



Gobierno de
México

Energía
Secretaría de Energía



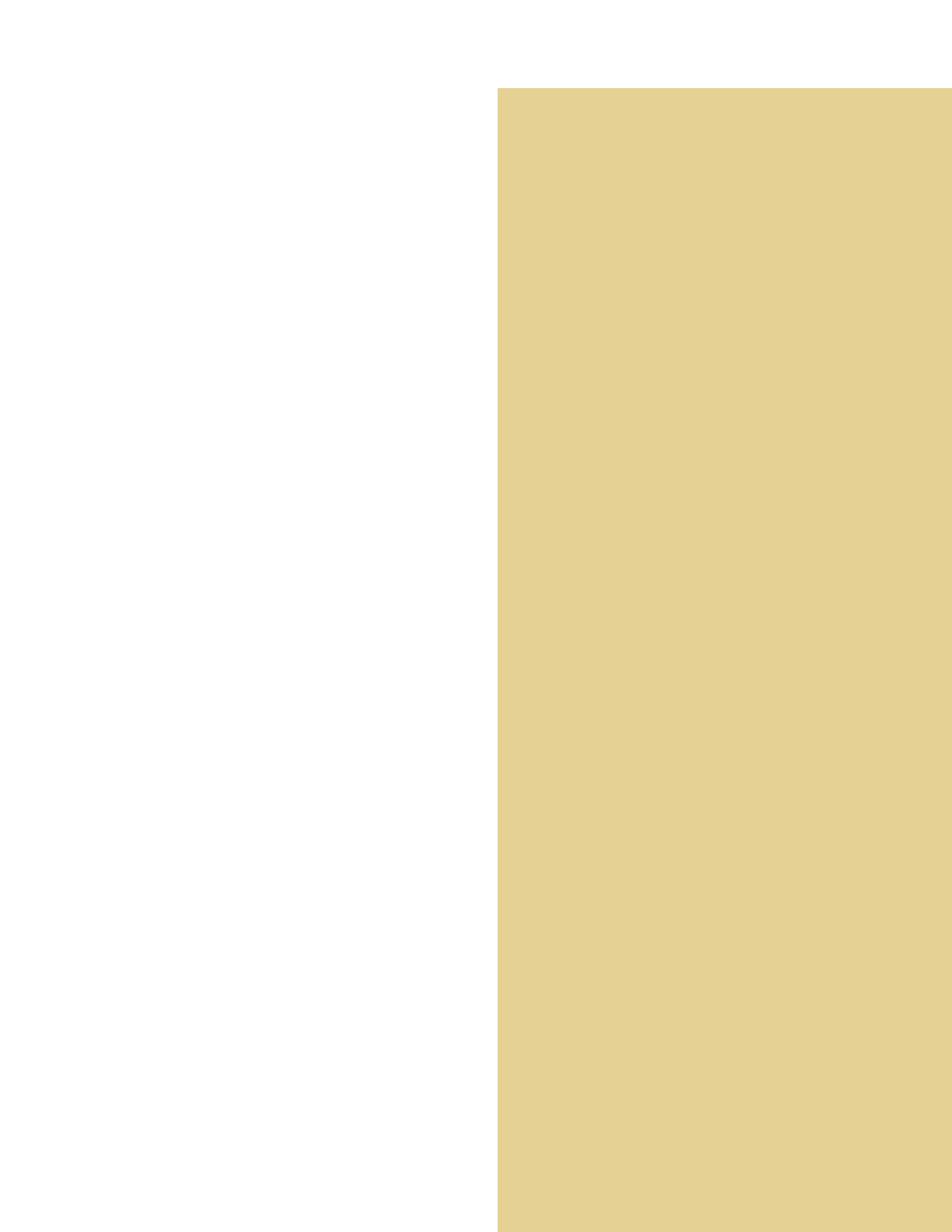
PEMEX: Plan Estratégico 2025-2035

5 de agosto 2025



Contenido

2. Diagnóstico	11
3. Estrategia operativa	22
4. Líneas de acción de la estrategia operativa	25
a. Exploración y extracción	
b. Procesos industriales	49
c. Transformación energética	67
d. Logística	73
e. Comercialización	80
f. Administración y servicios	83
g. Hacia una nueva empresa energética más sustentable	87
Estrategia de capitalización y financiamiento de PEMEX	96
Anexo	110
Glosario	111
Índice de tablas, gráficas y figuras	112



El Plan Estratégico 2025-2035 constituye una hoja de ruta que define el rumbo de Petróleos Mexicanos en congruencia con los principios de soberanía, seguridad energética, desarrollo sostenible y justicia energética. Establece un conjunto de estrategias, acciones y metas orientadas a restituir y mejorar las condiciones operativas, financieras e institucionales. Se articula en dos ejes: el primero es productivo, orientado al fortalecimiento de la producción de hidrocarburos, petroquímicos y fertilizantes, al mismo tiempo que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y profundiza su responsabilidad social; el segundo eje es financiero, centrado en los mecanismos que dan sostenibilidad presupuestal, suavizan la carga de pasivos y liberan recursos para destinarlos a fines productivos. Se proyecta como una empresa pública con visión de futuro y capacidad suficiente para responder a los desafíos energéticos y ambientales del pueblo de México.

1

Punto de partida

Treinta y seis años de políticas neoliberales dejaron a PEMEX en una situación crítica. No fue descuido o indiferencia, sino cálculo para mermar las capacidades de la empresa y acelerar su desplazamiento por firmas privadas nacionales y extranjeras. Al margen del interés nacional, se incumplieron las obligaciones más elementales: cuidar los bienes nacionales; dar mantenimiento adecuado a maquinaria e instalaciones; renovar y ampliar reservas petroleras; equilibrar cadenas productivas, reemplazar infraestructura en mal estado, así como utilizar los recursos públicos con eficacia, eficiencia y honestidad. México quedó convertido en un país importador de energía y la petrolera del Estado exhausta, con una enorme deuda financiera a cuestas.

Ante tal devastación, el gobierno del presidente Andrés Manuel López Obrador puso en marcha una política energética basada en la soberanía, la seguridad, la autosuficiencia y la sustentabilidad. La idea central fue recuperar la rectoría del Estado sobre el petróleo, devolverle a PEMEX su papel como motor del desarrollo, dejar de importar y acabar con los gasolinazos. El eje de actuación consistió en cancelar la entrega de áreas petroleras a intereses privados y rescatar a PEMEX mediante mayor inversión, austeridad republicana, combate a la corrupción y apoyos del gobierno federal.

En la industria petrolera se reorientaron las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos hacia áreas conocidas por su riqueza petrolera. Las refinerías comenzaron a ser rehabilitadas e inició la construcción de una nueva en Dos Bocas, Tabasco. La compra de la refinería de Deer Park en Texas y la modernización de las instalaciones en Tula y Salina Cruz con plantas coquizadoras, completaron el programa para recuperar la autosuficiencia, cesar la importación de petrolíferos, abatir la producción de combustóleo y aumentar la producción de gasolina. Particular atención se destinó a combatir el robo, el contrabando y el mercado ilícito de combustibles. Desgravación fiscal y aportaciones de capital ayudaron a PEMEX a reanimar la operación y cumplir obligaciones financieras.

La presidenta de la república, la doctora Claudia Sheinbaum Pardo continúa con el fortalecimiento de PEMEX en beneficio del pueblo de México. Durante los primeros días de su mandato, iniciado el 1 de octubre de 2024, impulsó la reforma constitucional propuesta por el presidente López Obrador para devolverle a Petróleos Mexicanos el carácter de empresa pública del Estado y el mandato de servir al pueblo de México. En la Carta Magna quedó escrito que las actividades que realice PEMEX no constituyen monopolios por tratarse de una empresa pública del Estado. Cuatro meses después se aprobó la legislación secundaria, en concordancia con la política energética impulsada por la presidenta de la república, basada en los principios de soberanía, seguridad, sostenibilidad, autosuficiencia y justicia energéticas de la Nación.

Con el cambio de naturaleza jurídica y la renovación de su objeto, Petróleos Mexicanos se ha reintegrado vertical y horizontalmente. Las subsidiarias han sido fusionadas y hay nuevamente un solo PEMEX. Los múltiples consejos de administración fueron cancelados. Subsisten algunas filiales ligadas al comercio internacional, pero las demás están en proceso de liquidación. La reintegración es legal, operativa y funcional. A lo anterior se agrega un régimen fiscal simplificado con base en el Derecho Petrolero para el Bienestar y la posibilidad de utilizar contratos mixtos.

La reestructuración incluye la creación de una Dirección Comercial que responde a la necesidad estratégica de consolidar la presencia de la empresa con el objetivo de incrementar los ingresos de PEMEX en toda la cadena de productos, facilitando la homologación de los procesos de venta, contribuyendo a maximizar la rentabilidad de la empresa y a mejorar el servicio a nuestros clientes, coadyuvando así al bienestar económico y al desarrollo nacional.

También se ha creado la Dirección de Transformación Energética que anida nuevas líneas de negocio en el ámbito energético que a la postre harán de PEMEX una empresa de energía. En el nuevo estatuto orgánico queda plasmada una estructura orientada a optimizar recursos humanos, materiales y financieros, pero también un régimen de austeridad, procesos simplificados, eficientes y transparentes, así como independencia técnica y de gestión.

Los logros alcanzados entre octubre de 2024 y julio de 2025 son importantes. En coordinación con las secretarías de Energía y Hacienda y Crédito Público se han estado liquidando adeudos con proveedores, al mismo tiempo que se atienden los compromisos de deuda financiera. El precio de la gasolina se ha estabilizado por debajo de 24 pesos por litro y el mercado nacional está abastecido. Se ha compensado la declinación y estabilizado la plataforma de producción de hidrocarburos. Los programas de mantenimientos en el Sistema Nacional de Refinación han permitido elevar al 60% la proporción de la producción de gasolina, diésel y turbosina se ha incrementado, al tiempo que la producción de combustóleo ha disminuido. La refinería de Dos Bocas está procesando más de 200 mil barriles de petróleo crudo y la carga va aumentando conforme a lo planeado. La producción de petroquímicos y fertilizantes también va en aumento.

El proceso de reestructuración ha consolidado avances significativos en el corto plazo que proyectan escenarios favorables a largo plazo, tanto para la empresa, la sociedad y el ambiente. Sin embargo, los desafíos son importantes, de ahí la necesidad de un esfuerzo continuo para mejorar las bases operativas, económicas, financieras e institucionales para ampliar y profundizar el cambio estructural que consolide a PEMEX como una empresa eficiente, rentable y resiliente, comprometida con principios de soberanía, seguridad, sustentabilidad y justicia energéticas.

PEMEX ha sido históricamente un pilar de la soberanía y el desarrollo nacional. Contribuye a las finanzas públicas, la estabilidad económica y brinda certidumbre en momentos de crisis. Hoy se mantiene como una de las petroleras más grandes del mundo: ocupa el lugar 11 en producción de crudo, el 20 en reservas de crudo y condensados, es la quinta empresa en logística de hidrocarburos y la novena en comercialización internacional. Es la empresa con mayores ingresos en el país, aporta más del 6% de los ingresos presupuestarios, genera 124 mil empleos directos y comercializa el 80% de los combustibles. Tal peso específico exige trazar un nuevo rumbo con visión de futuro y sensatez, asegurando que siga siendo motor de inversión, bienestar y soberanía energética para México. En ese contexto se inscribe este Plan Estratégico.

Diagnóstico 2

Exploración y extracción

La exploración y extracción enfrentan importantes retos derivados de la complejidad creciente de la plataforma operativa y la necesidad de asegurar la renovación constante de las reservas que respaldan las metas de producción establecidas por el Estado.

Durante el periodo 2019-2024 la actividad física creció notablemente. La estrategia de exploración se centró en la búsqueda de aceite ligero, gas y condensado en formaciones del Terciario y Mesozoico, tanto en tierra como en aguas someras, privilegiando áreas cercanas a campos productores y con infraestructura disponible. Ello permitió alinear esfuerzos con el desarrollo de campos en áreas con mayor potencial productivo. Como resultado, los pozos exploratorios contribuyeron al crecimiento en la producción, de tal suerte que uno de cada tres barriles producidos provino de campos nuevos.

Esta estrategia exploratoria priorizó su apoyo para que la incorporación de reservas mantuviera la plataforma de producción, en tanto que la actividad exploratoria en aguas profundas y en yacimientos de geología compleja se concentró en estudios con impacto en el largo plazo, reduciendo los volúmenes de reservas incorporadas por descubrimientos.

En 2024 se concluyeron 33 pozos exploratorios de los cuales 10 resultaron productores, lo que representa un éxito exploratorio comercial de 30%, cifra superior al promedio internacional del 14%. Los costos de descubrimiento trianual se ubicaron en 9.1 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, nivel dentro del rango de referencia de 4.3 a 12.9 dólares por barril observado para las Compañías Nacionales de Petróleo y Majors. Es importante resaltar que muchos de los campos de PEMEX se encuentran en su etapa de madurez y han iniciado su etapa de declinación productiva, lo que representa retos para continuar con niveles de producción rentables.

En PEMEX, la tasa de restitución integral de reservas probadas (1P) ha permitido, en general, mantener un nivel de reservas estable respecto a la producción de hidrocarburos, con un promedio de 110% entre 2020 y 2024. Estos resultados permiten estimar respecto a la reserva probada una relación reserva/producción de 8.5 años de consumo a los niveles actuales de producción.

La última estimación oficial arroja un volumen de 113 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) de recursos prospectivos. De ese total, el 57% se encuentra en plays no convencionales y el 21% en el Golfo de México. Esto representa una oportunidad para elevar las reservas y contribuir a revertir la caída de la producción nacional.

Durante el periodo 2019-2023, la producción de líquidos y gas hidrocarburo fue ascendente, resultado de la incorporación de nuevos desarrollos productivos que revirtieron años de declinación previa.

En 2024 esta tendencia se modificó debido a una mayor declinación natural en campos de alta productividad, a retrasos y desafíos operativos vinculados al desarrollo de infraestructura de manejo y a la perforación de pozos. Es importante reconocer los retos significativos que PEMEX enfrenta en la producción de gas, particularmente la declinación de volúmenes y el elevado contenido de nitrógeno en el gas asociado, factores que requieren inversiones adicionales para fortalecer la infraestructura y garantizar la eficiencia operativa.

En términos de volumen, la producción de gas hidrocarburo registró un crecimiento sostenido entre 2019 y 2023, alcanzando en este último año un máximo de 3,993 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), seguido de una ligera disminución en 2024, cuando se ubicó en 3,671 MMpcd. La producción de líquidos presentó un aumento para el periodo 2019-2024 de 0.7%, al pasar de 1,684 miles de barriles diarios (Mbd) en 2019 y reportar un máximo en 2023 (1,855 Mbd), seguido de una ligera baja para 2024 (1,741 Mbd).

¹ El promedio de rendimiento de gasolina, diésel y turbosina global es de 75 a 80% de acuerdo con HSB Solomon Associates LLC. 2018 North and South American Fuels Refinery Performance Analysis.

Refinación

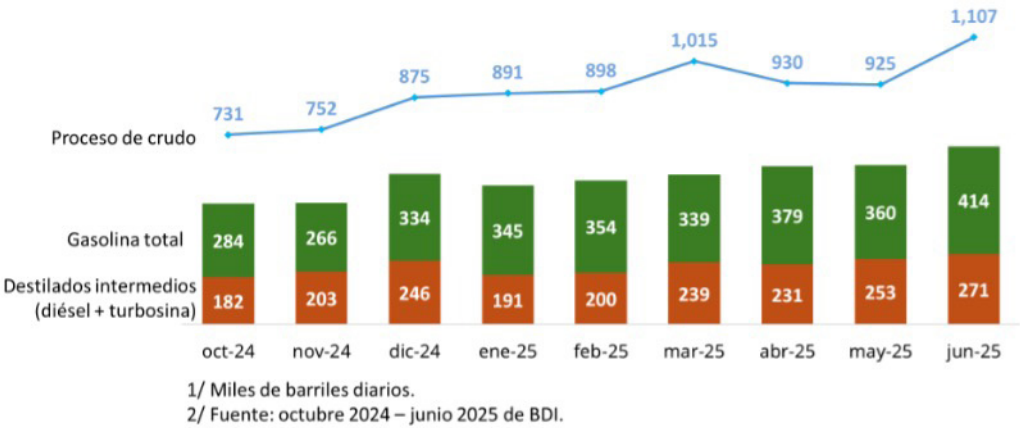
PEMEX cuenta con una capacidad instalada en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) de 1,410 Mbd, que es la capacidad adecuada para tratar la actual disponibilidad de crudo nacional y cumplir con las exigencias derivadas de las restricciones ambientales. A esta capacidad se suma la incorporación reciente de 340 Mbd provenientes de la refinería Olmeca, así como la capacidad operativa de la refinería Deer Park, ubicada en Texas, que contribuye al fortalecimiento del parque de refinación nacional.

A partir de 2019, se implementó un programa integral de rehabilitación del SNR, que ha generado una clara tendencia de recuperación en el procesamiento de crudo, reflejada en un incremento del 53% en 2024 con respecto a 2019. De manera paralela, la producción de petrolíferos ha mostrado un crecimiento cercano al 46% en el mismo periodo, elevándose de 626 Mbd a 914 Mbd. Este avance ha contribuido significativamente a la reducción de las importaciones de gasolina y diésel de PEMEX, las cuales se han disminuido en un rango del 30% y 23%, respectivamente.

Durante 2024, el SNR alcanzó un rendimiento promedio de gasolina, diésel y turbosina de 54.2%. Este resultado representa una base sólida sobre la cual se están impulsando acciones específicas para continuar elevando los niveles de eficiencia operativa. En este contexto, las refinerías de Madero, Salina Cruz y Minatitlán ofrecen oportunidades claras de mejora que permitirán avanzar hacia estándares de desempeño similares a los promedios observados en otras regiones del continente¹.

En el periodo comprendido entre octubre de 2024 y junio de 2025, las acciones dirigidas a la mejora de los procesos industriales y la confiabilidad operativa, junto con la incorporación de la refinería Olmeca, permitieron aumentar el procesamiento de crudo de 731 Mbd a 1,107 Mbd, así como la producción de gasolina, diésel y turbosina de 466 Mbd a 685 Mbd. Este incremento incluye un crecimiento en la producción de gasolina, que pasó de 284 Mbd a 414 Mbd. Estos avances han contribuido a la disminución progresiva de las importaciones de petrolíferos.

Gráfica 1. Proceso y producciones del SNR



Importaciones

La disminución en las importaciones de combustibles representa un avance significativo hacia la autosuficiencia energética. La modernización del SNR y la operación continua de la refinería Olmeca han sido factores determinantes que han impulsado la disminución en las compras en el extranjero.

Tabla 1. Balance de gasolina, diésel y turbosina SNR + Deer Park (Mbd)

<i>Producción</i>	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Gasolinas	523	659	740	734	750	750	733	754	750	734	750
Diésel	315	452	541	540	549	549	526	539	538	523	530
Turbosina	70	79	94	93	94	94	90	95	94	93	94
Total	908	1,190	1,375	1,367	1,393	1,393	1,349	1,388	1,382	1,350	1,374

<i>Demanda Pemex</i>	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
PEMEX Magna UBA	513	533	558	570	562	567	572	574	576	576	576
PEMEX Premium	153	156	180	177	184	184	184	186	188	188	188
Pemex Diésel	269	269	275	279	284	287	287	287	287	287	287
Turbosina	95	99	104	104	109	109	109	109	109	114	118
Total	1,030	1,057	1,117	1,130	1,139	1,147	1,152	1,156	1,160	1,165	1,169

<i>Importaciones (-) exportaciones (+)</i>	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Gasolinas	-143	-30	2	-13	4	-1	-23	-6	-14	-30	-14
Diésel	46	183	266	261	265	262	239	252	251	236	243
Turbosina	-25	-20	-10	-11	-15	-15	-19	-14	-15	-21	-24
Total	-122	133	258	237	254	246	197	232	222	185	205

Petroquímica

De 2013 a 2018, la capacidad utilizada de petroquímica de PEMEX se redujo en aproximadamente 20%, como consecuencia de decisiones orientadas a la desinversión, la falta de mantenimiento y el cierre parcial o total de instalaciones estratégicas. En este periodo, se vendieron más de 60 plantas petroquímicas bajo el argumento de ser “poco rentables”, debilitando la cadena de valor nacional y favoreciendo la dependencia del exterior para insumos esenciales de la industria química, agrícola y manufacturera.

A partir del 2019, se reorientó la política energética y petroquímica con un enfoque de soberanía y recuperación productiva. Se inició la rehabilitación de plantas clave en el Complejo Petroquímico (CPQ) Cosoleacaque y en las plantas de Urea operadas por Pro-Agroindustria (Pro-Agro), con el objetivo de reactivar la producción nacional de fertilizantes nitrogenados. Paralelamente, se fortaleció la operación del Grupo Fertinal, encargado de la producción y comercialización de fertilizantes fosfatados, logrando cubrir el 100% de la demanda de los programas federales como Fertilizantes para el Bienestar.

PEMEX cuenta con una sólida capacidad instalada de producción petroquímica de 27.5 mil toneladas diarias (MTD), lo que representa un activo estratégico de gran relevancia para el desarrollo industrial del país. En 2024, la producción efectiva alcanzó un volumen de 2,373 mil toneladas anuales (MTA). Este nivel de operación, si bien representa un ajuste respecto a los niveles de 2019, refleja el potencial de crecimiento que se puede detonar a partir de la atención puntual a las áreas de oportunidad operativa, con el objetivo de recuperar y superar los niveles históricos de producción.

En 2024, la cadena de derivados del etileno registró una producción de poco más de 98 MTA, lo que representa una oportunidad clara para fortalecer la confiabilidad operativa en esta línea estratégica. En ese contexto, se identificó un índice consolidado de paros no programados del 8.4% en la petroquímica secundaria, indicador que orienta las acciones de mejora continua en curso. De manera destacada, el factor de insumo etano-etileno alcanzó 1.38 toneladas por tonelada (t/t), lo que refleja un incremento de 4.5% en eficiencia respecto al año anterior.

Por otro lado, la producción de aromáticos y sus derivados se ha visto afectada por dificultades en el suministro de vapor y energía eléctrica, resultado de la puesta en operación de la planta reformadora catalítica (CCR). En 2019, esta cadena productiva alcanzó un volumen de 920 MTA; tras una caída en 2020, presentó una tendencia de recuperación, situándose en 592 MTA en 2024. Finalmente, la producción de metanol en el CPQ Independencia reportó en 2024 un total de 124 MTA, cifra que representa un incremento de 8 MTA respecto al año anterior.

En cuanto a la producción de amoniaco, que en 2019 registró su punto más bajo de los últimos años, en el periodo 2020-2022 mostró un crecimiento sostenido, culminando en una recuperación significativa en 2024. Desde ese año, a la rehabilitación del CPQ Cosoleacaque se sumó la recuperación de las plantas de urea de la filial Pro-Agro, con el propósito de reactivar la producción nacional de urea, la cual permaneció detenida desde finales de la década de los noventa.

En 2024, el Grupo Fertinal alcanzó una producción de 490 MTA de fosfatos, lo que constituye una base relevante sobre la cual se están consolidando esfuerzos para fortalecer la capacidad productiva de la empresa. Como parte de estos trabajos, actualmente se encuentra en desarrollo la Fase I del programa de rehabilitación, que contempla la incorporación de una nueva bocamina, con el objetivo de ampliar y modernizar la infraestructura operativa del complejo.

En 2019, se dio inicio al Programa de Fertilizantes para el Bienestar, una iniciativa estratégica diseñada para impulsar y respaldar de manera efectiva a los pequeños productores del país. La colaboración estrecha y coordinada entre PEMEX y la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural se traduce en acciones concretas y sostenidas para robustecer la cadena productiva de fertilizantes, fortaleciendo así la seguridad alimentaria y el desarrollo rural nacional.

Transformación energética

En 2024, México importó un volumen de gas de 6,666 MMpcd ², cifra que representa el 74% de la oferta nacional. Estados Unidos (EE.UU) se consolidó como el principal proveedor. Este contexto impulsa a PEMEX a implementar estrategias enfocadas en la recuperación y fortalecimiento de su producción nacional, con el propósito de reducir la dependencia de importaciones y garantizar la seguridad energética del país.

El suministro de gas a los Complejos Procesadores de Gas (CPG) refleja la dinámica inherente al nivel de producción de los campos, lo que ofrece oportunidades para la optimización y fortalecimiento continuo del sistema. En este contexto, la producción de gas seco en plantas alcanzó 1,833 MMpcd en 2024, mientras que la producción total, incluyendo la extracción directa de campos, se situó en 2,430 MMpcd, cifras que evidencian un sólido punto de partida para implementar estrategias orientadas a incrementar la capacidad y eficiencia productiva en el mediano plazo. De manera paralela a la evolución del mercado de gas, el nivel de utilización, así como la eficiencia y confiabilidad de las plantas, representan áreas clave de oportunidad que PEMEX está abordando para incrementar su oferta y fortalecer su capacidad productiva.

