GLJ LTD ("GLJ") 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 88.9% de las reservas probadas de PEMEX. El 11.1% 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

DeGolyer certificó las reservas en los activos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Bellota Jujo y Samaria Luna, GLJ certificó las reservas de los activos Poza Rica-Altamira, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, Sproule certificó las reservas en los activos Cinco Presidentes y Macuspana 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.

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 disminuyeron un 3.2% en 2023, pasando de 6,089.6 MMb al 31 de diciembre de 2022 a 5,894.0 MMb al 31 de diciembre de 2023. En 2022 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso tuvieron una mínima variación al tener una disminución del 5.4% es decir, pasaron de 3,698.3 MMb en 2022 a 3,500.3 MMb en 2023. En 2023 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionales, no fueron suficientes para restituir el nivel de producción, el cual fue de 744.2 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, tuvieron un incremento de 16.5% en 2023, pasando de 7,079.6 MMMpc en 2022 a 8,250.3 MMMpc en 2023. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco disminuyeron en un 1.2% al pasar de 4,368.5 MMMpc en 2022 a 4,314.0 MMMpc en 2023. Esta reducción fue principalmente debido a una menor cantidad de reserva probada desarrollada de gas seco en los campos Ku y Teca. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionales en 2023 no restituyeron en su totalidad la producción en 2023 la cual fue de 917.2 MMMpc de gas seco. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco de PEMEX aumentaron en 45.2% en 2023, de 2,711.1 MMMpc en 2022 a 3,936.3 MMMpc en 2023. Este incremento se debió principalmente al aumento en las reservas probadas no desarrolladas de gas seco en los campos Ixachi y Akal.

Durante 2023, las actividades de exploración en aguas someras y regiones terrestres incorporaron 18.3 MMbpce de reservas probadas, provenientes de cinco campos nuevos de aceite (Etkal-NE, Platao, Macuil-SE, Obba y Yawa).

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).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**Resumen de reservas probadas de crudo y gas ⁽¹⁾
al 31 de diciembre de 2023 basado en los precios promedio del año fiscal.**

	Crudo y condensado ⁽²⁾	Gas seco ⁽³⁾
	(MMb)	(MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	3,500.3	4,314.0
Reservas probadas no desarrolladas	2,393.7	3,936.3
Total de reservas probadas	5,894.0	8,250.3

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 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

Reservas de petróleo crudo y condensados (incluyendo líquidos del gas natural) ⁽¹⁾

	2023	2022	2021
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1o. de enero	6,089	6,073	6,041
Revisiones ⁽²⁾	529	647	565
Delimitaciones y descubrimientos	16	78	115
Producción	(744)	(710)	(697)
Farm-outs, transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH y migración a contratos de exploración y extracción (CEE)	4	1	49
Al 31 de diciembre	5,894	6,089	6,073
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,500	3,698	3,649
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,394	2,391	2,424

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

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Reservas de gas seco

	2023	2022	2021
	(MMMpc)		
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	7,080	7,040	6,984
Revisiones ⁽¹⁾	2,069	847	195
Delimitaciones y descubrimientos	12	43	590
Producción ⁽²⁾	(917)	(854)	(751)
Farm-outs, transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH y migración a contratos de exploración y extracción (CEE)	7	4	21
Al 31 de diciembre	8,251	7,080	7,040
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	4,314	4,368	3,934
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	3,936	2,711	3,106

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 periodo 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 periodo. Durante 2023, obtuvimos 950.1 MMbpce de reservas probadas como agregado de descubrimientos, revisiones, delimitaciones y desarrollo que representa una TRR de 103.2%. La TRR de 2023 representa excelentes resultados en conjunto con el 2022 donde la TRR fue 102.8%. Pemex Exploración y Producción espera continuar obteniendo buenos resultados en su TRR en años subsecuentes.

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, un mes para las reservas probadas en petróleo crudo equivalente, al 31 de diciembre de 2023.

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 2049. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2023. 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 del 10% a los flujos netos de efectivo, considerando condiciones económicas constantes al cierre de año.

Los gastos futuros por impuestos se calculan aplicando las tasas de impuestos y derechos aplicables, considerando las tasas de impuestos y derechos del nuevo régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción, vigente para el ejercicio 2023 a los flujos de efectivos 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.

Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos al 31 de diciembre.

	2023	2022	2021
	(en millones de dólares)		
Flujos de efectivo	362,836	512,547	371,331
Costos de producción futuros (sin impuestos a la utilidad)	(157,758)	(174,115)	(146,062)
Costos futuros de desarrollo	(26,082)	(26,013)	(24,184)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	178,996	312,419	201,085
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	(135,723)	(205,035)	(146,416)
Flujos netos de efectivo	43,273	107,384	54,669
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	(15,421)	(44,461)	(18,443)
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	27,852	62,923	36,226

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

Para cumplir con la la regla del Topic 932, en la tabla siguiente, se presentan los cambios agregados en la medida estándar para cada año y las fuentes significantes de variación:

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cambios en la medición estándar de flujo futuros de efectivos netos

	2023	2022	2021
	(en millones de dólares)		
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	(41,751)	(54,470)	(34,600)
Cambios netos en los precios y costos de producción	(96,667)	77,278	84,233
Extensiones y descubrimientos	540	3,078	1,583
Costos de desarrollos incurridos durante el año	8,657	5,738	4,755
Cambios en costos estimados de desarrollo	(6,012)	(5,523)	(5,675)
Revisiones de reserva y cambio de fecha	16,737	15,773	26,205
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	18,679	9,749	2,220
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	64,747	(24,927)	(41,814)
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	(35,070)	26,696	36,907
Medición estandarizada:			
Al 1o. de enero	62,922	36,226	(681)
Al 31 de diciembre	27,852	62,922	36,226
Variación	(35,070)	26,696	36,907

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 incurridos durante el ejercicio y el cambio en el gasto fiscal futuro.