En los últimos años, PEMEX ha identificado áreas prioritarias para optimizar la utilización de sus plantas de endulzamiento y criogénicas, las cuales son fundamentales para el procesamiento eficiente del gas. En 2024, la utilización de las plantas de endulzamiento de gas alcanzó un 44.8%, mientras que la capacidad criogénica se situó en 36.6%. Estas cifras motivan la implementación de estrategias destinadas a maximizar la disponibilidad de gas húmedo amargo proveniente de las actividades de exploración y extracción. Como resultado, en 2024 se procesaron 2,319 MMpcd de gas húmedo en los CPG, consolidando una base importante para el crecimiento y la eficiencia en el mediano plazo.

Con el fin de recuperar la capacidad de proceso en los CPG y reducir la quema de gas, PEMEX está implementando estrategias orientadas a maximizar la captura de este recurso, contribuyendo así al fortalecimiento de la visión del Estado en materia de seguridad energética.

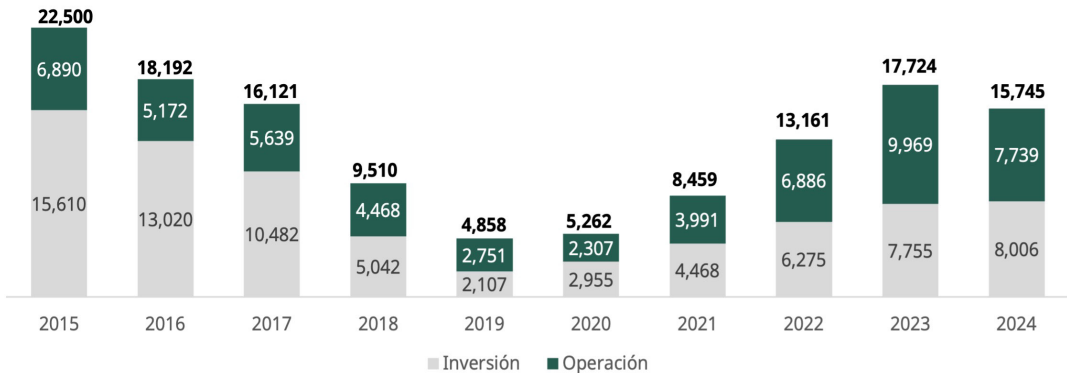
PEMEX cuenta con infraestructura de cogeneración en los CPG Nuevo PEMEX y la Refinería Olmeca, así como otros centros de trabajo con permisos de cogeneración vigentes, a su vez, se recibe vapor de la Central de Cogeneración Salamanca por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

² https://estadisticashidrocarburos.energia.gob.mx/Doc/Prontuario_Actual_GnGlpPqs.pptx

Logística y salvaguardia estratégica

Desde el inicio de sus operaciones en 2015, el proceso logístico ha enfrentado dificultades para la asignación presupuestaria adecuada, considerando el vasto nivel de activos distribuidos a lo largo y ancho del país. A esta situación se suma la alta vulnerabilidad ante robos y actos vandálicos. Cabe destacar que el presupuesto asignado pasó de 22,500 Mdp en 2015 a 4,858 Mdp en 2019, lo que representa una reducción del 78%.

Gráfica 2. Presupuesto de logística
(Mdp)



A partir de 2019, el presupuesto destinado a la operación registró un incremento como resultado de un cambio estratégico enfocado en el mantenimiento y la eficiencia de la infraestructura existente, en lugar de la expansión de nuevas instalaciones. Tras un periodo de alta inversión orientada al aumento de las capacidades de logística primaria, transporte y almacenamiento, los recursos se reorientaron hacia la operación y conservación de lo ya construido, marcando así una etapa de consolidación más que de crecimiento.

Posteriormente, el repunte observado a partir de 2021, con un máximo de asignación de recursos en 2023, evidenció una política de reactivación tras varios años de baja inversión. Este cambio permitió que el gasto se distribuyera de manera más equilibrada entre inversión y operación, con el objetivo de fortalecer la logística y la seguridad estratégica bajo un enfoque sostenible y funcional. La evolución de la composición presupuestal refleja esta transición: de un esquema 70-30% entre inversión y operación en el periodo 2015-2017, a una proporción más balanceada durante 2018-2023, alcanzando en 2024 un 51-49%.

En coherencia con esta trayectoria, a partir de 2025 se ha definido un enfoque de inversión rigurosamente priorizado hacia los activos logísticos, con el propósito de asegurar el cumplimiento de los objetivos de producción, procesamiento y comercialización. Al mismo tiempo, esta estrategia busca mitigar sobrecostos y reducir los riesgos asociados a limitaciones operativas en la infraestructura existente, consolidando un modelo de gestión más eficiente y sostenible.

PEMEX, dentro de sus distintos procesos, realiza la gestión del transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en las diferentes etapas de la cadena de valor, garantizando la calidad de los productos manejados y proporcionando seguridad física a la infraestructura.

La red de logística de PEMEX se describe a continuación:

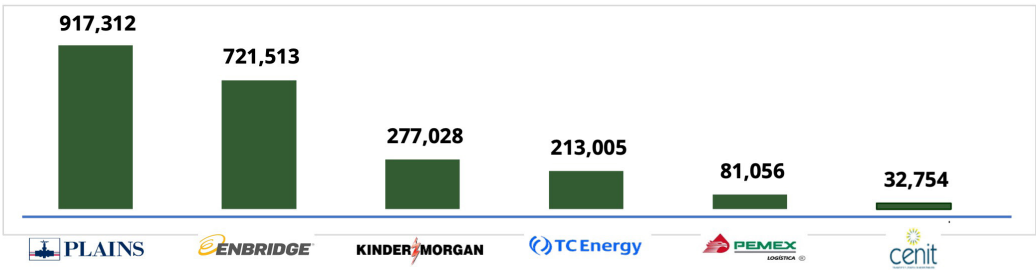
Tabla 2. Infraestructura logística y salvaguardia estratégica de PEMEX

2,718 km	Sistemas de logística primaria crudo y gas	16	Buquetanques
16,373 km	Sistemas de transporte por ducto	1,800	Autotanques (última milla)
89	Terminales terrestres y marítimas de almacenamiento	525	Carrotanques
10	Terminales de distribución de gas LP	32	Laboratorios móviles

Esta red cuenta con una amplia red de ductos a lo largo y ancho del país, distintas rutas de autotanque y ferrocarril para el transporte de los diferentes productos entre los centros de procesamiento y las terminales de almacenamiento. Asimismo, se dispone de laboratorios móviles para la verificación de la calidad de los productos, además de una logística de reparto de última milla.

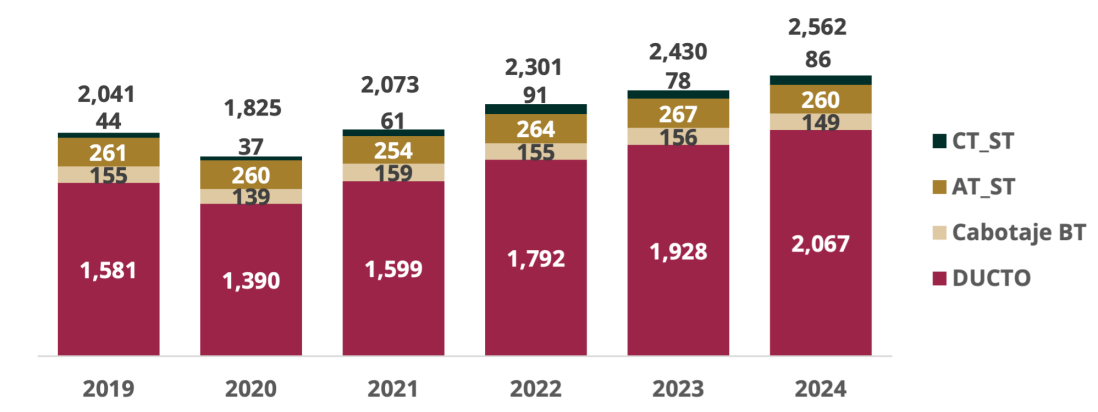
Esta cobertura ha permitido a PEMEX mantenerse como el principal proveedor de servicios logísticos en México y posicionarse internacionalmente dentro de las cinco empresas más importantes en su ramo:

Gráfica 3. Ranking con base en ventas anuales 2024 (Mdp)



Como parte de las acciones del Gobierno Federal para el rescate de la soberanía energética del país, desde 2019 se han emprendido diversas inversiones en la infraestructura de PEMEX, lo que ha derivado en el incremento del volumen transportado. Al cierre del 2024, se ha movilizado un volumen superior a los 2.5 MMbd como se aprecia en la siguiente gráfica.

Gráfica 4. Volumen transportado de petrolíferos ³
(Mbd)



A julio de 2025, PEMEX cuenta con inventarios de 6.64 millones de barriles, equivalentes a 6.4 días de venta, considerando una demanda diaria de un millón de barriles.

Entre las acciones prioritarias realizadas durante el segundo semestre, destaca el inicio de operaciones de la estrategia HUB Topolobampo, la cual ha incrementado la capacidad de almacenamiento para recibir gasolinas importadas desde la costa del Pacífico. Esta estrategia ha permitido reducir los movimientos entre terminales de cinco a dos, además de disminuir los pagos por demoras en puertos, que han permitido un ahorro equivalente a 39.9 Mdd diarios.

Figura 1: Mapa de aplicación de la estrategia HUB Topolobampo



³ Fuente: Base de datos Institucional de PEMEX Logística BDI – PLOG; 2024: cierre enero-diciembre.

Aunado a lo anterior, se ha garantizado el suministro constante de crudo a las siete refinerías del país, así como la operatividad continua de los principales sistemas de ductos, destacando el poliducto Tuxpan-Tula-Azcapotzalco.

En materia de seguridad laboral, se reportan cero incidentes con fatalidad o gravedad, manteniendo una tasa de accidentabilidad por debajo de los niveles registrados en periodos anteriores.

Asimismo, desde el inicio de esta administración se ha implementado un combate frontal y coordinado contra el mercado ilícito de combustibles, en colaboración con autoridades federales y estatales. Como resultado, se han eliminado 7,337 tomas clandestinas y recuperado aproximadamente 51 millones de litros de hidrocarburo, equivalentes a más de mil Mdp. Este esfuerzo se traduce en un incremento significativo de las ventas, especialmente en las regiones fronterizas.

Comercialización

Otro desafío relevante que ha enfrentado PEMEX desde la apertura del mercado de petrolíferos es la participación en los mercados de gasolinas y diésel. Entre 2019 y 2024, la participación de PEMEX en el mercado de gasolinas pasó de 90 a 84%.

Las acciones estratégicas implementadas por PEMEX para recuperar y consolidar su presencia en estos mercados se han sustentado en políticas públicas favorables, la modernización de su infraestructura de refinación y la implementación de estrategias comerciales efectivas. Sin embargo, persiste el reto de estabilizar la participación en el segmento de estaciones de servicio bajo la marca PEMEX, que al cierre de 2024 se ubicó en 58%, mostrando una tendencia a la baja que debe ser revertida en beneficio de la soberanía energética nacional.

Ante los retos señalados, en 2021 PEMEX promovió la iniciativa Gasolineras del Bienestar, concebida como un instrumento estratégico para consolidar su liderazgo y posicionamiento preferente en el mercado nacional de distribución de combustibles. Esta iniciativa ofrece gasolinas a precios competitivos, facilitando el acceso a comunidades y cooperativas, en atención al compromiso social de la empresa pública con el desarrollo equitativo y la soberanía energética del país.

Entre el cuarto trimestre del 2024 y el segundo trimestre del 2025, las importaciones de gasolina, diésel y turbosina pasaron de 554 a 459 Mbd, lo que representó una disminución del 17%. En ese mismo periodo, la importación de gasolinas pasó de 386 a 313 Mbd y las de diésel de 110 a 96 Mbd.

A finales del primer trimestre de 2025, el Gobierno Federal puso en marcha la “Estrategia Nacional para Promover la Estabilización del Precio de la Gasolina en beneficio del pueblo de México”, un compromiso firme y coordinado respaldado por PEMEX y el sector gasolinero. Esta estrategia representa una medida decisiva para proteger el poder adquisitivo de las familias mexicanas ante la volatilidad del mercado internacional, estableciendo un precio máximo de 24 pesos por litro para la gasolina Magna. Gracias a su efectiva implementación, se han logrado precios consistentemente por debajo de este límite, consolidando un beneficio tangible y directo para la economía doméstica de millones de mexicanos y fortaleciendo la estabilidad energética nacional.

Filiales

Las empresas filiales forman parte de una estructura corporativa que brinda a PEMEX mecanismos de protección jurídica, así como el aprovechamiento de esquemas de participación internacional y flexibilidad para adaptarse al mercado.

A través de la participación directa o indirecta en diversas empresas, se pueden realizar actividades auxiliares que le permiten a PEMEX concentrarse en su negocio principal. Es así como se cuenta con empresas filiales de diversos giros, nacionalidades y características.

Como consecuencia de las ventajas mencionadas, a lo largo del tiempo se constituyeron un creciente número de empresas filiales y participadas, alcanzando un total de 90 para julio de 2016. En ese año, se aprobó el Plan de Trabajo de Reingeniería Corporativa de Empresas Filiales (Reingeniería), cuyo objetivo principal fue optimizar la estructura corporativa de dichas empresas filiales y participadas de PEMEX y sus empresas productivas subsidiarias, así como reducir costos operativos, simplificar las gestiones administrativas y aliviar la carga de trabajo del personal que actúa como representantes y consejeros.

Actualmente, PEMEX mantiene participación accionaria en 44 empresas, de las cuales 35 son filiales y 9 participadas. Es importante destacar que, desde la aprobación de la reingeniería y hasta el cierre de junio de 2025, se han reducido en 51 el número de empresas, de las cuales 7 fueron dadas por concluidas durante la presente administración. De estas empresas, solamente tienen operaciones industriales Pro-Agro, Grupo Fertinal, S.A. de C.V. y Deer Park Refining Limited, Partnership.

3 Estrategia operativa

La estrategia institucional de PEMEX está enfocada en la estabilización de la empresa para alcanzar una producción sostenible de hidrocarburos, mantener el rol clave en el abasto suficiente de combustibles en el país y una mayor producción de petroquímicos y fertilizantes, todo ello, en línea con los objetivos nacionales de desarrollo y la política energética.

En general, el objetivo de la estrategia es lograr la sostenibilidad de la empresa, incrementando la productividad de su infraestructura con una visión de eficiencia y reducción de costos, planteando un conjunto de proyectos de inversión enfocados en la creación de valor para PEMEX. La estrategia contempla la ejecución de instrumentos, tales como los contratos de desarrollo mixtos y otros esquemas de financiamiento con el sector privado para complementar sus capacidades técnicas, operativas, financieras y de ejecución para el desarrollo de proyectos productivos, en el marco del objeto establecido en la Ley de PEMEX para la empresa. Es importante mencionar que en todos los proyectos con participación privada se establecen modelos claros de inversión con una adecuada distribución de riesgos y beneficios.

Acompañando los esfuerzos del Estado para transitar hacia una economía baja en carbono, la estrategia establece las bases para la transición energética de PEMEX, sin descuidar la atención de las necesidades de energía del país.

Asimismo, para reducir la huella de carbono de sus operaciones, entre otros, se ratifica el compromiso de cero quema rutinaria de gas para 2030 en las actividades de exploración y extracción. Además, contempla acciones para reducir su impacto ambiental en materia de agua, aire y suelo.

Es importante mencionar que la estrategia institucional ha sido definida con base en el análisis del Plan de Trabajo de Hidrocarburos 2025-2030, en términos de alternativas de producción, operación, reducción de costos, productividad y crecimiento en los que se prioriza la utilidad de operación y la capacidad de liquidez de la empresa.

Para las actividades de producción y extracción, la estrategia contempla el desarrollo de asignaciones propias y mixtas, que permitan alcanzar la meta nacional de 1.8 MMbd de hidrocarburos líquidos y alcanzar un nivel de reservas suficientes para responder a las necesidades nacionales de energía en el corto y mediano plazo.

En este contexto, la estrategia contempla intensificar la actividad exploratoria y de extracción en nuevas áreas para ampliar sus reservas y recursos prospectivos que respalden oportunamente la plataforma de producción planteada.

En lo que respecta a los procesos industriales, la estrategia se concentra en mejorar el desempeño y los rendimientos de la infraestructura a través de actividades de rehabilitación y mantenimiento. Aunado a lo anterior, se sumarán la operación óptima de las refinerías Olmeca y Deer Park, así como las coquizadoras en las refinerías de Tula y Salina Cruz.

En los CPG, la estrategia es recuperar la capacidad de procesamiento en línea con la producción de gas húmedo y condensados, así como incrementar la recuperación de licuables. Para incrementar la producción de los CPQ se aumentará la capacidad de producción de amoníaco y se implementarán acciones de reparaciones mayores en plantas de los complejos de la cadena de etileno.

Con el objetivo nacional de fortalecer a las empresas públicas, el alcance de la estrategia de PEMEX incluye la recuperación de la capacidad de producción de la cadena petroquímica a través de acciones de rehabilitación y mantenimiento de la infraestructura.

Para contribuir a los objetivos nacionales de seguridad alimentaria y apoyo al campo, la estrategia se enfoca en la recuperación de las capacidades de producción de amoníaco y en robustecer su cadena de fertilizantes industriales; en este tema, destaca la construcción del CPQ Escolín para incrementar la capacidad de producción de urea, que será financiado a través de un esquema de asociación con el sector privado.

La estrategia incrementa el aprovechamiento del potencial de eficiencia energética y cogeneración, con el propósito de disminuir los costos de los servicios auxiliares, así como reducir el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero. En el marco de la coordinación con el programa de expansión de CFE, PEMEX ha iniciado los estudios para diseñar un proyecto en la refinería de Tula, para optimizar los costos de vapor y energía, proyecto que contempla la participación privada.

En materia comercial, la estrategia maximiza los ingresos a través de la venta de productos en esquemas abiertos, competitivos y transparentes.

En materia financiera, la estrategia se enfoca en alcanzar una posición robusta. En coordinación con las Secretarías de Hacienda y Crédito Público y de Energía se atiende la deuda comercial con proveedores y contratistas, al mismo tiempo se optimizan las condiciones de las deudas de mercado y bancaria. De igual forma, se implementan acciones para mejorar la eficiencia en el manejo de los recursos.

Con el fin de promover una mayor actividad productiva, se desarrollan esquemas con participación privada en proyectos de exploración y producción, petroquímica, cogeneración, fertilizantes y de transición energética.

El compromiso del Gobierno Federal para apoyar el rescate de la capacidad financiera de la empresa cristaliza en la simplificación del régimen fiscal, que entró en vigor con el nuevo marco regulatorio el cual permitirá aportar a las finanzas públicas de manera más eficiente y transparente.

Líneas de acción de la estrategia operativa

4

a. Exploración y extracción

La estrategia de exploración y extracción tiene como objetivos alcanzar las metas de producción de hidrocarburos a nivel nacional, a través de la optimización de la explotación y el desarrollo de los campos en producción, iniciar el desarrollo de los campos recientemente descubiertos y poner en producción de manera inmediata los yacimientos descubiertos por la actividad exploratoria.

En lo que corresponde a exploración, el objetivo es incrementar la incorporación de reservas para mantener una relación reserva/producción de al menos 10 años. En este sentido, se continuará la exploración en las asignaciones actuales buscando materializar el potencial remanente, se solicitarán nuevas áreas para acceder a nuevos recursos prospectivos y fortalecer la cartera; asimismo se reactivará la evaluación de yacimientos de geología compleja y áreas frontera mediante esquemas contractuales que permitan la participación de inversión privada.

La estrategia fortalece la inversión en actividades operativas de alto impacto y en proyectos de extracción con rentabilidad comprobada. Entre otras acciones destacan la conservación de pozos, el desarrollo de campos, el mantenimiento de instalaciones de producción, la perforación e intervención de pozos y los procesos de recuperación secundaria.

En suma, la estrategia se estructura en torno a los siguiente rubros:

- Descubrimientos futuros a través de la exploración focalizada.
- La contribución sostenida de los campos actualmente en operación.
- La incorporación oportuna de desarrollos inmediatos.
- La ejecución de los contratos de servicios y contratos de exploración y extracción.
- La ejecución programada de contratos de desarrollo mixtos.

Para el logro de las metas de incorporación de reservas, la estrategia exploratoria se focaliza inicialmente en las Cuencas del Sureste, tanto en su porción marina como terrestre, así como en la Cuenca de Veracruz. En los yacimientos de geología compleja y en aguas profundas se considera actividad para continuar evaluando el potencial.

Gráfica 5. La estrategia exploratoria estará enfocada en las Cuencas del Sureste, tanto en su porción terrestre como marina, y en la Cuenca de Veracruz.



La estrategia exploratoria tiene tres objetivos principales:

1. Materializar el potencial remanente de los plays convencionales en las áreas asignadas.

- Continuar la aplicación de nuevas tecnologías (adquisición y procesamiento sísmico) que permitan una mejor caracterización del subsuelo mediante sísmica de última generación y reducir la incertidumbre estructural y estratigráfica. Esta información ha sido clave para descubrir yacimientos a profundidades mayores (hasta 8,000 metros).
- Investigación de nuevos conceptos exploratorios (mayor profundidad, áreas alejadas de campos, modelos geológicos hipotéticos, etc.).
- Continuar con la identificación de prospectos con la nueva información, priorizando aquellos de mayor volumen.
- Evaluar las oportunidades de mayor valor en tirantes de agua intermedios (200 a 1,000 metros).

2. Solicitar nuevas asignaciones en áreas que permitan fortalecer el portafolio exploratorio.

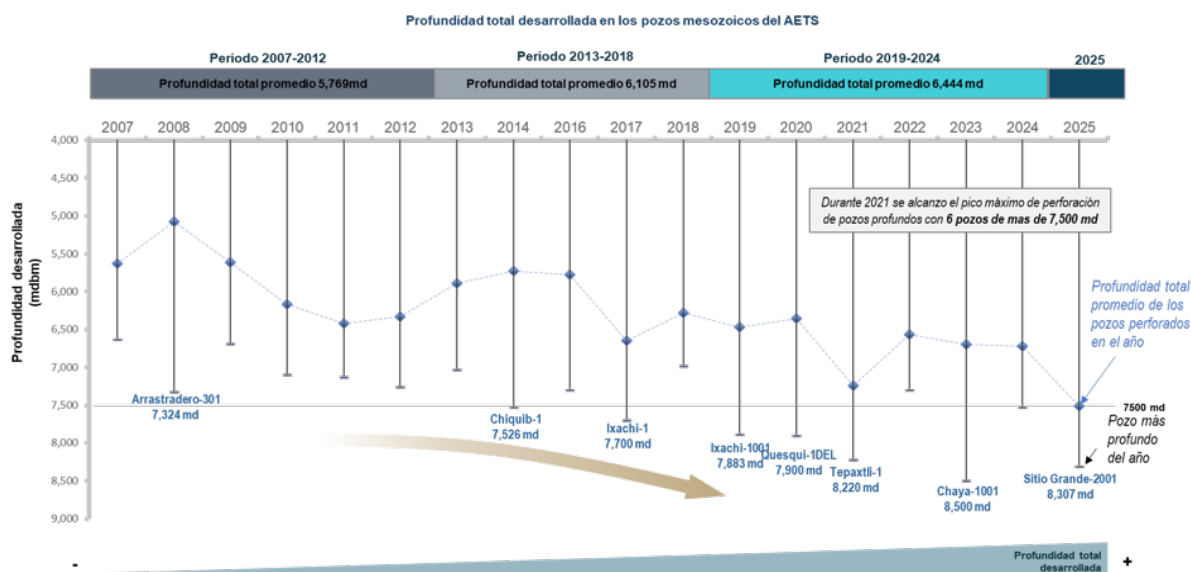
- Áreas sub-exploradas (mayor volumen y riesgo).
- Actualmente se documentan nuevas áreas a solicitar en un área de 12,800 km², con un recurso prospectivo de 2,500 MMbpce, adicionales a las asignaciones vigentes.

3. En el corto a mediano plazo, retomar la evaluación e incorporación a producción de las áreas con yacimientos de geología compleja y áreas frontera.

- Ejecución de proyectos en áreas prioritarias.
- Explorar nuevos esquemas de contratación con terceros para compartir riesgos e inversiones. La actividad en tirantes profundos (>1,000 metros) o en zonas remotas debe evaluarse bajo esquemas con participación de terceros, a fin de evitar que PEMEX asuma de forma exclusiva los altos riesgos técnicos y financieros.

Los recursos prospectivos remanentes en las áreas tradicionales de las asignaciones de PEMEX se encuentran en estructuras geológicas cada vez más pequeñas o a mayor profundidad. Para acceder a más recursos en estas áreas, en los últimos años se ha llevado a cabo la adquisición de información sísmica de última generación enfocada a identificar yacimientos a mayores profundidades. Por lo anterior, los yacimientos más grandes de los últimos años se han encontrado en profundidades mayores, de hasta 8,000 metros.

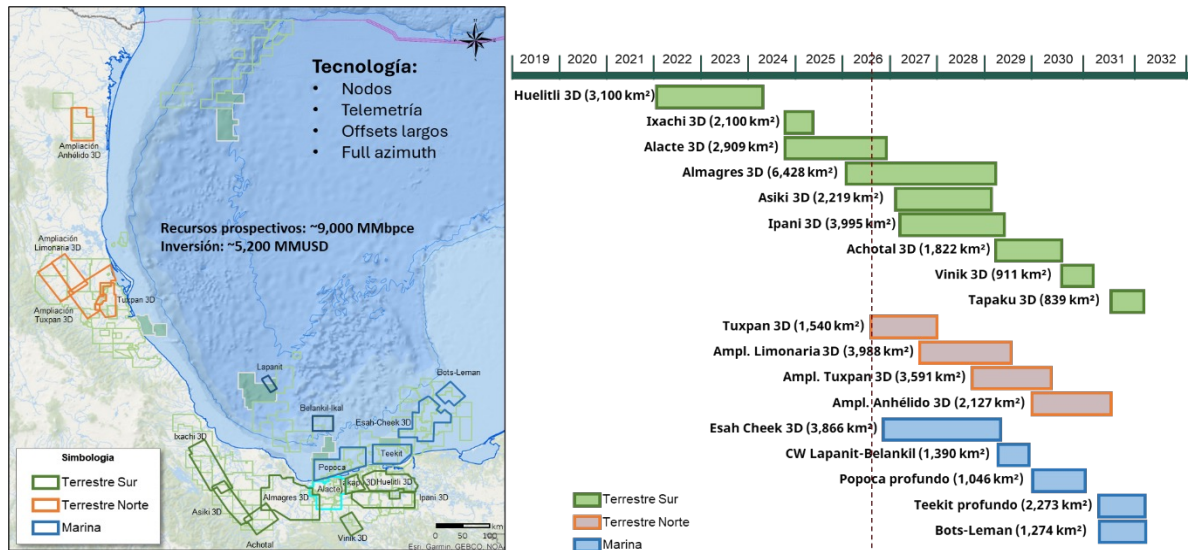
Gráfica 6. Profundidad total desarrollada en los pozos mesozoicos en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste



La reciente adquisición sísmica de última generación, con offset largo, ha permitido una mejor iluminación a mayores profundidades, facilitando la definición precisa de los rasgos geológicos. Estos avances, complementados con estudios especializados, se traducirán en nuevas oportunidades exploratorias. Por ejemplo, con la adquisición del cubo Huelitli 3D en los últimos 2 años, se han logrado identificar prospectos exploratorios que representan un volumen de 473 MMBpce de recurso prospectivo y se continúa trabajando en la identificación y documentación de prospectos con esta información sísmica.

La integración de datos sísmicos adquiridos y procesados con tecnología de punta en las áreas de enfoque de la estrategia exploratoria contribuirá a la actualización continua del portafolio de oportunidades exploratorias, al facilitar la identificación de nuevos plays, leads y prospectos. Asimismo, mejora la calidad de los modelos geológicos y respalda la toma de decisiones estratégicas en la planificación de campañas exploratorias, maximizando la probabilidad de éxito en futuras perforaciones.

Gráfica 7. Programa de adquisición sísmica 2025-2032



Esta adquisición de nueva información sísmica se intensifica en los siguientes años como una de las principales iniciativas para encontrar nuevos yacimientos en áreas maduras. De 2025 a 2032, se adquirirán más de 38 mil kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional, principalmente en áreas terrestres.

La nueva información sísmica permitirá tener una mejor imagen de las estructuras geológicas a mayor profundidad y reducir la incertidumbre tanto en los tipos de yacimientos establecidos como en los nuevos conceptos, algunos de ellos hipotéticos, que pudieran surgir al tener una mejor imagen del subsuelo.

La nueva información sísmica adquirida y/o con nuevos procesamiento tiene tres áreas de enfoque. La porción terrestre abarca nuevas con objetivos profundos en el Mesozoico, así como en el Terciario de las Cuencas del Sureste. También tiene como objetivos mejorar la imagen para permitir la identificación de prospectos en el Mesozoico y Paleógeno en la porción occidental y sur de la Cuenca de Veracruz, siguiendo los alineamientos de descubrimientos de aceite y gas y condensado.

En la porción de aguas someras también el objetivo es tener mejor imagen del subsuelo para identificar y documentar prospectos en el mesozoico, a mayor profundidad, así como tener mejor información para una mejor evaluación de prospectos en el terciario, incluyendo la identificación de trampas estratigráficas. La tercera área de enfoque de la información sísmica tiene como objetivo identificar nuevos prospectos exploratorios en convencionales y evaluar los yacimientos de geología compleja en la parte norte de la Cuenca Tampico-Misantla, asimismo, se tiene considerado evaluar los yacimientos de geología compleja en la parte sur de la Cuenca de Burgos.

Dentro de las asignaciones exploratorias de PEMEX, se han identificado prospectos atractivos que se ubican en tirantes de agua entre 200 y 1,000 metros. Si bien algunos de ellos están en sentido estricto en lo que se denominan áreas fronteras (aguas profundas), la tecnología con la que se pueden explorar y explotar es estándar y es práctica común a nivel internacional la explotación de yacimientos a estas profundidades. Es por ello por lo que se evaluará la posibilidad de perforar algunas oportunidades en estos tirantes de agua. Un ejemplo de esto es un conjunto de oportunidades exploratorias cercanas entre sí que se ubican en tirantes de agua de 800 a 1,000 metros en la porción sur del Golfo de México con un recurso prospectivo combinado de ~600 MMbpce.

La actividad en áreas frontera se considera ejecutar a través de los proyectos de inversión que permitan la participación de capital privado y que no sea PEMEX quien asuma todo el riesgo de los proyectos.

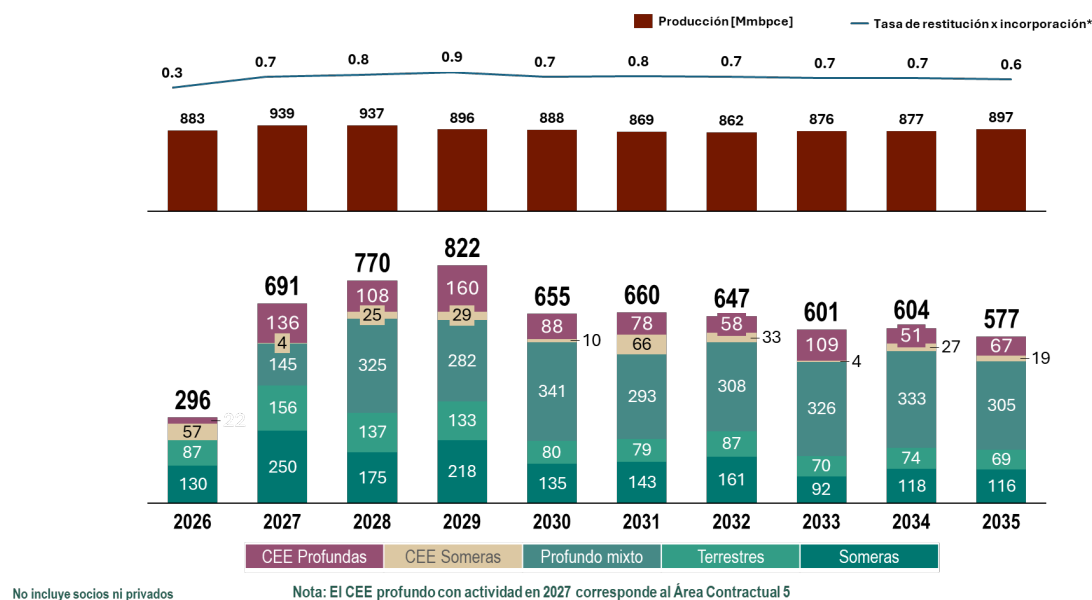
Otra forma de fortalecer el portafolio de exploración es tener acceso a nuevas áreas exploratorias que no han sido otorgadas a PEMEX a la fecha en las cuales se identifique la posibilidad de incrementar los recursos prospectivos hasta ahora estimados. Es por ello por lo que, para complementar las áreas exploratorias tradicionales, se analizan nuevas áreas que complementen su portafolio y refuercen la cartera de oportunidades exploratorias.

Finalmente, otra línea de acción de la estrategia exploratoria es retomar la evaluación de nuevos esquemas de extracción de gas y aceite (geología compleja), mismos que tienen un importante potencial para apuntalar el perfil de producción de PEMEX.

El entregable principal y resultado clave de la actividad exploratoria es la incorporación de reservas 3P derivadas de nuevos descubrimientos. Estas reservas, con el desarrollo adecuado, permiten que los proyectos se conviertan en iniciativas rentables a mediano y largo plazo.

A continuación, se presenta la proyección de incorporación de reservas 3P por descubrimientos para el periodo 2026-2035, desglosada por tipo de desarrollo: áreas frontera y desarrollos similares a los actuales en aguas someras y áreas terrestres. Se plantea una participación creciente de las reservas provenientes de áreas frontera en el mediano plazo. Esta tendencia refleja la estrategia de diversificación en la exploración y extracción de hidrocarburos para sostener la plataforma de producción.

Gráfica 8. Incorporación de Reservas 3P por descubrimientos ⁴
(MMbpce)



Producción a partir de yacimientos de geología compleja

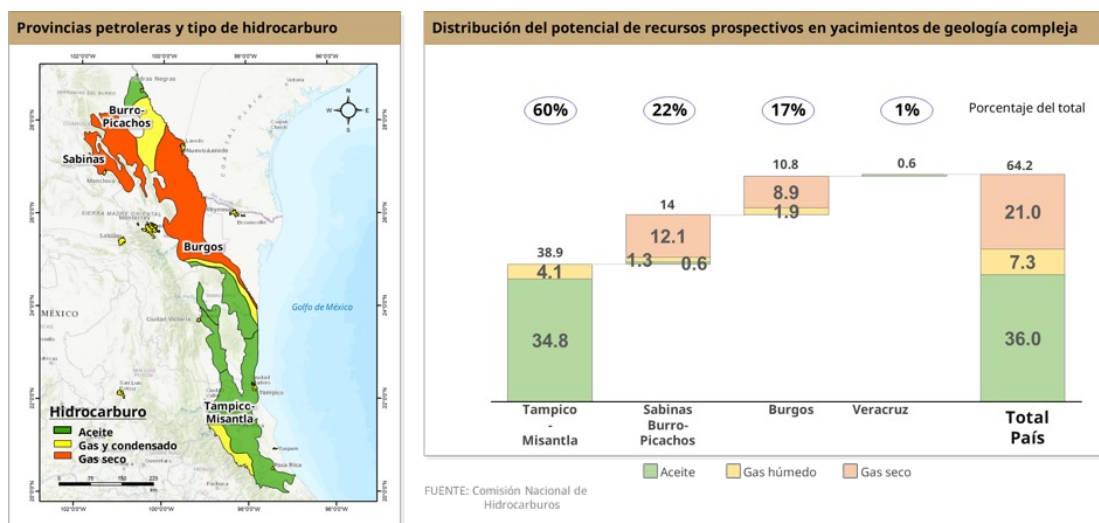
México tiene un potencial muy importante para la producción de hidrocarburos a partir de nuevos esquemas de desarrollo de gas y aceite en yacimientos de geología compleja. Se ha estimado que México tienen alrededor de 64 mil MMbpce, distribuido principalmente en las cuencas de Tampico-Misantla, Sabinas-Burro Picachos y Burgos (Gráfica 9). Por el tipo de materia orgánica presente en las rocas generadoras, así como por su evolución geológica, la Cuenca Tampico-Misantla es más propensa a contener hidrocarburos líquidos, mientras que las cuencas de Sabinas y Burgos son más propensas a contener gas seco y localmente gas húmedo y aceite ligero.

La producción de líquidos a partir de estos yacimientos refleja la estrategia conjunta de PEMEX y el Gobierno de México para, en primer lugar, incrementar las reservas, con una visión de futuro, para diversificar el portafolio de fuentes y asegurar una tasa de restitución de reservas suficiente y en su caso incrementarla, a mediano plazo. Esta estrategia adicionalmente contribuirá a la generación de empleos en la región donde se llevará a cabo esta actividad.

Este tipo de yacimientos tienen el potencial de cambiar el panorama declinante de la producción en México, tal como ha sucedido en EE.UU y está sucediendo en Argentina, si se establecen esquemas de ejecución que favorezcan la inversión privada en la exploración y explotación de estos recursos.

⁴ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 del 17 de julio de 2025.

Gráfica 9. Cuencas con recursos prospectivos en yacimiento de geología compleja en México



En estas cuencas, PEMEX cuenta con 23 asignaciones que, además de incluir yacimientos convencionales, presentan potencial en yacimientos de geología compleja. En cinco de estas asignaciones se han formalizado contratos de servicios que facultan a PEMEX para ejecutar actividades de exploración y producción; dichos contratos corresponden a las asignaciones Olmos, Pitepec-Coyotes, Soledad, Amatitlán y Miahuapan. Asimismo, PEMEX cuenta con un contrato de exploración y extracción en la asignación Miquetla, que le permite realizar actividades en asociación con un tercero.

Entre 2010 y 2019, PEMEX perforó un total de 25 pozos exploratorios con el propósito de validar el potencial de los yacimientos de geología compleja. Estos pozos han permitido comprobar la viabilidad de tales yacimientos correspondientes a los periodos Jurásico y Cretácico, establecer producción comercial en 18 de ellos y calibrar los modelos para la estimación de recursos prospectivos. En las áreas productoras de aceite, los ritmos de producción registrados oscilan entre 0.280 y 2 Mbd, mientras que en las zonas de gas se han reportado flujos de entre 1 y 12 MMpcd.

Una vez evaluado el potencial de un área con yacimientos de geología compleja, y tras la perforación y evaluación exitosa de pozos exploratorios que han validado el concepto, la etapa siguiente consiste en la realización de programas de evaluación inicial. Estos programas implican la perforación de un conjunto de pozos destinados a caracterizar los yacimientos, optimizar su productividad y probar distintos diseños de pozos, entre otros objetivos. En esta fase, el riesgo es significativamente bajo, dado que normalmente más del 80% o 90% de los pozos alcanzan producción comercial.

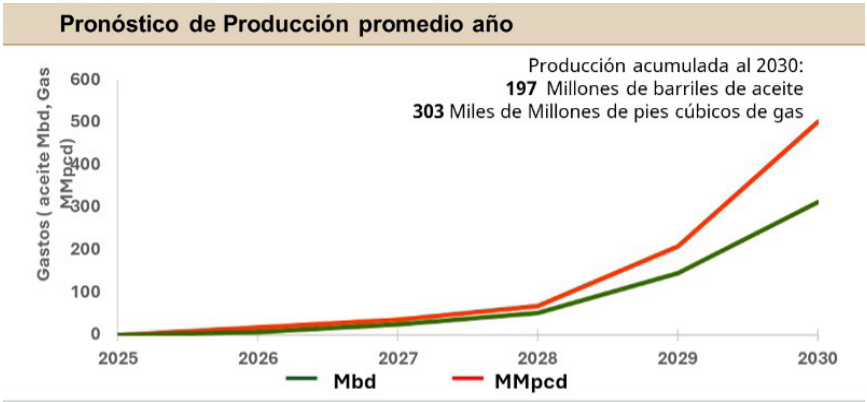
En las áreas donde PEMEX ya ha perforado pozos exitosos para validar el concepto, como en las cuencas Sabinas-Burro Picachos y Tampico-Misantla, el paso inmediato es la ejecución de programas de evaluación inicial.

Para la implementación de estos programas de evaluación, se contempla realizar las gestiones administrativas y obtener los permisos correspondientes, con el objetivo de iniciar la ejecución a finales de 2025 y avanzar hacia la etapa de evaluación de producción durante 2026. Una vez concluidos dichos programas, se procederá a solicitar las autorizaciones necesarias para iniciar la fase de desarrollo, con el propósito de contribuir de manera significativa a la producción nacional.

Se ha desarrollado un escenario en el que, a finales de 2025, se comienzan dos programas, los cuales serán evaluados a lo largo de 2026. Posteriormente, y tras obtener las autorizaciones respectivas, a finales de ese año se dará inicio, de manera secuencial, a las pruebas de concepto y programas en otras 16 áreas adicionales. La Gráfica 10 muestra que la contribución de los yacimientos de geología compleja a la producción será inicialmente modesta durante el periodo 2026-2028; no obstante, se prevé que, a partir de 2029, este segmento pueda aportar volúmenes significativos a la producción nacional, gracias a un desarrollo adecuado de la cadena de suministro de equipos, materiales y servicios, así como a la promoción sostenida de dichas actividades. Cabe señalar que esta producción aún no está incluida en la cartera ni en el balance de líquidos y gas.

Esta actividad se ha contemplado realizar a través de los esquemas contractuales vigentes, así como a través de contratos mixtos en aquellas áreas en las que actualmente no se tienen contratos de servicios o contratos de exploración y extracción.

Gráfica 10. Perfil de producción del escenario conservador de yacimientos de geología compleja.
(Programas en dos áreas a finales de 2025 y a finales de 2026 se podrían iniciar en 16 áreas adicionales)



La tecnología para el aprovechamiento seguro de hidrocarburos en yacimientos de geología compleja ha experimentado avances significativos durante la última década. Destacan los progresos en el diseño, perforación y terminación de pozos, orientados a minimizar el impacto ambiental, con especial énfasis en la preservación de los cuerpos de agua dulce.

Para garantizar la licencia social de los proyectos, se promueve la participación activa de las comunidades locales, asegurando que los beneficios derivados se reflejen de manera tangible en dichas poblaciones. Paralelamente, se implementan estrictos estándares de seguridad y se adoptan medidas para minimizar cualquier impacto ambiental asociado a las operaciones.

En cuanto a la gestión del recurso hídrico, se han evaluado diversas estrategias para reducir el consumo de agua dulce en las zonas de operación. Entre las alternativas consideradas se encuentran el uso de agua residual tratada, agua congénita producida por campos petroleros en etapas avanzadas de explotación, así como agua de mar tratada, como se ilustra en las Figuras 2 y 3.

Figura 2. Alternativas de uso de agua para reducir la utilización de agua dulce.

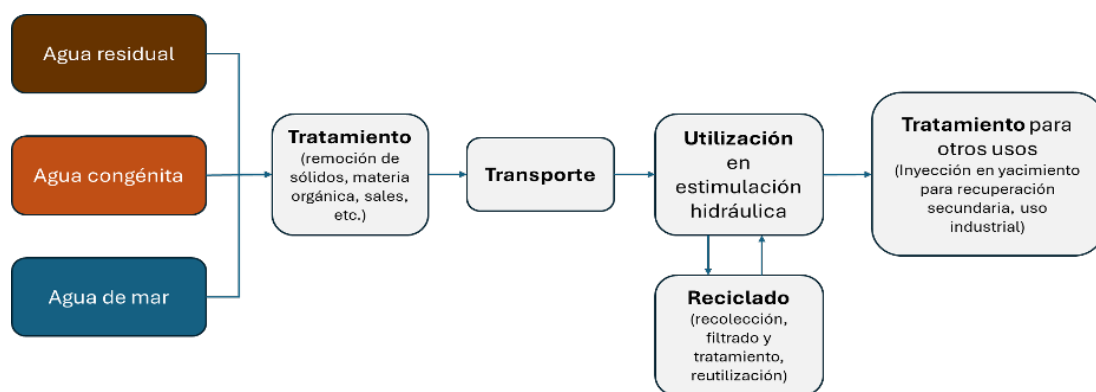
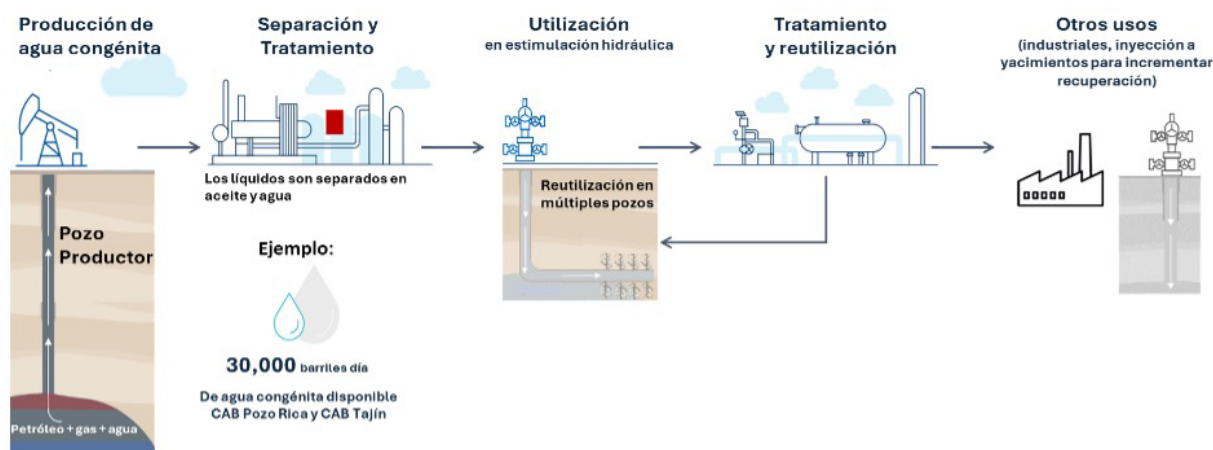


Figura 3. Proceso para la utilización de agua congénita en el proceso de estimulación de pozos.

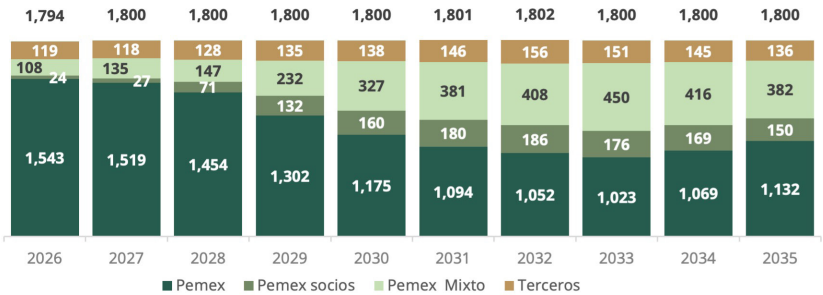


- Este proceso transforma un residuo (agua congénita y agua recuperada de fracturas) en un recurso estratégico para el proyecto
- Elimina/reduce el uso de agua dulce y mejora la sostenibilidad, la relación con comunidades y el medio ambiente

Sostenimiento de la producción de líquidos

La meta nacional de producción de hidrocarburos líquidos se ha fijado en 1.8 MMbd para asegurar el suministro a la demanda del SNR en dicho periodo, pero también para limitar las emisiones de gases efecto invernadero. En este contexto, se consideran las capacidades actuales de producción y logística de la empresa, (Gráfica 11).

Gráfica 11. Producción nacional de líquidos ⁵
(Mbd)



Uno de los objetivos estratégicos consiste en fortalecer los campos actualmente en producción, mediante la ejecución de actividades orientadas a garantizar la operación continua de los pozos, incluyendo reparaciones mayores, menores y estimulaciones. Estas acciones permitirán sostener y mejorar el aporte de estos campos a la producción nacional de hidrocarburos, incorporando adicionalmente procesos que prolonguen su vida productiva, entre ellos destacando sistemas de recuperación secundaria y mejorada que son clave para los campos maduros fortaleciendo con ello la incorporación y recategorización de reservas, como ejemplo los campos Maloob, Ayatsil o Xanab.

En este contexto, resulta prioritario mitigar la declinación natural de la producción, a través de la identificación e implementación de acciones enfocadas en el mantenimiento de la producción base, privilegiando intervenciones con alto sustento técnico, que contribuyan a maximizar la rentabilidad y aprovechamiento económico de las reservas existentes.

Asimismo, se promoverá la incorporación y recategorización de reservas de aceite y gas, mediante la implementación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada, con el propósito de disminuir la tasa de declinación e incrementar el factor de recuperación final de los hidrocarburos.

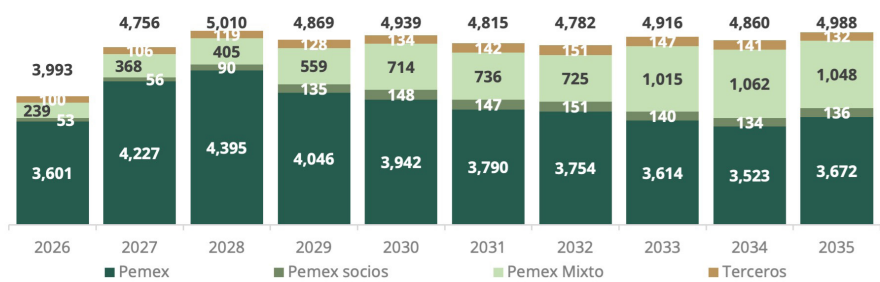
En este sentido, se dará principal atención a los campos con la mayor aportación de producción tales como: Maloob, Ayatsil, Zaap, Balam, Xanab, Yaxché, Bakte, Cheek, Mulach, Quesqui, Tupilco Profundo e Ixachi, entre otros.

⁵ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 el 17 de julio de 2025.

Producción de gas

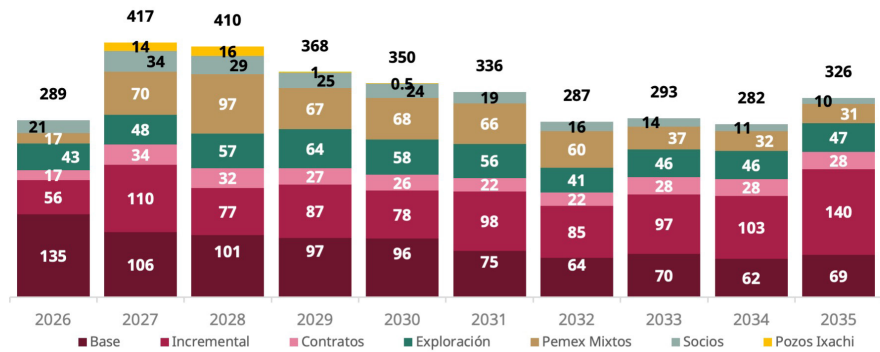
Con el fin de fortalecer la soberanía energética del país y garantizar el suministro de gas natural, PEMEX tiene varios proyectos clave entre ellos destacan Ixachi, Quesqui, Bakte, Lakach, Burgos, Veracruz, y los desarrollos en aguas profundas como Exploratus, Cratos, Kunah, Piklis y Doctus. Adicionalmente, se prevén desarrollos futuros en áreas frontera. La siguiente gráfica muestra la proyección de producción nacional de gas natural en el horizonte 2026-2035.

Gráfica 12. Producción nacional de gas ⁶
(MMpcd)



En la gráfica 13 se presentan las inversiones propias para el periodo, sin considerar las correspondientes a los esquemas de desarrollo mixto.

Gráfica 13. Inversiones exploración y extracción ⁷
(MMdp)



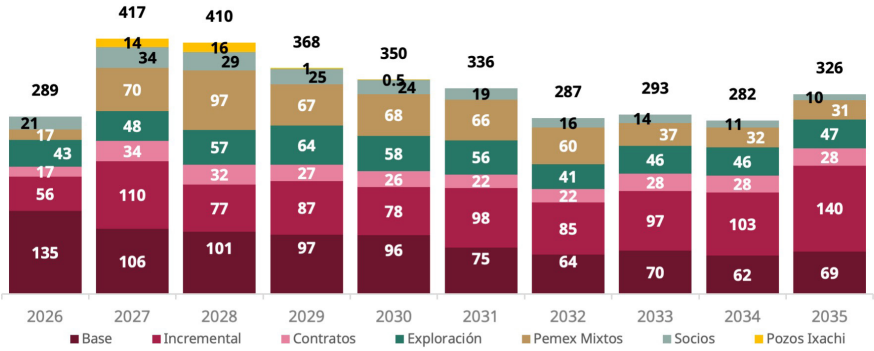
La siguiente gráfica muestra las inversiones propias, las de socios y esquemas de desarrollo mixto.

⁶ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 del 17 de julio de 2025.

⁷ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 del 17 de julio de 2025.

La siguiente gráfica muestra las inversiones propias, las de socios y esquemas de desarrollo mixto.

Gráfica 14. Inversiones PEMEX, PEMEX Mixtos y Socios, Exploración y Extracción ⁸
(MMdp)



La inversión **Base** corresponde a las actividades para el mantenimiento de campos en producción. La **Incremental** a las actividades para el desarrollo de nuevos campos, así como perforaciones, reparaciones mayores y nueva infraestructura en campos existentes. **Contratos** es el monto que PEMEX prevé erogar en los Contratos de Exploración y Extracción, como Ébano (CEE), Ogarrio (CE) y Ek-Balam (CE). **Exploración:** Actividades para incorporar reservas que incluye estudios, perforación y terminación de pozos exploratorios, etc. **Desarrollos mixtos:** Solo considera la inversión de los 11 DSD documentados

⁸ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 del 17 de julio de 2025.

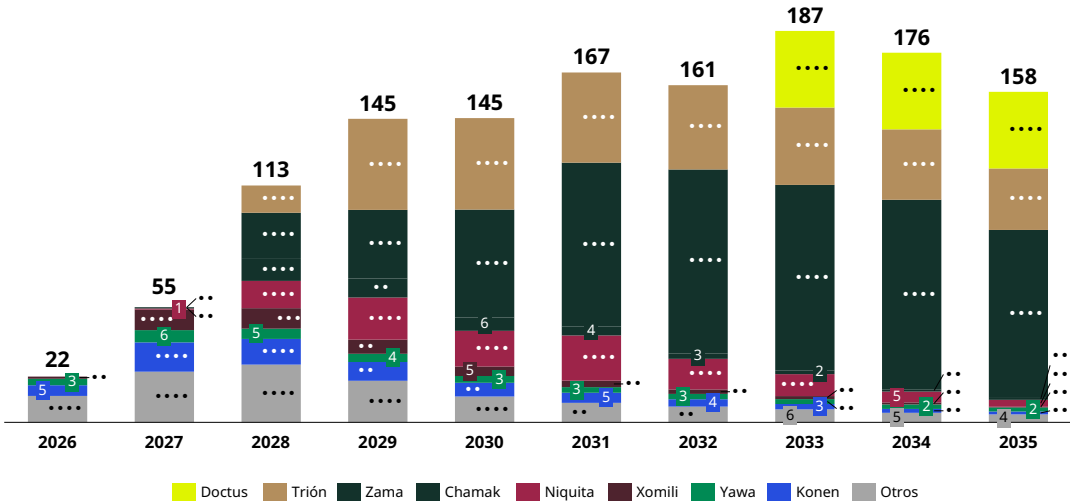
Incorporación oportuna de desarrollos inmediatos

Los desarrollos inmediatos corresponden a campos ya descubiertos que se encuentran en proceso de desarrollo. Constituyen un componente estratégico para incrementar la producción en el corto plazo, por tratarse de proyectos con viabilidad técnica y económica comprobada. La ejecución prioritaria de estos proyectos permite fortalecer la continuidad operativa del sistema nacional, acortar los tiempos de desarrollo y maximizar el aprovechamiento de la infraestructura existente.

Durante este lapso, las principales aportaciones provienen de los campos Konen, Xomili y Yawa, así como de otros desarrollos inmediatos, tales como Puk, Bocbil, Vinik, Popte y Tlalkivak-101EXP, que contribuirán significativamente a alcanzar las metas de producción establecidas. Asimismo, se consideran proyectos adicionales como Chamak y Niquita, que reforzarán este crecimiento.

Para 2028, se integrarán proyectos estratégicos de alto impacto, entre los que destacan Trion y Zama, cuya contribución consolidará una base productiva robusta y alineada con los objetivos nacionales de producción.

Gráfica 15. Producción de líquidos desarrollos inmediatos ⁹
(Mbd)



a) Otros: Puk, Piklis, Kunah, Bocbil, Vinik, Chactulu, Ikum, Popte y Tlalkivak-101EXT.

⁹ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 el 17 de julio de 2025.

Desarrollo y ejecución de proyectos con terceros

Los esquemas de participación con privados permitirán a PEMEX desarrollar actividades de exploración y extracción en proyectos seleccionados. Dichos esquemas permitirán compartir riesgos, costos y conocimientos técnicos, además de acelerar el desarrollo de proyectos en un entorno de alta complejidad y presupuesto restrictivo. Estos esquemas son clave para maximizar el valor de los hidrocarburos en favor de la Nación, atraer inversión extranjera directa, y fomentar la transferencia de tecnología y capacidades locales. Las nuevas asignaciones para desarrollo mixto previstas en la Ley del Sector Hidrocarburos (LSH) que se describen en la siguiente sección, se incorporan a las opciones que posee PEMEX de participación con terceros, junto con los esquemas tipo Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE), Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) y Contratos de Exploración y Extracción (CEE).

Proyectos de Desarrollo Mixto

La LSH, publicada el 18 de marzo de 2025, establece que la exploración y extracción de hidrocarburos se realizan a través de asignaciones para desarrollo propio, asignaciones para desarrollo mixto otorgadas por la Secretaría de Energía (SENER) a PEMEX, y, de manera excepcional, mediante CEE adjudicados a particulares o a PEMEX, ya sea de forma individual o en asociación.

Para cumplir con los objetivos de dichas asignaciones, PEMEX puede contratar con terceros bajo distintos esquemas. En el caso de las asignaciones para desarrollo propio, se permite la celebración de CSIEE. Por su parte, las asignaciones para desarrollo mixto permiten la suscripción de contratos mixtos, en los que PEMEX complementa sus capacidades técnicas, operativas o financieras mediante la participación de un tercero.

Estos contratos mixtos se suman a otros esquemas de participación como los CSIEE, CIEP y CEE. En todos los casos, PEMEX conserva el derecho exclusivo sobre la asignación y no puede transferirlo a terceros.

El contrato mixto prevé un Comité Operativo con cinco subcomités consultivos. Las decisiones estratégicas, como la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, requieren votación unánime. Para la solución de controversias, se establecen mecanismos previos al arbitraje —como negociación entre ejecutivos y peritaje independiente— y, en su caso, arbitraje conforme al reglamento de la Cámara de Comercio Internacional, en español y con sede en la Ciudad de México.

La Dirección de Exploración y Extracción, en coordinación con SENER, ha identificado 21 proyectos bajo el esquema de desarrollo mixto: 11 se encuentran documentados y en proceso de aprobación, y 10 en etapa de validación. Esta cartera es equilibrada e incluye campos de crudo y gas, tanto maduros como nuevos, ubicados en áreas terrestres, aguas someras y profundas. A través de estos contratos, PEMEX busca complementar capacidades clave y enfocar recursos presupuestales y humanos en proyectos de mayor valor. La siguiente tabla presenta el detalle y ubicación de los esquemas identificados.

Tabla 3. Listado de Esquemas para desarrollo mixtos

Proyecto Mixto	Región
Tlatitok-Sejkan	Aguas someras
Macuil-Paki	Aguas someras
Arenque	Aguas someras
Kayab-Pit-Utsil	Aguas someras
Xikin	Aguas someras
Tetl Rec Sec	Aguas someras
Tlacame Rec Sec	Aguas someras
Ayatsil Rec Sec	Aguas someras
Casquete de gas Akal	Aguas someras
Tupilco terciario	Terrestres
Miquetla	Terrestres
Sini-Caparroso	Terrestres
Macavil	Terrestres
Cuervito	Terrestres
Madrefil-Bellota	Terrestres
Pánuco	Terrestres
Agua Fría	Terrestres
Tamaulipas Constituciones	Terrestres
Exploratus	Aguas profundas
Cratos	Aguas profundas
Nobilis-Maximino	Aguas profundas

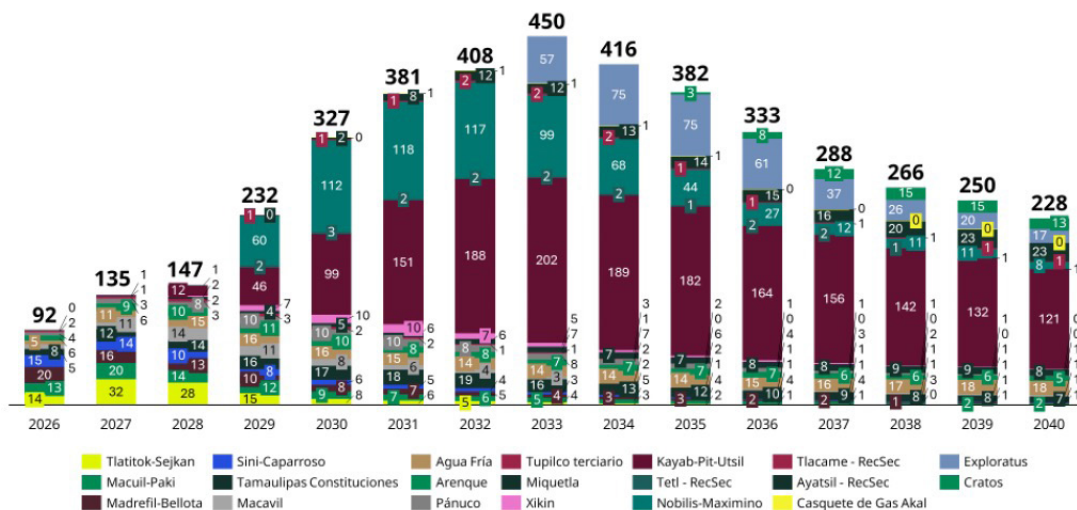
Con los ingresos del proyecto mixto, deberán cubrirse en primer término las obligaciones fiscales, en segundo término, la recuperación de costos y el resto se reparte entre PEMEX y el participante de acuerdo con su porcentaje de interés de participación durante la vigencia del contrato.

La adjudicación de los contratos mixtos constituye una herramienta fundamental para robustecer la plataforma de producción de PEMEX. Se prevé que su implementación genere impactos casi inmediatos, tanto en la estabilización de la producción base en proyectos actualmente en operación, como en la incorporación de volúmenes incrementales provenientes de nuevos desarrollos.

La gráfica 16 presenta la proyección de producción de aceite para los 21 esquemas para desarrollo mixto identificados, evidenciando un crecimiento sostenido que alcanza su punto máximo hacia 2033. Este incremento estará principalmente impulsado por proyectos estratégicos como Kayab-Pit-Utsil, Nobilis-Maximino y Exploratus, los cuales representan la mayor aportación al volumen total. Posteriormente, se anticipa una declinación natural y gradual conforme al ciclo productivo esperado de los yacimientos.

De acuerdo con estimaciones internas, los 21 esquemas para desarrollo mixto podrían aportar en conjunto hasta 450 Mbd de aceite en su punto máximo, lo que representaría aproximadamente el 25% de la producción nacional esperada para 2033. Esta participación es relevante tanto para estabilizar la producción base como para compensar la declinación de campos maduros y asegurar el cumplimiento de los compromisos de abastecimiento energético del país.

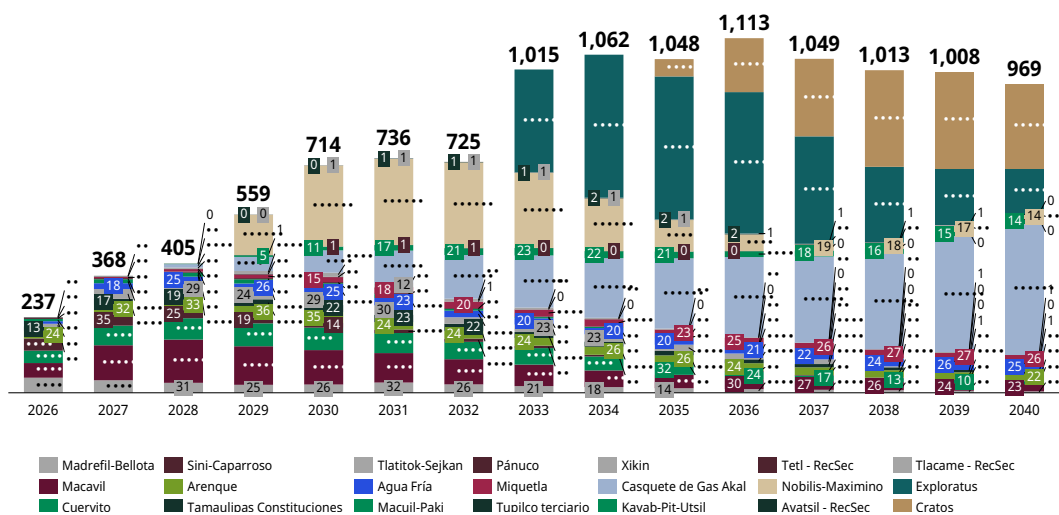
Gráfica 16. Expectativa de producción de líquidos en proyectos de Desarrollo Mixtos ¹⁰
(Mbd)



¹⁰ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 el 17 de julio de 2025.

En lo que respecta a la producción de gas, la gráfica 17 presenta la proyección de producción correspondiente a los proyectos señalados. Se observa un incremento gradual en la producción total, sustentado inicialmente por los proyectos Macavil y Cuervito en los primeros años, hasta alcanzar su punto máximo en 2036. Dicho crecimiento será impulsado por proyectos estratégicos como Nobilis-Maximino a partir de 2029, Exploratus en 2033 y el campo Cratos en 2035.

Gráfica 17. Expectativa de producción de gas en proyectos de Desarrollo Mixtos ¹¹
(MMpcd)



Para la definición de contratos de desarrollo mixtos adicionales a los 21 actualmente propuestos, se analizan los campos maduros o marginales en áreas terrestres y aguas someras en explotación, y acorde a la estrategia de exploración de PEMEX se revisan los proyectos de las Cuencas del Sureste, de Veracruz y de Tampico-Misantla.

Los contratos mixtos constituyen un instrumento estratégico de alta relevancia para la transformación operativa y financiera de PEMEX, al posibilitar la incorporación de capacidades técnicas, financieras y de ejecución por parte de terceros especializados, en un entorno caracterizado por restricciones presupuestarias y una creciente presión sobre los niveles de producción nacional. Este esquema coadyuva tanto al fortalecimiento de la viabilidad de proyectos con alto potencial de generación de valor, como a la optimización en la asignación y utilización de los recursos públicos, al permitir que la inversión directa de PEMEX se oriente prioritariamente hacia activos estratégicos que ofrecen mayores perspectivas de rentabilidad. Asimismo, se salvaguarda la integridad de la renta petrolera en favor del Estado, mediante una retribución fiscal íntegra que comprende impuestos, derechos y utilidades, sin comprometer en ningún momento la titularidad pública de los hidrocarburos.

En términos generales, los contratos mixtos representan un mecanismo moderno, flexible y plenamente soberano, orientado a garantizar el cumplimiento de las metas nacionales de producción de hidrocarburos, así como la sostenibilidad financiera de largo plazo de PEMEX.

¹¹ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 el 17 de julio de 2025.

Unificación Zama

La unificación del Campo Zama se formalizó el 22 de marzo de 2022, mediante resolución de la SENER, con base en una solicitud conjunta del contratista y PEMEX, conforme al artículo 4 de los Lineamientos de Unificación de Yacimientos Compartidos y a la opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

PEMEX fue designado como operador del área unificada, con los siguientes porcentajes de participación de 49.57 % consorcio del Bloque 7 y 50.43 % PEMEX.

La producción temprana se prevé para finales de 2027, con un incremento gradual que alcanzará su máximo en 2034, seguido de una declinación natural. Se espera una producción máxima superior a 170 Mbd de aceite, lo que convierte a Zama en un proyecto estratégico para la plataforma nacional.

El modelo de negocio unificado permite compartir eficientemente riesgos y beneficios entre las partes, asegurando que la mayor proporción del valor generado quede en manos del Estado, conforme a la participación de PEMEX. Además, el proyecto impulsará el desarrollo económico del sureste del país mediante generación de empleo, transferencia tecnológica y fortalecimiento de capacidades nacionales.

El desarrollo del yacimiento Zama contempla la ejecución de 46 pozos, distribuidos en dos fases operativas. La primera fase considera la perforación de tres pozos productores, así como la integración de tres pozos previamente perforados, todos ellos conectados mediante infraestructura submarina a una Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO, por sus siglas en inglés).

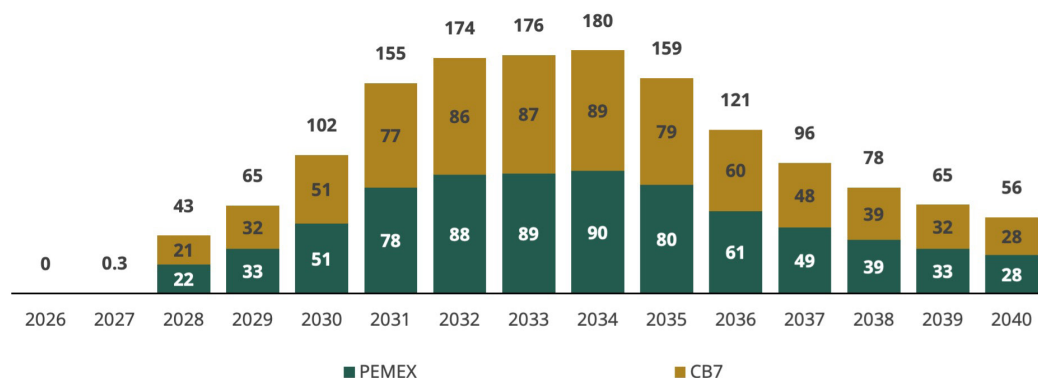
La segunda fase prevé la perforación de 26 pozos productores y 17 pozos inyectores, los cuales serán integrados a través de infraestructura marina que incluye dos plataformas fijas y sistemas de ductos para el manejo y transporte de la producción. Esta fase se conectará a una segunda FPSO, cuya función será el acondicionamiento de la producción.

A enero de 2025, las reservas certificadas en la categoría 3P se estiman en 710 millones de barriles de petróleo equivalente. La cifra anterior está conformada por un volumen de aceite de 675 millones de barriles y 262 mil millones de pies cúbicos correspondientes a la reserva de gas.

La inversión total proyectada para el periodo 2026–2057 asciende a 13,669 Mdd, distribuidos entre PEMEX (6,894 Mdd) y el consorcio del Bloque 7 (6,775 Mdd).

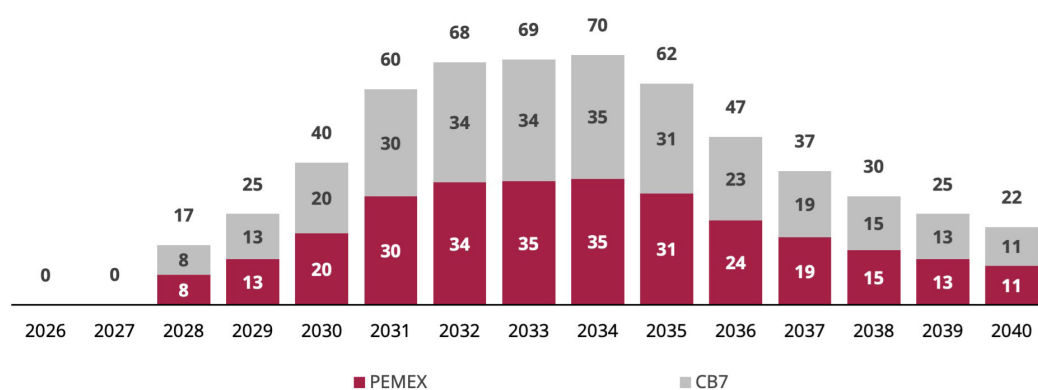
La siguiente gráfica presenta la proyección de producción de aceite correspondiente a la unidad Zama, en la cual se observa un incremento gradual en la producción total hasta alcanzar su punto máximo en el año 2034. A partir de dicho año, se prevé una declinación progresiva que se extiende a lo largo del periodo restante contemplado en el horizonte del proyecto.

Gráfica 18. Zama, expectativa de producción de aceite ¹²
(Mbd)



En lo que respecta a la producción de gas, la gráfica siguiente presenta la expectativa correspondiente a la unidad Zama. De manera similar a la producción de aceite, su comportamiento se caracteriza por un incremento gradual hasta alcanzar su máximo en el año 2034, para posteriormente experimentar una declinación durante el periodo restante.

Gráfica 19. Zama, expectativa de producción de gas
(MMpcd)



¹² CB7: consorcio bloque 7 (Wintershall DEA, Harbour Energy, Talos Energy México)

Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE) son instrumentos en los que PEMEX ha compartido riesgos e inversiones con sus socios. Se cuenta con proyectos en etapa exploratoria y en etapa de extracción, uno de los principales es el proyecto en aguas profundas Trion.

CEE en etapa de extracción	Socio Operador
Misión	Servicio Múltiples de Burgos
Ebano	DS Servicios Petroleros
Miquetla	Operadora de campos DWF
Santuario-El Golpe	Perenco
Cárdenas-Mora	Petrolera Cárdenas-Mora
Ogarrio	Wintershall DEA
Trion	Woodside Energy
Ek-Balam	Sin socio

CEE en etapa de exploración	Socio Operador
Áreas Contractuales 5 y 18	PEMEX
Área Contractual 2	PEMEX
Área Contractual 8	PEMEX
Área Contractual 29	PEMEX
Área Contractual 18	PEMEX
Área Contractual 33	Total Energies

Contrato de Exploración y Extracción Trion

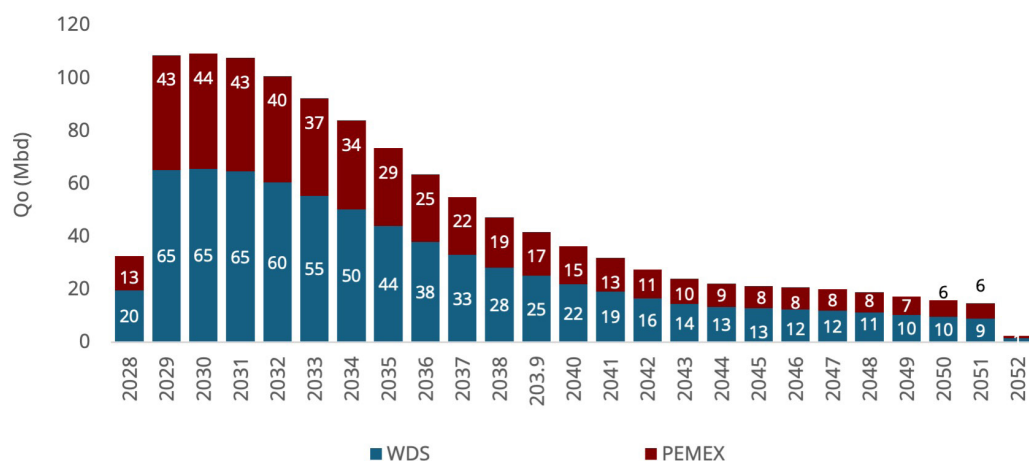
El desarrollo del yacimiento Trion contempla la perforación de 24 pozos, distribuidos en 12 pozos productores, 10 pozos inyectores de agua y 2 pozos inyectores de gas. Estos pozos serán integrados mediante infraestructura submarina (SURF , por sus siglas en inglés), la cual conectará con una unidad flotante de producción y una unidad flotante de almacenamiento y descarga.

El gas comercializable generado será transportado localmente a través de un gasoducto que se conecta con el sistema Sur de Texas – Tuxpan.

Al mes de enero de 2025, la reserva certificada 3P asciende a 710 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La cifra anterior está conformada por un volumen de aceite de 675 millones de barriles y 262 mil millones de pies cúbicos correspondientes a la reserva de gas.

La inversión total proyectada para el periodo 2023–2052 asciende a 10,434 Mdd, distribuidos entre PEMEX (3,762 Mdd) y Woodside (6,672 Mdd). La producción iniciará en agosto de 2028 y el avance físico del proyecto es actualmente del 35%.

Gráfica 20. Perfil de producción de aceite y volumen acumulado del Campo Trion (Mbd)



Contratos de servicios: CIEP/CSIEE

Los CIEP y los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) fueron creados por PEMEX como esquemas para atraer inversión privada en exploración y producción, sin ceder la propiedad de los hidrocarburos. Como evolución de estos, surgieron los CSIEE, formalmente incorporados en el Plan de Negocios de PEMEX 2021–2025.

A través de estos modelos, empresas privadas asumen los gastos de inversión, operación y abandono, recibiendo una remuneración basada en el flujo de efectivo disponible generado por la venta de hidrocarburos. Este enfoque permite a PEMEX compartir riesgos técnicos y financieros, al tiempo que concentra sus propios recursos en proyectos estratégicos de mayor valor.

Los CIEP y CSIEE se suman a los nuevos esquemas de asignaciones para desarrollo mixto previstos en la LSH, ampliando las opciones de asociación con terceros bajo la conducción de PEMEX.

En estos contratos, PEMEX mantiene la titularidad exclusiva de las asignaciones y no puede transferir dicho derecho a terceros. Se contempla un Comité Directivo con subcomités consultivos, siendo PEMEX el responsable ante las autoridades regulatorias para el cumplimiento de las obligaciones legales y técnicas.

En caso de controversias, se privilegian mecanismos previos al arbitraje, como deliberaciones en el Comité Directivo y la intervención de peritos independientes.

Estos esquemas fortalecen las capacidades técnicas y financieras de PEMEX, permitiéndole destinar sus recursos hacia activos prioritarios, sin comprometer su rol como operador principal ni la soberanía sobre los hidrocarburos.

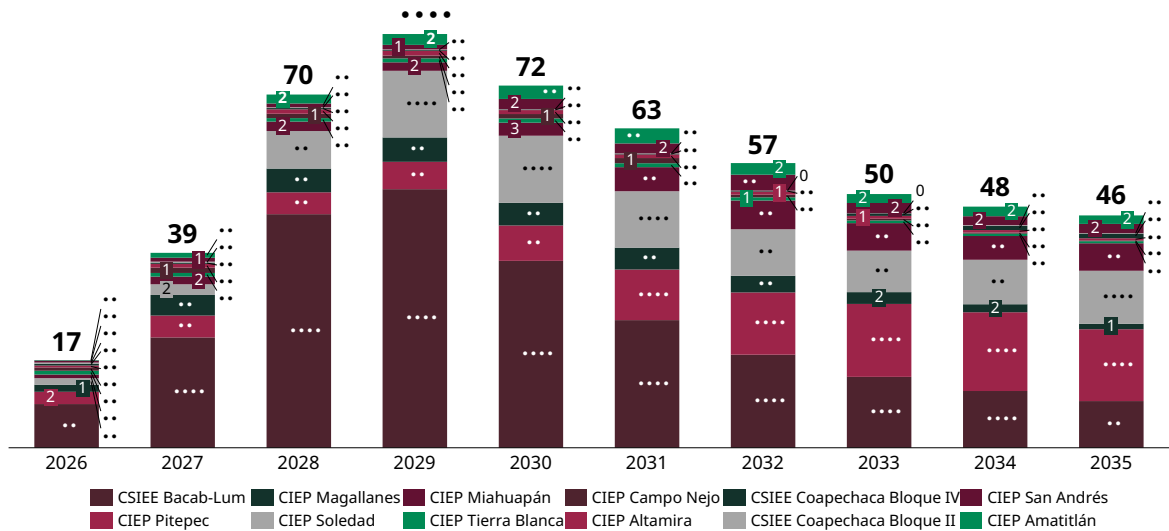
Tabla 4. Listado de Esquemas con Contratos CIEP y CSIEE

Tipo Contrato	Contrato	Región
CIEP	CIEP Altamira	Terrestre
CIEP	CIEP Amatitlán	Terrestre
CIEP	CIEP Magallanes	Terrestre
CIEP	CIEP Miahuapan	Terrestre
CIEP	CIEP Pitepec	Terrestre
CIEP	CIEP San Andrés	Terrestre
CIEP	CIEP Soledad	Terrestre
CIEP	CIEP Tierra Blanca	Terrestre
CIEP	CIEP Nejo	Terrestre
CIEP	CIEP Olmos	Terrestre
CSIEE	CSIEE Cuitláhuac	Terrestre
CSIEE	CSIEE Bacab-Lum	Aguas someras
CSIEE	CSIEE Lakach	Aguas profundas
CSIEE	CSIEE Coapechaca Bloque IV	Terrestre
CSIEE	CSIEE Coapechaca Bloque II	Terrestre

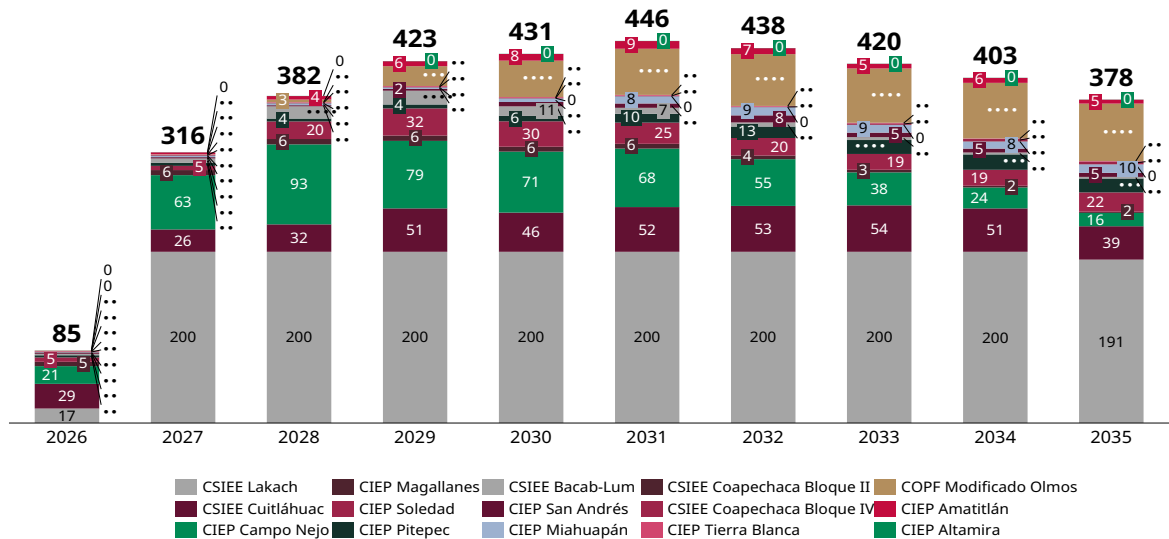
En el esquema CIEP, el pago al prestador de servicios se determina con base en el flujo de efectivo disponible del contrato, una vez cubiertas las obligaciones contractuales. En el caso del CSIEE, los ingresos generados se destinan, en primer lugar, al cumplimiento de las obligaciones fiscales de la asignación conforme a la LSH. En segundo término, se efectúa el pago de los costos irreductibles, definidos como aquellos que escapan a la gestión del prestador de servicios; a continuación, se procede a la remuneración correspondiente al prestador, y el remanente que resulte de este proceso se asigna a PEMEX.

Las siguientes gráficas muestran la proyección de producción de aceite y gas para la totalidad de los contratos CIEP/CSIEE.

Gráfica 21. Expectativa de producción de líquidos en CIEP/CSIEE ¹⁴
(Mbd)



Gráfica 22. Expectativa de producción de gas en CIEP/CSIEE ¹⁴
(Mbd)



¹⁴ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 el 17 de julio de 2025.

¹⁵ Cartera de Exploración y Extracción horizonte 2026-2040 el 17 de julio de 2025.

Estos contratos contribuirán a sostener la plataforma de producción nacional y alcanzar la meta de 1.8 MMbd de hidrocarburos líquidos, compartiendo riesgos y beneficios con inversionistas privados.

Contratos de Obras y Servicios Desarrollados y Financiados por Terceros

PEMEX ha incorporado nuevos modelos de negocio mediante contratos de obra o servicios desarrollados y financiados por terceros, los cuales operan bajo esquemas autofinanciables, en los que la inversión es realizada por un prestador de servicios sin requerir aportaciones presupuestales directas de la empresa.

Estos mecanismos facultan el desarrollo de proyectos y la prestación de servicios orientados a incrementar la producción de hidrocarburos, cuya remuneración está condicionada al flujo de efectivo disponible, generado por los ingresos propios del proyecto. Este enfoque contribuye a maximizar el valor económico y la rentabilidad para PEMEX, al transferir los riesgos financieros y operativos al proveedor, sin que ello implique la transferencia de la propiedad de los activos ni del recurso.

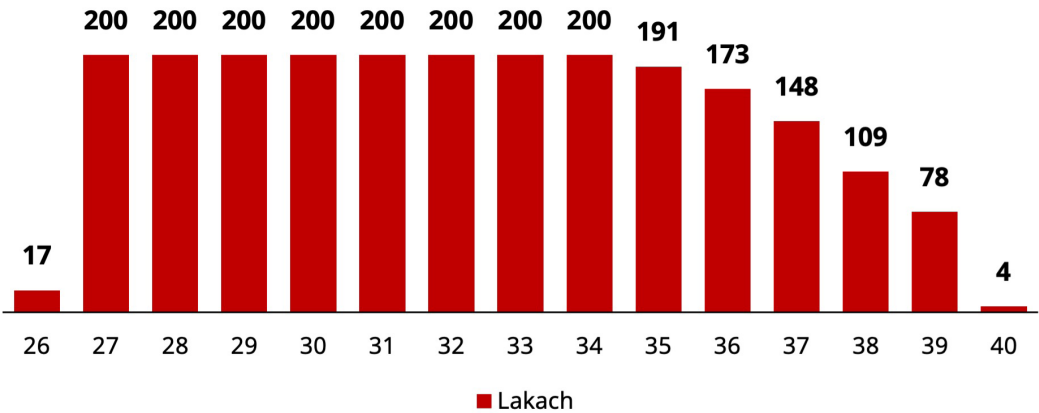
Cabe destacar que este modelo se encuentra regulado por los Lineamientos para Proyectos de Obras y Servicios Desarrollados y Financiados por Terceros, emitidos por PEMEX. Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción Lakach

El desarrollo del yacimiento Lakach contempla la terminación de cinco pozos, integrados mediante infraestructura submarina (SURF), la cual se conectará a una estación de acondicionamiento de gas en tierra a través de un ducto de 70 kilómetros de longitud. El gas comercializable será entregado al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional de Gas Natural.

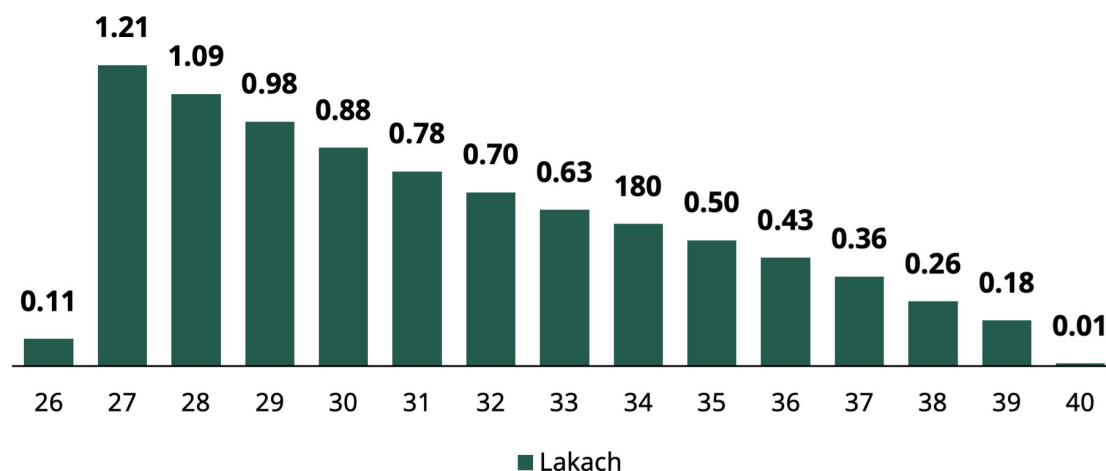
A enero de 2025, las reservas certificadas 3P ascienden a 847.9 mil millones de pies cúbicos (MMpc) de gas húmedo, equivalentes a 148.9 MMbpce, siendo éste, el volumen total de gas a extraer.

La inversión total proyectada para el periodo 2025–2041 asciende a 1,884 Mdd, siendo la totalidad de esta inversión, por parte del prestador de servicios. La producción se estima iniciar en diciembre de 2026. En las gráficas 23 y 24 se muestran los perfiles de gas y condensados.

Gráfica 23. Perfil de producción de gas
(MMpcd)



Gráfica 24. Perfil de producción de condensados
(Mbd)



b. Procesos industriales

Objetivos estratégicos:

Confiabilidad operacional, mejora procesos y mejora estado del SNR, petroquímica y fertilizantes

El objetivo del Plan Estratégico en procesos industriales es avanzar hacia la autosuficiencia en gasolina, diésel y turbosina para contribuir a la soberanía energética, así como aumentar la producción de las industrias petroquímica y de fertilizantes; se fundamenta en el siguiente esquema:

Figura 4. Objetivos estratégicos de procesos industriales



El objetivo A, *mejora de la rentabilidad*, consiste en fortalecer las finanzas de PEMEX mediante la disminución de costos, la reducción de importaciones, una mayor eficiencia en la distribución de los petrolíferos y el incremento de mantenimientos por administración. En el caso específico de las industrias petroquímica y de fertilizantes, se busca incrementar la producción mediante un esquema de proyectos desarrollados y financiados por terceros.

El objetivo B, *mejora de los procesos industriales*, consiste en incrementar la producción de gasolina, diésel y turbosina, así como en reducir la producción de combustóleo. Esto se logrará mediante la optimización de los rendimientos de las refinerías, la puesta en operación de los proyectos de reconfiguración en las refinerías de Tula y Salina Cruz, y el aumento de la producción de petroquímicos y fertilizantes

El objetivo C, *mejora de la confiabilidad y seguridad operacional*, focaliza en mantener la continuidad operativa, reducir los paros no programados y minimizar los incidentes industriales. Se implementa un plan intensivo de mantenimientos mayores y un programa continuo de capacitación del personal.

Indicadores en confiabilidad y seguridad en el SNR

- El índice de paros no programados (Meta ≤ 8 %) al cierre del ejercicio 2024, fue de 9.2%. Actualmente, el indicador correspondiente al segundo trimestre de 2025 se ubica en 6.81%, reflejando una mejora significativa y una continuidad sostenida en la operación de las plantas del SNR.
- El índice de atención a recomendaciones derivadas del proceso de eliminación de fallas en equipo dinámico, con una meta de $\geq 86.67\%$ al cierre del ejercicio 2024, alcanzó un 87.3%. Para el segundo trimestre de 2025, dicho índice se elevó a 90.39%, contribuyendo así a la reducción del índice de paros no programados.
- Cumplimiento de mantenimiento predictivo, con una meta de ≥ 95.58 % al cierre del ejercicio 2024, que alcanzó un 98.8 %. Para el segundo trimestre de 2025, el cumplimiento se ubicó en 98.27%, reflejando un alto grado de compromiso y la efectiva implantación de una cultura orientada a la prevención de fallas antes de la pérdida de función.
- Cumplimiento de mantenimiento preventivo, con una meta de ≥ 94.5 % al cierre del ejercicio 2024, que se situó en 96.5%. Para el segundo trimestre de 2025, el cumplimiento fue de 95.97%, evidenciando un elevado compromiso que contribuirá a la eliminación oportuna y prevención de fallas funcionales, mejorando la confiabilidad y seguridad operativa.
- Durante 2024, se llevaron a cabo reparaciones mayores en diez plantas de proceso ubicadas en las refinerías de Salina Cruz, Cadereyta, Madero, Minatitlán y Tula, lo que permitió restablecer su integridad mecánica y mejorar su rendimiento operativo. Esta intervención se refleja en un incremento de los volúmenes de producción establecidos.
- Durante el segundo trimestre de 2025, se realizaron 28 reparaciones menores, todas efectuadas por administración directa, restituyendo las condiciones de operación requeridas para el proceso.

Indicadores de Confiabilidad y Seguridad de Petroquímica Secundaria

- El índice de atención a recomendaciones de atención de fallas y equipo dinámico, (Meta ≥ 95) al cierre del ejercicio 2024 fue de 89%, para el segundo trimestre de 2025 es de 90.8%, coadyuvando a disminuir el índice de paros no programado.

- Cumplimiento de mantenimiento predictivo, (Meta ≥ 95) al cierre del ejercicio 2024 fue de 100%, para el segundo trimestre de 2025 es de 99.9%, representando un alto grado de compromiso y de implantación de la cultura de la prevención, que se traducirá en un mayor nivel de detección de fallas antes de la pérdida de la función.
- Cumplimiento de mantenimiento preventivo, (Meta ≥ 95) al cierre del ejercicio 2024 fue de 100%. Para el segundo trimestre de 2025, el cumplimiento se mantuvo en 100 %, reflejando un alto grado de compromiso que se traducirá en la prevención de fallas funcionales, garantizando la confiabilidad y seguridad de la operación.
- Por administración directa, se realizó una reparación mayor de la planta de oxígeno del CPQ Cangrejera, restableciendo su integridad mecánica y actualmente en proceso de arranque. Así mismo se ejecutaron 9 reparaciones menores.
- La programación de las reparaciones mayores se alinea al Plan Quinquenal Operativo (2026 – 2030) contribuyendo a la mejora establecida en el Plan de Negocios y reflejándose en los indicadores de desempeño alineados a los objetivos estratégicos.
- El índice de frecuencia de seguridad de los procesos, con una meta de ≤ 1.4 al cierre del ejercicio 2024, fue de 1.71. Para el segundo trimestre de 2025, dicho índice se redujo a 0.90, reflejando una mejora significativa en el desempeño de seguridad laboral, lo que se traduce en operaciones más confiables, una disminución de paros no programados y una optimización general de la operación.

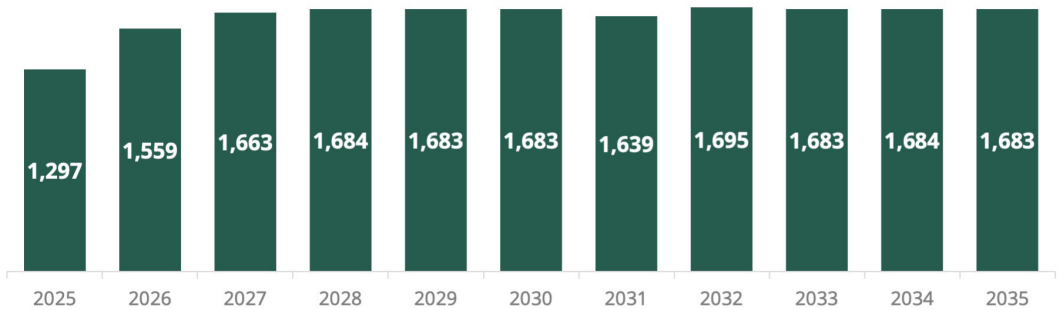
Proyectos para refinación

El objetivo central de estas inversiones es garantizar el abasto sostenido de combustibles estratégicos —gasolina, diésel y turbosina— mediante la modernización y optimización de la infraestructura existente. Asimismo, se busca reducir la producción de combustóleo y maximizar el rendimiento de productos de mayor valor comercial, fortaleciendo la rentabilidad del sistema de refinación. Esta iniciativa se alinea con una política energética soberana, sustentable y orientada a la seguridad energética nacional.

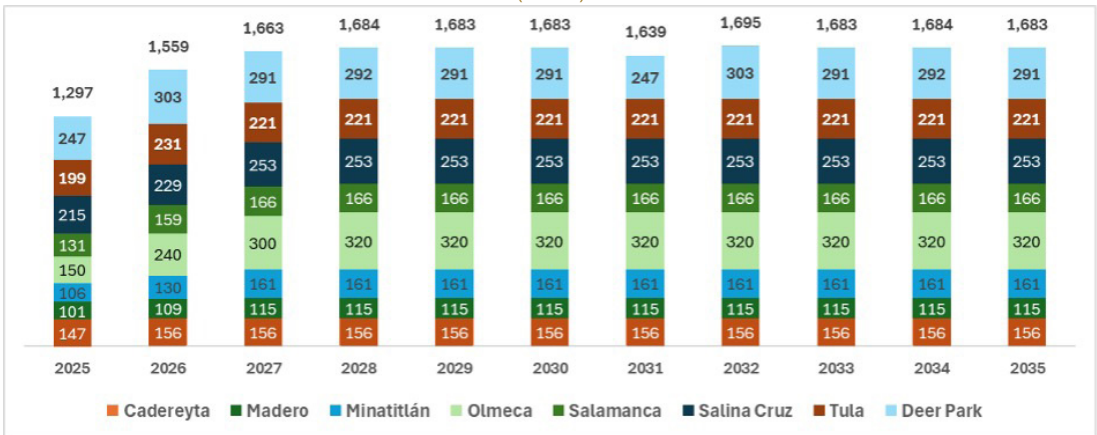
El programa de rehabilitación tiene como objetivo restablecer las condiciones óptimas de operación y la capacidad instalada de procesamiento, mediante la recuperación de la integridad mecánica de las instalaciones. Esto permitirá mantener la confiabilidad operativa, eliminar condiciones de riesgo y asegurar la seguridad del personal, la infraestructura y el entorno ambiental. Asimismo, estas acciones contribuirán a la disminución del índice de paros no programados, fortaleciendo la continuidad operativa y la eficiencia del sistema refinador nacional como parte de una política energética soberana y sostenible.

En el periodo 2025-2035 se ejecutarán iniciativas para aumentar la confiabilidad y el nivel de proceso, incrementar la producción de gasolina, diésel y turbosina y mejorar la eficiencia logística del SNR, con las siguientes metas de producción ¹⁶:

Gráfica 25. Proceso de crudo ¹⁷
(Mbd)



Gráfica 26. Proceso por refinería
(Mbd)



Los niveles de proceso proyectados permitirán una mayor producción de gasolina, diésel y turbosina, como se detalla a continuación. En comparación con los niveles actuales, se prevé una reducción en la producción de combustóleo, así como incrementos del 43 % en gasolina y del 68 % en diésel. En el caso de la turbosina, se estima un aumento del 34 % respecto a lo registrado en 2025.

¹⁶ Incluye Deer Park
¹⁷ Fuente: DPI Plan Estratégico PEMEX 240725 r-2.

Gráfica 27. Producción de principales petrolíferos ¹⁸
(Mbd)

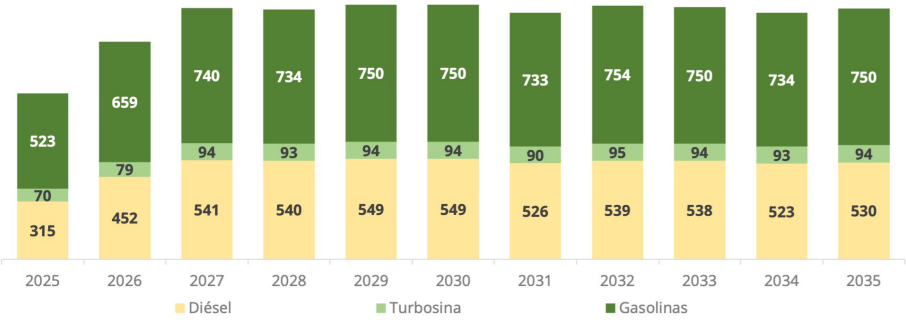


Tabla 5. Producción de petrolíferos por refinería

Cadereyta											
Mbd	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Gasolinas	56	65	68	68	68	68	68	68	68	68	68
Diésel	41	44	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Turbosina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustóleo	28	26	17	17	17	17	17	17	5	5	5
Madero											
Gasolinas	37	37	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Diésel	19	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Turbosina	7	7	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Combustóleo	17	24	25	25	25	25	19	19	17	17	17
Minatitlán											
Gasolinas	47	57	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Diésel	29	41	50	50	50	50	49	49	50	48	48
Turbosina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustóleo	24	29	38	38	38	38	38	38	27	22	22
Olmeca											
Gasolinas	69	119	148	158	158	158	158	158	158	158	158
Diésel	57	91	114	122	122	122	122	122	122	122	122
Turbosina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustóleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salamanca											
Gasolinas	50	58	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Diésel	25	33	34	34	34	34	33	32	30	28	27
Turbosina	8	11	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Combustóleo	36	27	5	5	5	5	2	4	5	7	8
Salina Cruz											
Gasolinas	73	84	117	117	117	117	117	117	117	117	117
Diésel	27	30	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Turbosina	12	13	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Combustóleo	77	90	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Tula											
Gasolinas	83	110	113	113	113	113	113	113	113	113	113
Diésel	28	79	84	84	84	84	82	78	76	75	74
Turbosina	18	17	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Combustóleo	61	13	9	9	9	9	12	13	15	16	18

¹⁸ Fuente: DPI Plan Estratégico PEMEX 240725 r-2.

Los proyectos que soportan las metas mencionadas son los mantenimientos mayores de las refinerías y los de aprovechamiento de residuales de Tula y de Salina Cruz.

Mantenimiento a las refinerías

Las proyecciones del 2025 al 2035 plantean mantenimientos mayores y menores a plantas de proceso, servicios auxiliares y tanques de almacenamiento en las refinerías, que son clave para incrementar la producción de combustibles, logrando lo siguiente:

- Mejorar la confiabilidad operativa en las plantas coquizadoras, de hidrotratamiento, reformadoras y catalíticas de las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán, y
- Mejorar rendimientos en las plantas catalítica, reformadora y de hidrotratamiento de la refinería de Salamanca, principalmente.

Estos mantenimientos están asociados a un presupuesto acumulado de 319.2 MMdp para inversión y operación.

Tabla 6. Presupuesto de mantenimiento al SNR
(MMdp)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total
Inversión	15.0	16.9	17.4	17.9	16.5	17.0	17.5	18.0	18.6	17.1	17.7	319.2
Operación	13.1	12.6	12.4	11.1	11.1	11.1	11.6	11.6	11.6	11.6	13.1	

Infraestructura para el desalojo de azufre y coque en la Refinería Olmeca

Con la entrada del segundo tren de procesamiento y gracias a una inversión estimada de 3,540 Mdp durante el presente sexenio, se prevé incrementar el desalojo de azufre de 390 toneladas por día (Td) y 6,224 Td de coque en 2025 a 1,058 Td de azufre y 7,771 Td de coque hacia 2035, contemplando además el desarrollo de infraestructura para su almacenamiento.

Aprovechamiento de Residuales de Tula y Salina Cruz

Para afrontar los retos de sostenibilidad y autosuficiencia energética de PEMEX, los proyectos de aprovechamiento de residuales se enfocan en reducir la producción de combustóleo, con una reducción proyectada de 110 Mbd en Tula (que incluye residuales de Tula y Salamanca) y de 88 Mbd en Salina Cruz. Asimismo, se busca aumentar la producción de gasolina, diésel y turbosina, con un beneficio incremental estimado en Tula de 31 Mbd de gasolina y 64 Mbd de diésel y turbosina; y en Salina Cruz, de 27 Mbd de gasolina y 47 Mbd de diésel y turbosina.

Tabla 7. Presupuesto de los proyectos de aprovechamiento de residuales
(Mdp)

	2025	2026	2028	2029 - 2035	Total
Tula	11,358	2,481	0	0	13,839
Salina Cruz	17,827	14,575	1,056	0	33,458

Con la mejora operativa en el SNR, la operación de la refinería Olmeca y los proyectos de aprovechamiento de residuales en Salina Cruz y Tula, se estima que las importaciones se reduzcan de 345 Mbd al cierre de 2025 a 164 Mbd a partir de 2027.

El incremento en la producción de coque representa un reto comercial en las mejores condiciones para PEMEX y puede poner en riesgo la continuidad operativa de las refinerías. Por ello, resulta conveniente considerar su aprovechamiento para generación eléctrica u otros fines, adoptando las medidas necesarias para minimizar su impacto ambiental.

Si bien la producción de combustóleo se reduce, continúa siendo una parte importante de la producción total y contribuye a la disminución de los márgenes de las refinerías. En cuanto a la transición energética y la electromovilidad, aunque han ralentizado el consumo de combustibles para transporte, especialmente de gasolinas, no se prevé que la demanda altere su tendencia creciente durante esta década, por lo que no representa una complicación operativa o comercial de corto plazo.

Disminución de costos

En coordinación con el Ferrocarril del Istmo de Tehuantepec, se aprovechará la infraestructura logística del corredor interoceánico para el suministro de petrolíferos desde la región del Golfo de México hacia el Pacífico. Esta iniciativa permitirá una reducción aproximada del 20 % en los costos logísticos vigentes.

Con la puesta en operación de la planta coquizadora en la refinería de Tula, y el consecuente aumento en la oferta de diésel, será factible sustituir 34 Mbd de importaciones actualmente presentes en la región del Pacífico, fortaleciendo así la oferta nacional.

La disminución progresiva en la producción de combustóleo representa un avance significativo en materia de sustentabilidad y responsabilidad ambiental. Esta transición posibilita la generación de productos con mayor valor agregado en el mercado nacional, reduce los costos logísticos asociados al manejo del combustóleo y contribuye a garantizar la continuidad operativa de las refinerías.

Estrategia de Deer Park

Visión Estratégica

Consolidar a Deer Park como un activo refinador competitivo y confiable de PEMEX, generando valor sostenible mediante eficiencia operativa, solidez financiera e integración logística con México. Esto se logrará aprovechando sinergias y fortaleciendo la presencia en el mercado de gasolinas, principalmente mediante acciones complementarias que impulsen el consumo interno del país.

Captura de Valor (Crack Spread)

Con una gestión flexible en la mezcla de crudos, la refinería maximiza la producción de gasolina, diésel y turbosina, procesando diversas corridas de crudo pesado, incluyendo el crudo Maya. Esta estrategia permite continuar capturando valor y generar márgenes por encima del promedio de mercado con una mayor eficiencia en costos, una alta conversión y una valorización comercial optimizada de los productos.

Confiabilidad operativa y continuidad

La estrategia prioriza la disponibilidad operativa (factor de utilización > 90%) mediante inversiones en mantenimiento predictivo, reducción de paros no programados, y la ejecución disciplinada de mantenimientos mayores. Esta estrategia de confiabilidad operativa sostiene la generación estable de ingresos y mitiga la exposición a eventos disruptivos.

Logística integrada con el mercado mexicano

Se está implementando una estrategia logística enfocada a fortalecer el suministro nacional de productos petrolíferos, cumpliendo con los requerimientos de calidad en México de manera competitiva. Esta estrategia incluye el incremento de capacidad de almacenamiento, con instalaciones que ofrezcan mayor flexibilidad operativa y capacidades de mezclas (blending), optimizando así la distribución y adaptación a las necesidades del mercado.

Gestión comercial y financiera

La gestión comercial está orientada al posicionamiento en mercados de alto valor, aprovechando oportunidades de arbitraje regional incluyendo estrategias de cobertura. En el ámbito financiero, se sigue una política de inversión disciplinada, con una inversión de capital anual entre 150 y 200 Mdd. Cada seis años, este monto se incrementa a entre 400 y 450 Mdd debido a trabajos de mantenimiento mayor, enfocados en mejorar la confiabilidad operativa y la eficiencia energética.

La compañía mantiene una estructura de capital prudente, con un nivel de endeudamiento neto inferior a 1.0 veces el EBITDA. Este enfoque le permite contar con una alta resiliencia frente a posibles choques del mercado.

Tabla 8. Metas de proceso de crudo y elaboración de productos, Deer Park
Hamamiento de residuales
 (Mbd)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Proceso de crudo	247	303	291	292	291	291	247	303	291	292	291
Productos alto valor*	225	268	264	239	264	264	225	268	264	239	264
% Utilización	73%	89%	86%	86%	86%	86%	73%	86%	86%	86%	86%

*Gasolina, diésel, turbosina

Proyecciones Financieras

Escenario base para 2026 – 2036:

Margen: 9 dólares por barril

Disponibilidad Operativo (factor de utilización):

>90%

EBITDA: ~625 Mdd

Flujo de caja libre: ~350 Mdd

Recuperación de la petroquímica

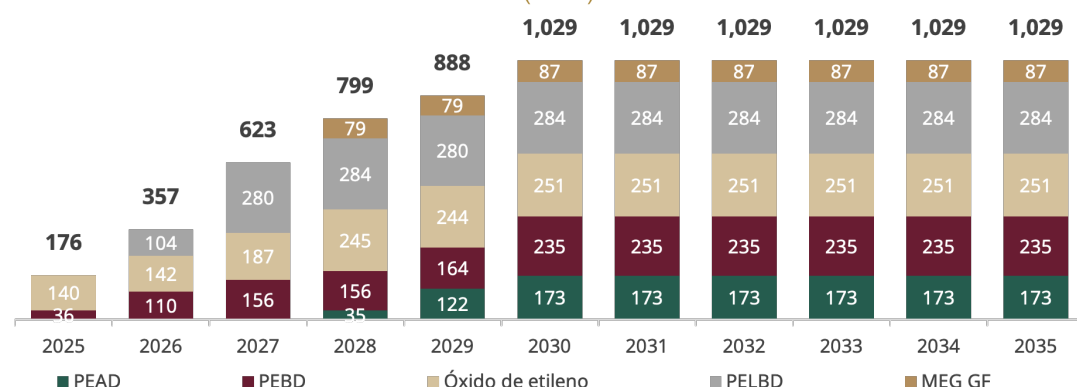
El Plan Estratégico contempla la recuperación integral del sector petroquímico a través de la reactivación de complejos industriales destinados a impulsar el incremento sostenido en la producción de aromáticos, etano, etileno y sus derivados, así como la modernización del CPQ Escolín, bajo esquemas de inversión desarrollados y financiados por terceros. En igual sentido, se persigue fortalecer la autosuficiencia productiva mediante la recuperación de la producción nacional de fertilizantes, con el propósito de sustituir importaciones y satisfacer de manera prioritaria la demanda interna. Dicha estrategia se encuentra plenamente alineada con los principios rectores de soberanía energética y contribuye de manera directa a la seguridad alimentaria del país.

Derivados del etileno

La rehabilitación de las plantas de etileno, polietilenos, óxido de etileno, glicoles y de las plantas de servicios auxiliares en los CPQ Morelos y La Cangrejera permitirá elevar la producción de petroquímicos, mejorando el abasto del mercado nacional, reduciendo las importaciones e incrementando la rentabilidad de PEMEX.

Las rehabilitaciones se realizarán en el periodo de 2025 a 2030 en un esquema de proyectos de inversión desarrollados y financiados por terceros para alcanzar las siguientes metas:

Gráfica 28. Producción de derivados de etileno
 (MTA)

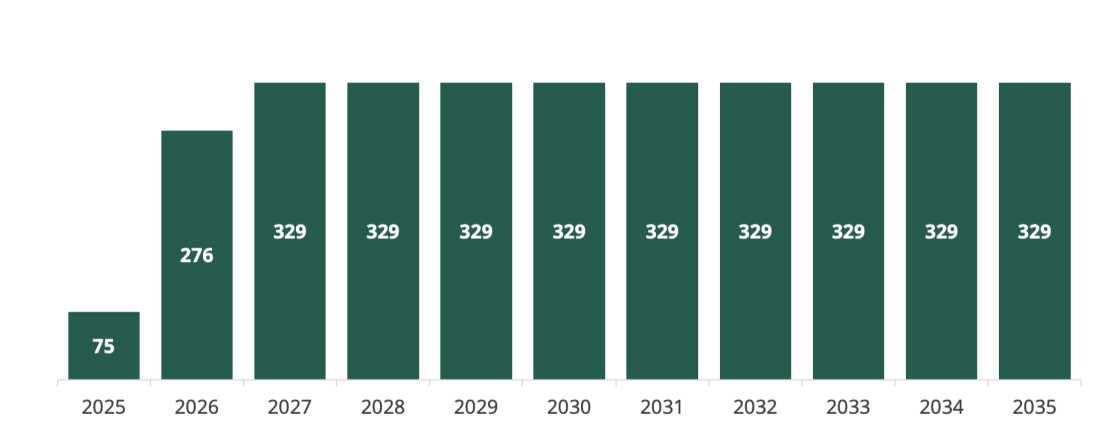


Cadena de aromáticos

La rehabilitación de la capacidad productiva de aromáticos en el CPQ La Cangrejera permitirá incrementar la producción de benceno, tolueno, mezcla de xilenos y aromina, con el propósito de abastecer de manera eficiente al mercado nacional. Este esfuerzo contribuirá significativamente a la reducción de las importaciones de insumos y componentes para la producción de gasolina, fortaleciendo así la rentabilidad de PEMEX.

Los trabajos correspondientes serán financiados mediante proyectos de inversión desarrollados y financiados por terceros, con el fin de alcanzar las metas establecidas.

Gráfica 29. Producción de aromáticos
(MTA)



Cadena de Fertilizantes

Recuperación de la industria nacional de fertilizantes

A partir de 2021, se lograron acelerar las acciones implementadas en el CPQ Cosoleacaque para la producción de amoníaco y en Pro-Agro para la producción de urea. Asimismo, gracias a la inversión realizada por PEMEX en su filial Grupo Fertinal, se activaron proyectos orientados a recuperar la capacidad productiva de fosfatados, así como a mejorar la eficiencia y confiabilidad operativa, además de fortalecer las capacidades logísticas.

Estas acciones han contribuido de manera significativa al éxito del programa de Fertilizantes para el Bienestar, permitiendo una entrega más oportuna de los insumos, lo que favorece que los agricultores puedan aprovechar en su totalidad las temporadas de siembra y lluvias, impactando positivamente en la producción nacional de los cultivos apoyados. Además, han propiciado una reducción sustantiva en las importaciones de amoníaco, urea y roca fosfórica, lo cual ha contribuido significativamente a mitigar el impacto de los incrementos en los precios internacionales de dichos insumos, ocasionados por la pandemia de COVID-19, el conflicto bélico en Ucrania y, de manera reciente, el agravamiento de los enfrentamientos en la región del Medio Oriente.

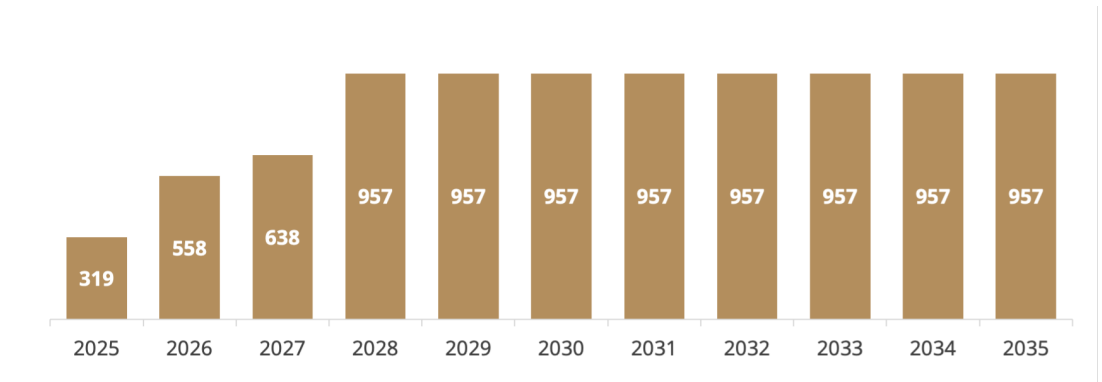
Durante el periodo comprendido entre 2025 y 2030, PEMEX y sus filiales continuarán y expandirán las iniciativas destinadas al fortalecimiento de la cadena productiva, lo que facilitará la reducción de la dependencia de fertilizantes importados, mejorando la disponibilidad y oportunidad en su consumo. En consecuencia, contribuirá significativamente al logro de la soberanía alimentaria nacional, a través del incremento sostenido de la producción agrícola.

Esto en conjunto con el aumento en la cobertura del Programa de Fertilizantes para el Bienestar, así como la mayor disponibilidad para los productores a precios más competitivos que el fertilizante importado, lo que podría representar una reducción de hasta 50% en las importaciones totales de fertilizantes.

CPQ Cosoleacaque. Confiabilidad operativa y fortalecimiento de los canales de distribución

Se continuará con la estrategia de rehabilitación y consolidación de la confiabilidad de las plantas de amoníaco VI y VII, así como con la rehabilitación de los sistemas de almacenamiento y despacho en Pajaritos, Salina Cruz y Topolobampo. Estas acciones tienen como finalidad garantizar la continuidad operativa, reducir las importaciones, asegurar el suministro suficiente de materia prima para las dos plantas de urea, y abastecer a Grupo Fertinal a partir de 2028. Lo anterior permitirá una reducción aproximada del 65% en las importaciones actuales de amoníaco.

Gráfica 30. Producción de amoníaco
(MTA)



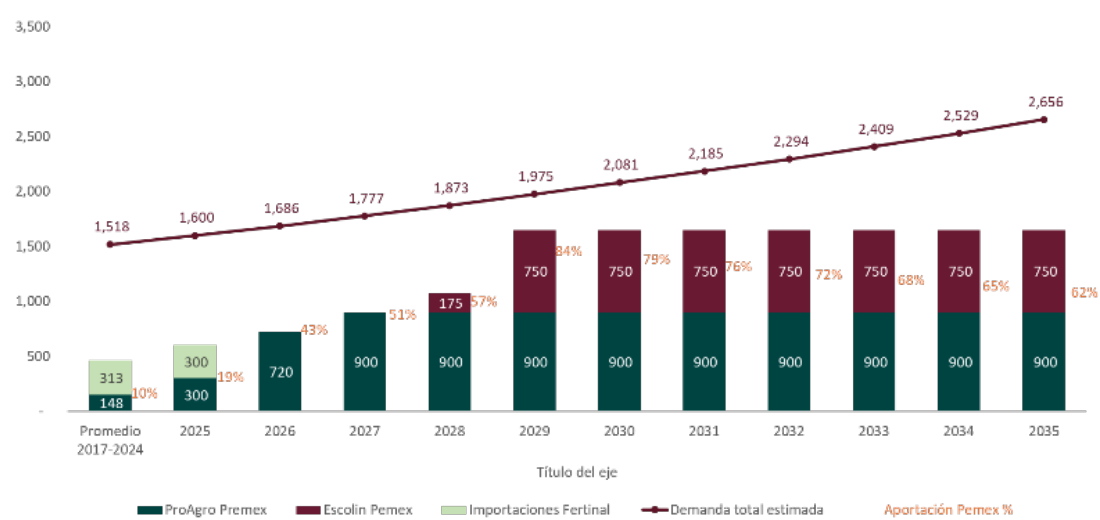
Este proyecto prevé la inversión de 5,866 Mdp, de los cuales 4,869 Mdp provendrán de proyectos de inversión desarrollados y financiados por terceros, con lo cual se podrá estabilizar la producción de amoníaco en 957 MTA a partir de 2028.

Pro-Agroindustria. Confiabilidad operativa y estabilidad de la producción

En las instalaciones de Pro-Agro se estabilizará la producción de urea mediante la operación continua de las dos plantas existentes, al tiempo que se fortalecerá la infraestructura logística y de almacenamiento tanto de materias primas como de producto terminado. Estas acciones buscan garantizar un abasto suficiente de urea a partir de 2026, año en el que ambas plantas permanecerán operativas. Se proyecta alcanzar la máxima capacidad de producción y confiabilidad en 2027, con una producción estimada de 900 MTA de urea prilada por año, con lo que la producción de PEMEX cubrirá un 84% de la demanda nacional de urea en el 2029, de acuerdo con la gráfica siguiente.

En cuanto a las mejoras en la infraestructura logística, se contempla la rehabilitación de cuatro tanques de almacenamiento con capacidad de 10,000 metros cúbicos cada uno, la rehabilitación del sistema de bandas transportadoras, así como el mantenimiento y modernización de la terminal portuaria. Adicionalmente, se realizará mantenimiento mayor a tres esferas de almacenamiento de amoníaco y la construcción de un nuevo tanque criogénico con capacidad para 30 MTA, además de la rehabilitación de las vías férreas, con el fin de garantizar la eficiencia y continuidad en el almacenamiento y transporte de materiales.

Gráfica 31. Demanda nacional de urea vs producción PEMEX (MTA)



Este proyecto prevé la inversión de 7,999 Mdp, de los cuales 7,670 Mdp provendrán de los propios recursos de la filial a partir de la reinversión.

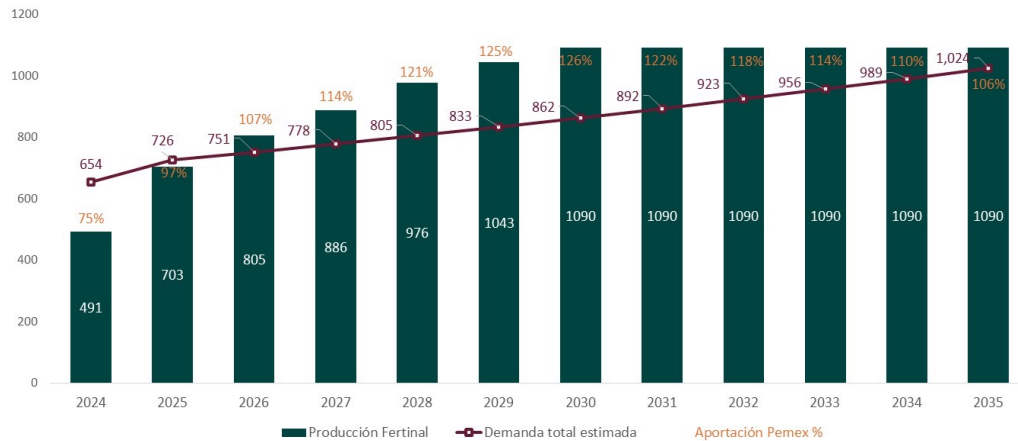
Grupo Fertinal

En el caso de Grupo Fertinal, se dará continuidad a la recuperación de la capacidad de la mina de roca fosfórica ubicada en Baja California Sur, alcanzando una producción anual de 1.2 millones de toneladas anuales, lo que representa el 55% del consumo esperado en la unidad industrial de Lázaro Cárdenas. Esta recuperación permitirá reducir la dependencia de importaciones en al menos un 35%, triplicando la producción actual. Lo anterior se logrará mediante la finalización de la construcción de la nueva bocamina, la optimización de las áreas de procesamiento, la continuidad del programa de exploración y la construcción de una nueva presa de jales a partir de 2028.

En la unidad industrial se mantendrá el programa de mantenimiento y rehabilitación de las instalaciones, incluyendo la rehabilitación de tanques de almacenamiento con un incremento del 20% en su capacidad. Asimismo, se llevará a cabo la rehabilitación y modernización de la terminal portuaria, que contempla la construcción de una nueva posición para el manejo de líquidos y la instalación de una nueva grúa para la descarga de sólidos. Además, se realizará la rehabilitación de las vías férreas, incrementando las posiciones de carga y descarga, así como la modernización y automatización del sistema de carga de camiones.

La producción de fosfatados de Fertinal cubrirá el 100% de la demanda nacional a partir de 2026 generando excedentes para exportación, de acuerdo con la gráfica siguiente:

Gráfica 32. Demanda nacional de fosfatados vs producción de PEMEX (MTA)



El comportamiento proyectado entre 2026 y 2035 muestra que la producción nacional de fosfatados será consistentemente superior a la demanda, lo cual es una señal positiva en términos de soberanía agroalimentaria. A partir de 2026, Fertinal no solo cubre completamente las necesidades del mercado nacional, sino que mantiene un margen de excedente que va desde el 5% hasta el 20% por encima de la demanda proyectada.

Este proyecto prevé la inversión de 6,837 Mdp, de los cuales 6,197 Mdp provendrán de los propios recursos de la filial a partir de la reinversión.

Proyecto Escolín. Servicio de producción de urea con tercero

El proyecto tiene como principal objetivo contribuir a la soberanía alimentaria del país, asegurando el suministro de 750 MTA de urea granular al campo mexicano evitando la dependencia de importaciones. Esto se logrará mediante el diseño, construcción, operación y mantenimiento (con la inversión de terceros) de un complejo amoniaco-urea en terrenos del CPQ Escolín.

Este proyecto representa el punto de partida para la implementación de esquemas de inversión financiados por terceros, a través de los cuales PEMEX mantiene la propiedad de la infraestructura, reduciendo su exposición a riesgos y fortaleciendo su capacidad productiva. La inversión prevista asciende a 27,187 MMdp, la cual será aportada por terceros y ejecutada entre 2025 y 2028. Se estima que los ingresos netos para PEMEX, una vez cubierto el servicio correspondiente, alcanzarán 3,159 MMdp en el periodo comprendido entre 2028 y 2035.

Además de la reactivación del sector petroquímico en PEMEX, la estrategia de fortalecimiento de la cadena productiva de fertilizantes permitirá incrementar la autosuficiencia nacional en dicho rubro:

Tabla 9. Grado de autosuficiencia en fertilizantes conforme al consumo nacional aparente esperado

Producto	2024	Esperada 2030	Variación	
			Abs.	%
Amoniaco	25.0%	72.5%	47.5 pts.	190.0
Urea	9.9%	79.0%	67.4 pts.	680.8
Fosfatados	72.2%	126.4%	54.3 pts.	75.2
Nitrogenados	54.2%	79.3%	25.1 pts.	46.3

Confiabilidad operacional y seguridad de procesos industriales

Esta iniciativa busca alcanzar la eficiencia operativa, cumplimiento normativo y sostenibilidad, mediante el desafío de operar las refinerías y complejos petroquímicos con el mínimo de interrupciones, incidentes e impactos negativos. En este marco, la confiabilidad y la seguridad se consolidan como uno de los principales ejes estratégicos para lograr la estabilidad operacional, minimizar los riesgos y aumentar el valor del mantenimiento por administración directa.

Reducción de paros no programados

2025 menor o igual a 8.0% meta, para alcanzar en el año 2030 menor o igual a 2.0%. Los paros no programados representan una de las mayores fuentes de pérdidas económicas en la industria de procesos. Estos eventos están comúnmente relacionados con:

- Fallas de equipos críticos.
- Mantenimiento reactivo o no predictivo.
- Errores operativos o deficiencias en procedimientos.
- Disponibilidad de equipo de relevo.

Al enfocar la estrategia en confiabilidad operacional, se logra:

- Identificación y gestión de activos críticos.
- Implementación de programas de mantenimiento basado en condición.
- Evaluación sistemática de modos de falla.

Esto nos permitirá anticipar fallas y evitar interrupciones imprevistas que afectan la producción y la seguridad.

Prevención de incidentes industriales

2025 menor o igual a 1.4% es la meta, para mantenerse hasta el año 2030.

La seguridad de procesos es inseparable de la confiabilidad. Ambas disciplinas nos permitirán:

- Identificar riesgos antes de que se materialicen.
- Diseñar barreras de protección efectivas.
- Promover una cultura operativa preventiva, no reactiva.

Esto contribuirá a proteger la integridad de personas, equipos y protección a medio ambiente.

Incremento del mantenimiento por administración directa

La meta es migrar de un mantenimiento correctivo o rutinario hacia una estrategia madura, donde la gestión del mantenimiento se convierte en un factor de valor para el negocio. Esto se logra mediante:

- Planificación y programación más eficientes.
- Uso de indicadores estratégicos para evaluar el desempeño.
- Análisis de datos y estadística de indicadores de desempeño.

El objetivo es incrementar el mantenimiento por administración directa con disciplina presupuestaria, orientado a resultados, reducción de costos y alineado con las metas asociadas a cada proyecto estratégico.

Proyectos de procesos industriales financiados por terceros

Derivado de la entrada en vigor de la Ley de la Empresa Pública, se establece que PEMEX y sus empresas filiales podrán celebrar contratos con particulares bajo modalidades que permitan la asociación o la compartición de costos, gastos, inversiones, riesgos y demás aspectos inherentes a sus actividades.

En este sentido, con el propósito de impulsar las inversiones destinadas a la recuperación de la industria petroquímica, se diseñaron esquemas de participación con terceros que facilitan la rehabilitación de infraestructura de proceso y la ejecución de mantenimientos críticos, sin implicar riesgos financieros para PEMEX durante su implementación, preservando en todo momento la propiedad y operación de los activos.

Con el objeto de asegurar las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad, y demás circunstancias pertinentes, para la adjudicación de los contratos desarrollados y financiados por terceros, se dará cumplimiento a la normatividad emitida en la materia, contando con la intervención de testigos sociales y la auditoría interna, lo cual garantizará la transparencia en los procedimientos de asignación de contratos.

El mecanismo de pago prevé la creación de un fideicomiso de administración, garantía y pago, que recibirá los flujos de efectivo derivados de la venta de los productos incrementales, para destinarse al pago de las inversiones y costos de financiamiento incurridos por terceros, dejando libres los flujos remantes para PEMEX, generando certidumbre para la cobertura de las obligaciones y compromisos establecidos en los contratos y trazabilidad en las operaciones.

Cadena etano – etileno, CPQ Morelos y Cangrejera

Para reactivar la cadena productiva de etano-etileno, es necesario rehabilitar y dar mantenimiento a las plantas de etileno en los CPQ Cangrejera y Morelos.

Las inversiones permitirán la puesta en operación de las unidades destinadas al procesamiento de etano, con el fin de reactivar la producción de glicoles y polietilenos de alta y baja densidad. El proyecto incluye la rehabilitación integral de las plantas de proceso y de los servicios auxiliares en ambos complejos, así como la realización de mantenimientos mayores, lo que asegurará la confiabilidad operativa requerida para incrementar la capacidad productiva.

El alcance de las inversiones comprende la rehabilitación y operación de las plantas de etileno, óxido de etileno, oxígeno, así como de tres trenes de polietileno de baja densidad, Asahi, Mitsui y Swing (polietileno de alta y baja densidad), ubicadas en los CPQ Cangrejera y Morelos.

El proyecto consiste en trabajos de rehabilitación a las plantas de proceso y servicios auxiliares de los CPQ Morelos y Cangrejera, con el objetivo de asegurar la confiabilidad operacional para incrementar la producción los derivados de etano-etileno durante el periodo 2026-2030.

Cadena aromáticos, CPQ Cangrejera

Las inversiones destinadas a las plantas de aromáticos en el CPQ Cangrejera permitirán la recuperación de la producción de aromáticos de alto valor, tales como benceno, tolueno, xileno quinto grado, hexano, heptano y arominas, con el propósito de cumplir las metas de producción establecidas.

El alcance de las inversiones incluye:

- Rehabilitar y reactivar la producción de la planta hidrodesulfuradora de naftas y la isomerizadora de pentanos.
- Rehabilitar la desisohexanizadora, la reformadora de naftas y la fraccionadora-extractora de aromáticos.
- Mantenimiento mayor a las plantas de proceso de la cadena de producción de aromáticos.

La producción incremental de isopentanos generada con las rehabilitaciones, contribuye a mejorar la calidad de la gasolina de alto octanaje (CAO-HAO) que se envía al pool de gasolinas de la refinería de Minatitlán.

El proyecto consiste en trabajos de rehabilitación y mantenimiento mayor a las plantas de proceso del CPQ Cangrejera, con el objetivo de asegurar la confiabilidad operacional para incrementar la producción de aromáticos durante el periodo 2026-2030.

Rehabilitación y confiabilidad de las plantas de amoniaco del CPQ Cosoleacaque y de la capacidad logística de terminales de almacenamiento y distribución de amoniaco

Con la finalidad de cumplir las metas de producción de fertilizantes es necesario cubrir la demanda de amoniaco en Proagro y Fertinal, lo que permitirá incrementar la producción de urea y fertilizantes sulfatados, a fin de cubrir la demanda nacional.

Las inversiones en el proyecto permitirán:

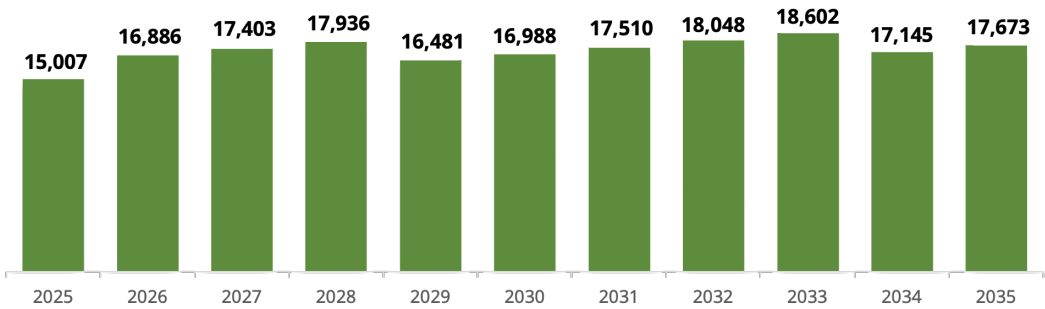
- Rehabilitar las plantas de amoniaco VI y VII en CPQ Cosoleacaque
- Rehabilitar el sistema de almacenamiento y distribución en la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios (TASP) Pajaritos.
- Construir un nuevo ducto para el transporte de amoniaco desde Cosoleacaque, hasta la TASP Pajaritos y su interconexión a Proagro y Fertinal.
- Realizar el mantenimiento mayor a las plantas de proceso.

El proyecto consiste en trabajos de rehabilitación y mantenimiento mayor a las plantas de proceso y de servicios auxiliares del CPQ Cosoleacaque, con el objetivo de asegurar la confiabilidad operacional para incrementar la producción de los fertilizantes durante el periodo 2026-2030.

Sistema Nacional de Refinación

Entre 2025 y 2035, se proyectan inversiones por un monto total de 189,678 Mdp, destinadas a la rehabilitación del SNR. El promedio anual de dichas inversiones, correspondientes al periodo 2025-2035 y con cargo al Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), asciende a 17,243 Mdp.

Gráfica 33. Egresos del gasto programable - inversión - SNR
(Mdp)



Petroquímica

CPQ Cosoleacaque, Amoniac

Para el fortalecimiento de la confiabilidad operativa y la rehabilitación de las plantas de amoniac, así como de los sistemas logísticos asociados, se contempla una inversión total de 27,790 Mdp en el periodo comprendido entre 2025 y 2035. De dicho monto, 13,504 Mdp provendrán del PEF, mientras que 14,286 Mdp serán ejecutados mediante esquemas de inversión desarrollados y financiados por terceros. Esta inversión permitirá la rehabilitación de las plantas de amoniac VI y VII, ubicadas en el CPQ Cosoleacaque, así como del sistema de almacenamiento y distribución en la TASP Pajaritos.

CPQ Morelos y Cangrejera, cadena etano – etileno

Entre 2025 y 2035, se ha previsto una inversión total de 78,374 Mdp destinada a la rehabilitación y fortalecimiento de la confiabilidad operativa de los CPQ Cangrejera y Morelos, específicamente en la cadena de etano-etileno. De dicho monto, 21,476 Mdp provendrán del PEF, mientras que 56,898 Mdp serán ejecutados mediante esquemas de inversión desarrollados y financiados por terceros. Esta inversión permitirá la rehabilitación integral de las plantas de óxido de etileno y polietilenos en los citados centros de trabajo, asegurando su operatividad, eficiencia y sostenibilidad a largo plazo.

CPQ Cangrejera, tren de aromáticos

La inversión programada del 2025 al 2035 en el CPQ Cangrejera para la cadena de aromáticos y estabilización el crudo asciende a 17,976 Mdp, de los cuales 5,255 Mdp corresponden a PEF y 12,720 Mdp serán ejecutados con proyectos de inversión desarrollados y financiados por terceros. Lo anterior permitirá incrementar la confiabilidad y la eficiencia operativa de las plantas de aromáticos en el CPQ Cangrejera, además de reducir en 17.5 Mbd la importación de nafta y en 3 Mbd la de componentes para la producción de gasolinas.

Resumen de las inversiones de los proyectos de petroquímica

Tabla 10. CPQ Cosoleacaque, amoniaco
(Mdp)

	2025	2026	2027	2028	2029	Total
PEF	634	333	-	-	-	967
Por Tercero	-	1,380	3,519	-	-	4,899
Ingresos por ventas de amoniaco 2025-2035						109,056

Tabla 11. Inversiones CP Cangrejera y Morelos, cadena etano – etileno
(Mdp)

	2025	2026	2027	2028	2029	Total
PEF	1,166	1,864	86	-	-	3,116
Por Tercero	-	2,990	11,925	11,587	5,504	32,006
Ingresos por ventas de derivados del etileno 2025-2035						180,938

Tabla 12. Inversiones CP Cangrejera, tren de aromáticos
(Mdp)

	2025	2026	2027	2028	2029	Total
PEF	593	7	-	-	-	600
Por Tercero	-	1,141	1,331	1,331	1,463	5,266
Ingresos por ventas de aromáticos 2025-2035						74,978

Tabla 13. Ingresos totales por año proyectos petroquímica
(Mdp)

	2025	2026	2027	2028	2029 - 2035	Total
Amoniaco	3,788	6,636	7,587	11,381	11,381	109,056
Etano Etileno	3,770	7,413	12,840	16,159	17,781	180,938
Aromáticos	1,563	5,962	7,495	7,495	7,495	74,978

c. Transformación energética

La estrategia consolida al gas natural como una línea de negocio específica en el contexto de la transición energética. Se prevé que este hidrocarburo alcance un pico de consumo posteriormente al del crudo, debido a su alto potencial de descarbonización y a la infraestructura existente de cogeneración, la cual permite mejorar la eficiencia energética, así como reducir costos y emisiones. A partir de esta base, se contempla la incorporación progresiva de energías renovables, economía circular y biocombustibles, los cuales actualmente se encuentran en etapa de análisis y estudios prospectivos.

Respecto a la cogeneración existente, el CPG Nuevo PEMEX cuenta con una planta en operación. Adicionalmente, se encuentran en planeación tres proyectos en conjunto con CFE en las Refinerías de Tula y Salina Cruz, así como el CPQ Cangrejera, que reducirán los costos operativos y las emisiones.

En generación eléctrica y cogeneración, se tiene la posibilidad de concretar proyectos nuevos y puede constituir un importante recurso para generación de efectivo para PEMEX, aprovechando sus activos y formulando proyectos para coinversión con capital privado.

El incremento en la producción de gas natural es un aspecto clave para alcanzar los compromisos en el uso de energías limpias, la reducción de emisiones y la diversificación energética establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo. En este contexto, las acciones en el proceso de gas se enfocarán en fortalecer la confiabilidad y mantener la continuidad de las operaciones para mejorar el desempeño de la infraestructura y con esto, reducir el impacto ambiental.

Respecto a los resultados esperados, la estrategia busca incrementar la disponibilidad de gas natural, en el contexto de su rol de combustible de transición, para ello, se plantean acciones en la infraestructura que permitan disponer de la capacidad de proceso requerida por la plataforma de producción de gas y condensados de exploración y extracción.

Proceso de gas y condensados

El objetivo es alinear la capacidad de procesamiento con la producción de gas húmedo, de modo que la infraestructura existente responda eficientemente al incremento previsto. La estrategia consiste en ampliar la capacidad del CPG Matapionche, lo que permitirá manejar de forma segura el gas proveniente del yacimiento Ixachi, garantizar el suministro a los consumidores regionales y, al mismo tiempo, optimizar el uso de la infraestructura y fortalecer la confiabilidad operativa del sistema.

Líneas de acción:

- Contratación de ingeniería, procura y construcción para el incremento de la capacidad de procesamiento de gas húmedo amargo
- Efectuar modificaciones a la planta criogénica para asegurar el procesamiento de gas húmedo dulce.
- Instalación del sistema de control distribuido.
- Mantenimiento general para la confiabilidad de los servicios auxiliares

Durante el primer semestre de 2025 se ha registrado un procesamiento promedio de 43 MMpcd. Para el año 2026 se contempla llevar a cabo las etapas de ingeniería, procura y construcción, con el objetivo de ampliar la capacidad instalada de 109 MMpcd a 200 MMpcd, proyectando el inicio de operaciones con esta nueva capacidad al comienzo del segundo trimestre de 2028.

Tabla 14. Metas de producción del CPG Matapionche ¹⁹

Metas de producción	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Gas húmedo amargo (MMpcd)	43	109	132	200	200	200	200	200	200	200	200
Gas natural (MMpcd)	40	100	123	187	187	187	172	187	187	187	172
Gas LP (Bpd)	472	2,614	2,404	3,649	3,649	3,649	3,349	3,649	3,649	3,649	3,349
Naftas (Bpd)	410	1,242	1,502	2,280	2,280	2,280	2,093	2,280	2,280	2,280	2,093

Riesgos:

- Asignación oportuna de presupuesto para el desarrollo de ingeniería y adecuaciones requeridas en las instalaciones del CPG Matapionche
- Desviaciones en el incremento de la oferta de gas húmedo amargo de exploración y extracción.

Inversión: 1,073 Mdp

Incrementar la producción de etano

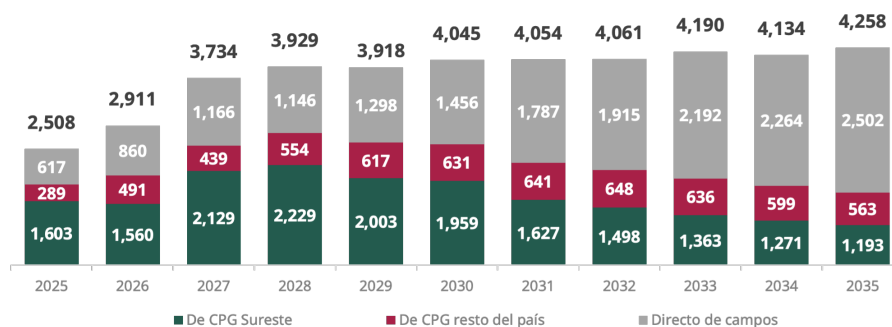
La estrategia aumenta la recuperación de este componente en las plantas criogénicas y fraccionadoras de los CPG del sureste, optimizando así el aprovechamiento de los recursos disponibles y fortaleciendo el suministro a la industria petroquímica.

Líneas de acción:

- Mantenimiento a la turbomaquinaria de las plantas fraccionadoras de los CPG Cactus y Nuevo PEMEX.
- Optimización de la recuperación de licuables en las plantas criogénicas del sureste.
- Instalación de nuevos equipos de separación e intercambio de calor (cajas frías) en el proceso criogénico y de fraccionamiento.

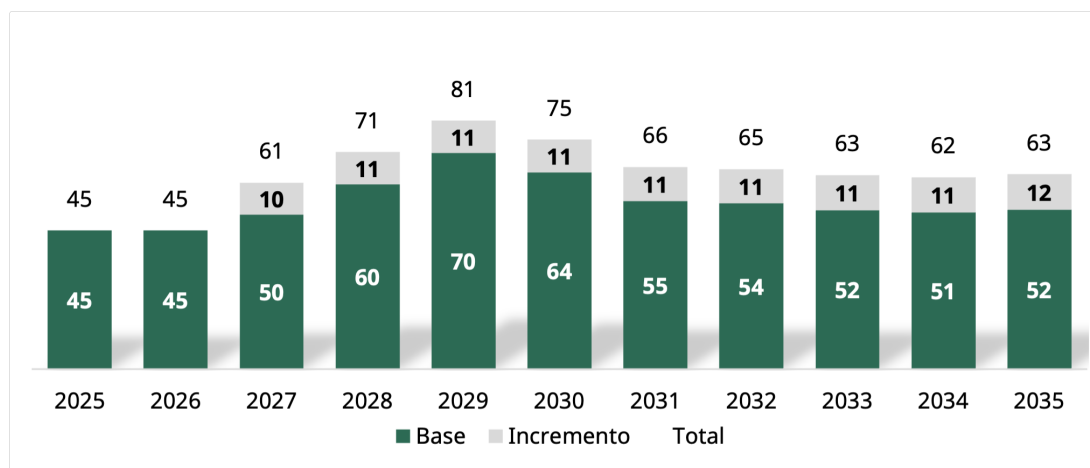
¹⁹ Fuente de información: 2025 - Base de Datos Institucional ene-jun. 2026 - Proyecto POFAT 2026. 2027-2035 - BGN_CILH_DC_2025_Ajuste_Dirección_enviado

Gráfica 34. Producción de gas seco ²⁰
(MMpcd)



Considerando la disponibilidad proyectada a partir de las actividades de exploración y extracción, así como el aumento en los factores de recuperación de etano, derivado de los trabajos de rehabilitación ejecutados en los CPG ubicados en la región sureste, se prevé alcanzar un perfil de producción que permitirá satisfacer de manera oportuna y suficiente los requerimientos del sistema nacional de petroquímica.

Gráfica 35. Producción de etano ²¹
(Mbd)



Riesgos:

- Asignación oportuna de presupuesto para el mantenimiento de los equipos y sistemas de las plantas criogénicas
- Desviaciones en el incremento programado de la oferta de gas húmedo amargo por exploración y extracción
- Desviación en la composición del gas húmedo amargo ofertado por exploración y extracción

Inversión: 10,285 Mdp

Cogeneración

La estrategia de cogeneración para la empresa representa, además de una disminución de costos operativos por generación de vapor y compra de energía eléctrica, la posibilidad de generar ingresos para incursionar en un mercado maduro, profundo y con expectativas de crecimiento como es el eléctrico.

Se propone incorporar a PEMEX como parte de la generación de electricidad del Estado, asumiendo un rol estratégico como generador de carga base. Esta participación iniciaría en el corto plazo, mediante la integración de la capacidad instalada actual del CPG Nuevo PEMEX al Mercado Eléctrico Mayorista, a través del aprovechamiento de sus excedentes de generación. De manera paralela, y en coordinación con CFE, se desarrollarán nuevas centrales de generación, cuya entrada en operación está prevista a partir del año 2030, con una capacidad conjunta superior a los 2,100 megawatts (MW), distribuidos en tres proyectos de gran escala:

1. Cogeneración Tula, ubicada estratégicamente en un sitio con acceso a líneas de transmisión y próxima a la demanda de la zona metropolitana del Valle de México, la cual cubriría la demanda de vapor y energía eléctrica de la refinería, incluyendo la nueva sección de aprovechamiento de residuales, con excedentes de hasta 650 megavatios, equivalentes a 5,500 gigawatts por hora (GWh).
2. Cogeneración Salina Cruz, que requiere la instalación de un ducto de gas y líneas de transmisión, infraestructuras que contribuirán significativamente al desarrollo económico y social de la región: el ducto permitirá la expansión y el acceso al gas natural, mientras que las líneas de transmisión brindarán soporte como carga base para el crecimiento continuo de la industria eólica local.
Para este proyecto se estiman excedentes de aproximadamente 600 MW de potencia, equivalentes a 5,000 GWh, la mayor parte de los cuales se destinará a la transmisión hacia regiones con mayor demanda energética.
3. Cogeneración Cangrejera para producir excedentes de hasta 900 MW, equivalentes a 7,500 GWh, mismos que están asociados con el rescate de la petroquímica ya descrito.

Tabla 15. Proyectos de cogeneración

Concepto	Unidad	Central de Cogeneración					Flujo Consolidado
		Nuevo PEMEX	Olmeca	Tula	Cangrejera	Salina Cruz	
Periodo		2026-2045	2026-2049	2030-2049	2030-2049	2030-2049	2026-2049
Energía Eléctrica al MEM	MW	157	125	659	817	593	2,351
Ingresos	Mdp	56,350	51,647	219,360	229,153	168,912	725,422
Egresos	Mdp	42,538	36,006	184,414	177,852	143,752	584,562
Utilidad antes del impuesto	Mdp	13,812	15,641	34,946	56,300	25,160	145,859
Impuestos @30%	Mdp	4,144	4,692	10,484	16,890	7,548	43,758
Utilidad después del impuesto	Mdp	9,669	10,949	24,462	39,410	17,612	102,102
VPN	Mdp	4,746	4,661	8,831	15,729	6,280	40,247
	Mdd	231	227	430	767	306	1,961

Valorizar los derechos de vía en los estados de Oaxaca y Tabasco mediante el desarrollo mixto de gasoductos

Esta acción estratégica consiste en aprovechar los derechos de vía con los que cuenta PEMEX para construir tres gasoductos en economía mixta:

- Interoceánico. Este gasoducto de 30", con capacidad para transportar 150 MMpcd de gas, conecta Jáltipan, Veracruz, con Salina Cruz, Oaxaca. Llevará gas a los polos de desarrollo en el Istmo de Tehuantepec, a una central de cogeneración y a una planta de licuefacción de gas natural en Salina Cruz.

Figura 5. Gasoducto interoceánico Jáltipan, Veracruz a Salina Cruz, Oaxaca



- **Conexión Maya.** Este gasoducto de 36", con capacidad para transportar 547 MMpcd, conectará el gasoducto marino con el gasoducto Mayakán. Iniciando en Paraíso, Tabasco, y con una longitud de 73 kilómetros, el ducto llevará gas a las centrales de generación de la CFE en la península de Yucatán.

Figura 6. Gasoducto conexión Maya



- **Coatzacoalcos II.** Este gasoducto de 16" y 11 km. de longitud, con capacidad para transportar 120 MMpcd, abastecerá a los complejos petroquímicos Morelos y Pajaritos, a la terminal marítima del mismo nombre y al Polo de Desarrollo Coatzacoalcos II. El ducto será construido en coordinación con el Corredor Interoceánico, la Secretaría de Marina y un privado titular del permiso de transporte.

Figura 7. Gasoducto Coatzacoalcos II



Proyectos de transición energética y recursos energéticos alternativos

PEMEX ha asumido el desafío de explorar potenciales oportunidades de negocio de bajo carbono, mediante la incursión en proyectos de generación energética distintos a los basados en combustibles fósiles, así como en la explotación de recursos energéticos alternativos de cara al año 2030. Estos proyectos establecerán las bases para que PEMEX diversifique sus fuentes de ingreso y mitigue los riesgos asociados a la transición energética.

Entre los recursos energéticos que se evaluarán para 2030 se incluyen el aprovechamiento de la energía eólica, geotérmica, hidrógeno geológico, biocombustibles, energía mareomotriz y undimotriz, así como la extracción de minerales estratégicos como el litio.

La opción en análisis corresponde a la generación eléctrica a gran escala destinada a su colocación en el mercado. Estas oportunidades de transformación energética presentan distintos niveles de potencial de aprovechamiento, madurez tecnológica y tamaño de mercado, y en algunos casos, carecen aún de un marco regulatorio definido.

En este contexto, resulta indispensable que PEMEX, en función de la viabilidad a largo plazo, materialice estas oportunidades con el fin de definir su modelo de negocio, posicionándose como un actor clave en el desarrollo y la expansión de nuevos mercados que serán esenciales para la transición energética del país.

Tabla 16. Proyectos transición energética (en definición)

Iniciativa ²²	Nivel de Maduración de la tecnología	Observaciones
Generación fotovoltaica para autoconsumo	Madura	Fase 1: Instalación de proyectos en 144 hectáreas, en formato de generación distribuida
Impulso a la electromovilidad	Madura	En evaluación
Producción de litio a partir de salmueras petroleras	Adopción temprana	Prospectiva inicial: 15 campos Región Sur, 11 campos Región Norte, Regiones Marinas que llegan a TMDB
Aprovechamiento de energía geotérmica de pozos	Madura	39 campos terrestres y 39 marinos presentan temperaturas $\geq 90^{\circ}\text{C}$
Generación de energía en plataformas abandonadas	Madura	Potencial en 75 plataformas fuera de operación
Evaluar el potencial de Hidrógeno geológico (H_2)	Adopción temprana	En evaluación
Biocombustibles	Intermedia	En evaluación

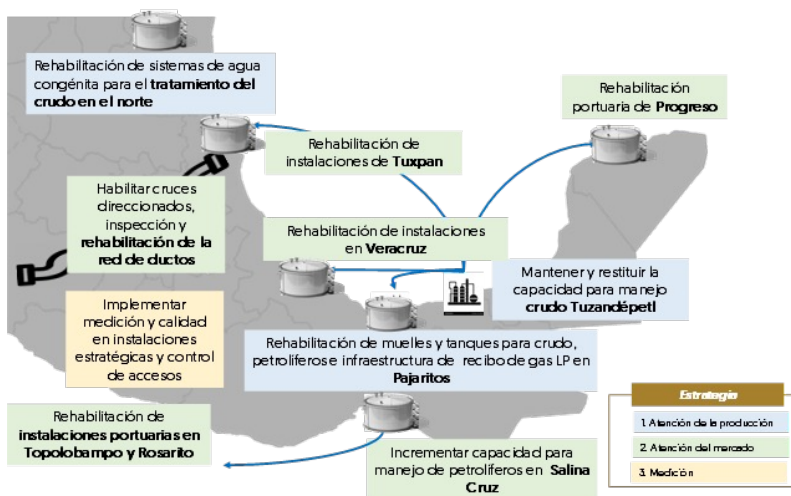
d. Logística

Con el propósito de consolidar de manera sostenida una logística segura se establecen dos objetivos prioritarios.

El primer objetivo está orientado a garantizar la continuidad ininterrumpida de las operaciones de exploración y extracción, así como a fortalecer el suministro y la evacuación eficiente de la producción de petrolíferos, gas y petroquímicos. Además, busca asegurar la disponibilidad, flexibilidad y la integridad física e industrial en los procesos de transporte y almacenamiento de los productos bajo custodia.

El segundo objetivo se enfoca en la adopción de medidas preventivas y correctivas estrictas para la protección integral de la infraestructura y los productos energéticos, incluyendo la implementación de sistemas de verificación de calidad mediante laboratorios móviles, el control exhaustivo de la red de transporte, así como el monitoreo permanente y sistemático de los sistemas y ductos.

Figura 8. Esquema del Planteamiento Estratégico de Logística y Salvaguardia Estratégica

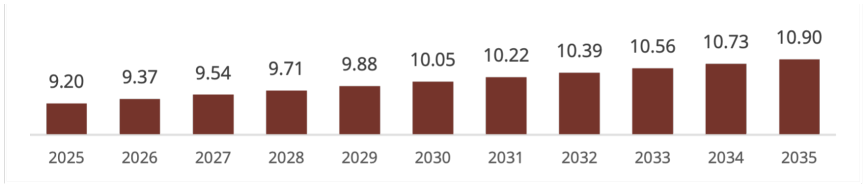


Para lograr estos objetivos, se requieren tres líneas de acción:

La primera se orienta a respaldar la continuidad operativa en las actividades de exploración y extracción, mediante la preservación de la capacidad de almacenamiento de crudo y la rehabilitación de infraestructura crítica, como pozos de inyección de agua congénita, tanques, fosas y acueductos, entre otros activos. En paralelo, la estrategia para el transporte de gas natural debe centrarse en mantener la confiabilidad de los sistemas, a fin de garantizar el suministro oportuno al SNR, así como en la restitución de equipos destinados al manejo de gas húmedo amargo, gas residual y condensados.

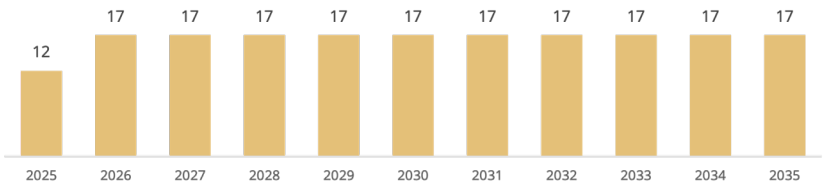
Para tal efecto, se contempla la rehabilitación y mantenimiento de la infraestructura de tratamiento y logística primaria, cuyas líneas de acción comprenden la conservación y restitución de la capacidad de almacenamiento de tres cavernas de crudo ubicadas en el Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl, así como la preservación de la calidad del hidrocarburo destinado al SNR. Esta acción permitirá incrementar la capacidad disponible de 9.2 a 10.9 MMb.

Gráfica 36. Capacidad de almacenamiento
Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl
 (MMb)



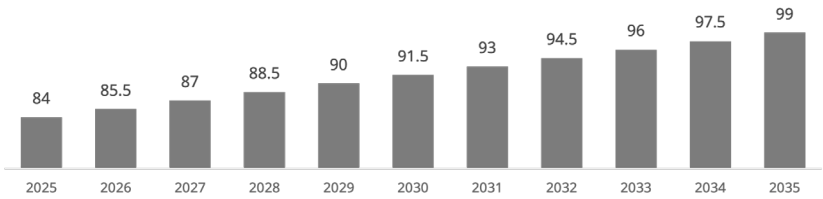
Adicionalmente, se contempla la rehabilitación de un tanque vertical en la central de almacenamiento y bombeo Cacalilao, lo que permitirá ampliar la capacidad operativa de tratamiento de 12 a 17 Mbd.

Gráfica 37. Capacidad operativa
Centro de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao
 (Mbd)

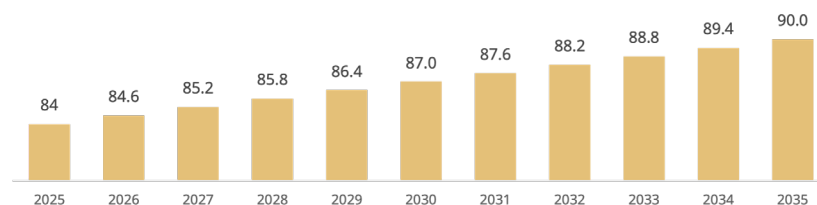


Asimismo, se contempla la rehabilitación de 19 pozos, junto con su infraestructura asociada (acueductos, fosas y líneas de agua), con el propósito de incrementar el índice de disponibilidad para el manejo de agua congénita en los sistemas de deshidratación ubicados en el norte del país, pasando del 84% al 99%.

Gráfica 38. Disponibilidad de manejo de agua congénita del Norte del país (%)



**Gráfica 39. Disponibilidad mecánica
Centro de proceso y transporte de gas Atasta (%)**



La inversión oportuna de 22,064 Mdp permitirá asegurar la continuidad operativa de los centros productores de crudo, garantizar el transporte eficiente hacia los centros de procesamiento para la obtención de petrolíferos y gas, mantener en operación las instalaciones del SNR y evitar el diferimiento de producción, así como el cierre de pozos.

La segunda estrategia tiene como propósito garantizar la disponibilidad, flexibilidad y seguridad, tanto física como industrial, en las actividades de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y productos petroquímicos. Para ello, se prevé una inversión focalizada en el mantenimiento y rehabilitación de oleoductos, poliductos, terminales y muelles. Estas acciones permitirán asegurar el abasto nacional en condiciones óptimas de calidad, cantidad, seguridad y oportunidad, al tiempo que contribuyen a la reducción de costos operativos y a la disminución de pagos por demoras o estadías marítimas, mediante una gestión eficiente de la infraestructura logística.

Figura 9. Estados con mayor problema de robo de combustible



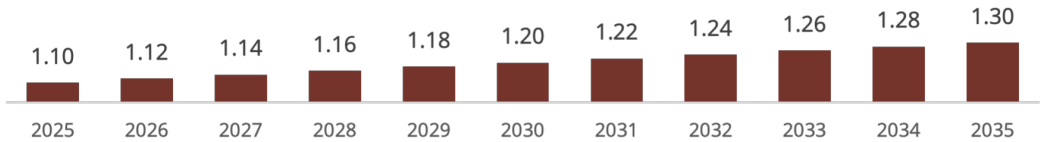
Asimismo, se contempla la modernización de los equipos que integran el Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA), lo cual permitirá disponer, en tiempo real, de información precisa sobre las condiciones operativas de los sistemas de transporte por ducto, fortaleciendo así la capacidad de monitoreo, respuesta y toma de decisiones.

Para la materialización de esta estrategia, resulta indispensable la implementación de líneas de acción específicas, tales como la ejecución de cruces direccionados en el poliducto Tuxpan–Tula de 14” y en el poliducto Tula–Salamanca de 16”, a lo largo de 55 kilómetros. Estas acciones permitirán evitar la pérdida estimada de 7 Mbd, lo cual representa un costo anual cercano a los 9 MMdp, únicamente en dichos sistemas de transporte. Además de prevenir esta afectación económica, se garantizará el suministro oportuno de combustibles en la región centro–bajío del país. Para ello, se prevé una inversión de 8,210 Mdp en el horizonte del ejercicio.

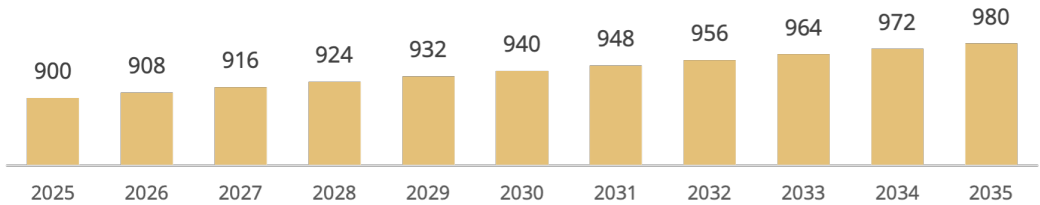
Por otro lado, se prevé la inspección de 14,208 kilómetros de ductos con equipo instrumentado y la rehabilitación de indicaciones de integridad en las franjas de seguridad, de las barreras de protección de integridad mecánica y de los sistemas de control de equipo dinámico, así como el mantenimiento a equipos auxiliares en estaciones de bombeo y a tanques de relevo, con una inversión total de 19,315 Mdp.

Como resultado de estas inversiones, se alcanzará una capacidad operativa en los oleoductos de 1.1 a 1.3 MMbd, y se recuperará la capacidad operativa los poliductos, pasando de 900 a 980 Mbd.

Gráfica 40. Capacidad operativa oleoductos
(MMb)



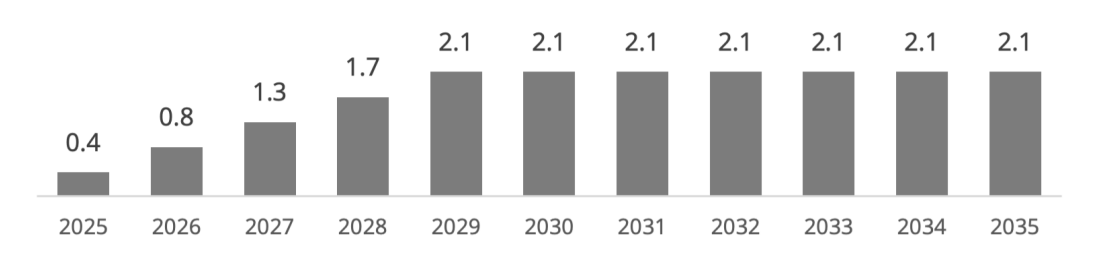
Gráfica 41. Capacidad operativa poliductos
(Mb)



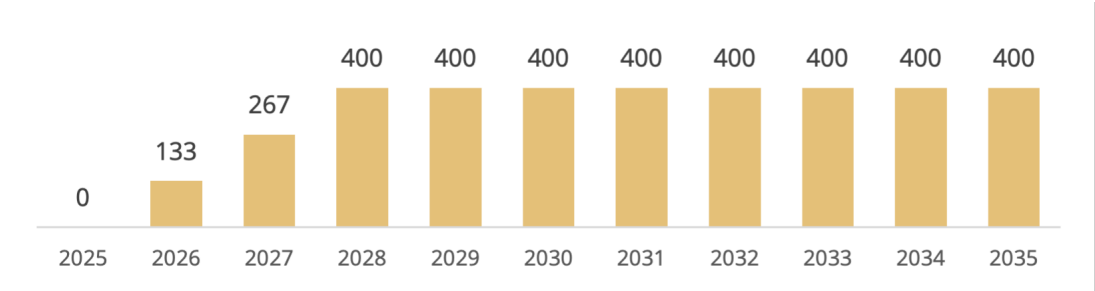
El cumplimiento oportuno de estas líneas de acción permitirá asegurar el suministro continuo de combustibles conforme a los volúmenes requeridos por el SNR, mantener la integridad operativa de los ductos para prevenir afectaciones ambientales y sociales, así como contener los costos asociados al transporte, fortaleciendo la eficiencia y sostenibilidad del sistema logístico nacional.

Paralelamente, se contempla la restitución de las condiciones óptimas de la infraestructura logística con el propósito de garantizar la capacidad de recepción de hidrocarburos en ambos litorales del país. Para tal fin, se planea una inversión de 19,719 Mdp, con la que se llevará a cabo la rehabilitación de ocho muelles en las terminales de Pajaritos, Tuxpan, Salina Cruz, Veracruz, Progreso, Rosarito y Topolobampo, así como el dragado en el puerto de Madero; asimismo, se intervendrán tres monoboyas ubicadas en Rosarito, Salina Cruz y Tuxpan. De igual manera, se rehabilitarán nueve tanques de crudo y el sistema de carga y descarga de Gas LP en la terminal de Pajaritos, junto con cinco tanques destinados a petrolíferos en las terminales de Veracruz, Topolobampo y Rosarito. Con lo anterior, se reducirá el costo por pago de demoras con un margen de 2.2 a 10.8 Mdp. Asimismo, se alcanzará una capacidad de almacenamiento disponible de crudo de 0.4 a 2.1 MMb y de 400 MTA métricas de gas LP en la terminal de Pajaritos, mientras que para la terminal de Veracruz se logrará una capacidad de 150 Mb de petrolíferos.

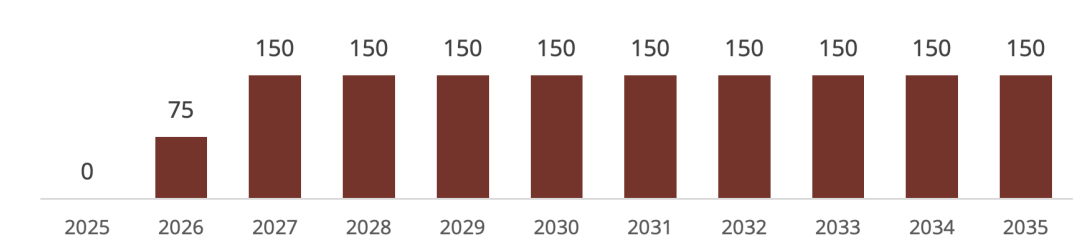
Gráfica 42. Capacidad almacenamiento de crudo (MMb)



Gráfica 43. Capacidad almacenamiento de crudo (MTM)

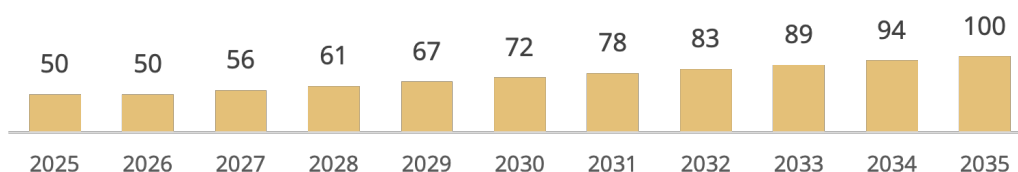


Gráfica 44. Capacidad almacenamiento petrolíferos
(Mb)



Para robustecer la operación del transporte marítimo, se prevé la rehabilitación de ocho buquetanques, con lo cual se contará con la totalidad de las dieciséis embarcaciones que conforman la flota mayor. De igual manera, se eliminarán los pagos por servicios externos al restituir la operación de las quince lanchas existentes y de los quince remolcadores, los cuales podrán prestar servicios a terceros, generando ingresos adicionales para PEMEX.

Gráfica 45. Capacidad disponible flota mayor
(%)



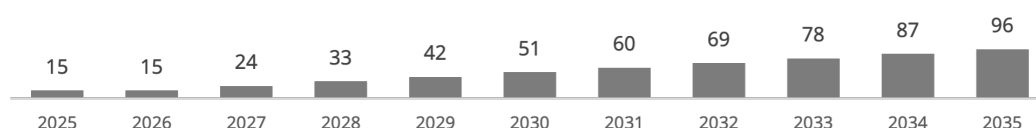
79

Con estas inversiones focalizadas, se estima contrarrestar las siguientes dificultades:

- Pago de demoras por importaciones y exportaciones
- Continuar con el arrendamiento de buquetanques privados
- Desabasto de gas LP

Finalmente, la última estrategia contempla, por una parte, la instalación de equipos de última generación destinados a la medición y control de calidad de los productos, así como la implementación del sistema informático “Unidad Central de Control”, el cual integrará la información a lo largo de toda la cadena de valor de PEMEX. Con un presupuesto de 23,139 Mdp se podrá cumplir cabalmente con los controles volumétricos establecidos por el Sistema de Administración Tributaria, incrementando su cumplimiento del 15% al 96%, lo que representa una mejora del 81% en la gestión y supervisión volumétrica.

Cumplimiento Control Volumétrico
(%)



Por otra parte, resulta imprescindible mantener y calibrar de manera continua los sistemas de medición, a fin de generar certeza en los puntos de transferencia de custodia y garantizar la trazabilidad volumétrica necesaria para detectar desviaciones y pérdidas no operativas en las diversas instalaciones petroleras. Asimismo, estas acciones permiten identificar con precisión la calidad y el volumen del producto recuperado, contribuyendo así a la estrategia integral de seguridad e inteligencia implementada contra el mercado ilícito de combustibles. Dicha estrategia, con una inversión de 10,967 Mdp, se lleva a cabo en estrecha coordinación con la Secretaría de Seguridad y Protección Ciudadana, la Secretaría de la Defensa Nacional, la Secretaría de Marina, la Guardia Nacional, la Fiscalía General de la República, así como con los órganos reguladores del sector energético.

Adicional a lo anterior, se planea desarrollar un sistema digital de control estricto para el acceso de autotanques a instalaciones de almacenamiento y refinerías en Tula, Salamanca y Madero, en colaboración con la Agencia de Transformación Digital y Telecomunicaciones.

El cumplimiento riguroso de las acciones mencionadas permitirá reducir la incertidumbre volumétrica y asegurar la detección oportuna de cualquier sustracción ilícita de productos.

e. Comercialización

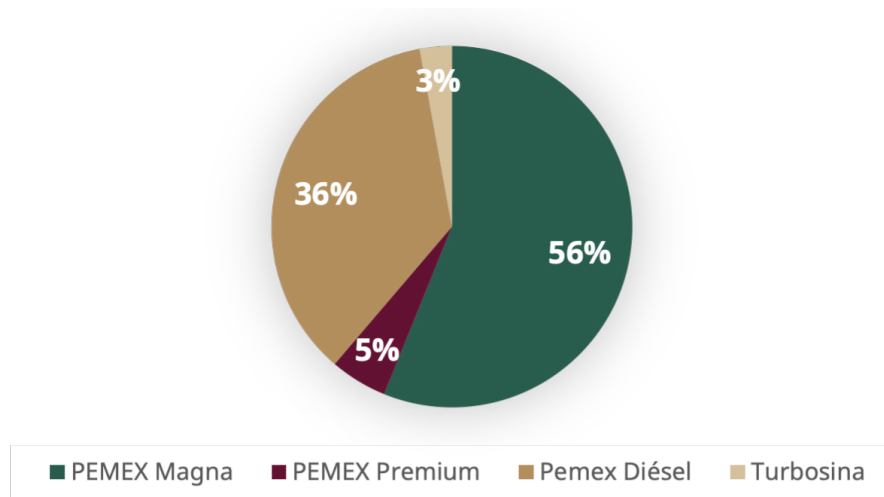
La estrategia comercial de PEMEX busca desarrollar condiciones equitativas para los clientes, fortaleciendo la transparencia de los procesos y abarcando tanto los mercados existentes como las nuevas oportunidades comerciales. Esta iniciativa tiene como objetivo consolidar la presencia comercial de la empresa, contribuyendo así al bienestar económico y al desarrollo nacional.

Comercialización de combustibles

Con el objetivo de incrementar los ingresos de PEMEX y consolidar su posición en el mercado de combustibles, así como asegurar condiciones competitivas en la comercialización de productos, se implementará una estrategia que garantice el establecimiento de precios justos en el mercado. Esta iniciativa busca fomentar el desarrollo de las actividades productivas a la vez que contribuye al acceso equitativo y asequible a los combustibles.

Con estas acciones, PEMEX se consolida como el principal comercializador de combustibles de transporte al tiempo que contribuye a la preservación de la soberanía, seguridad, sostenibilidad, autosuficiencia y justicia energética de la Nación.

Gráfica 46. Integración de ventas de combustibles de transporte 2025

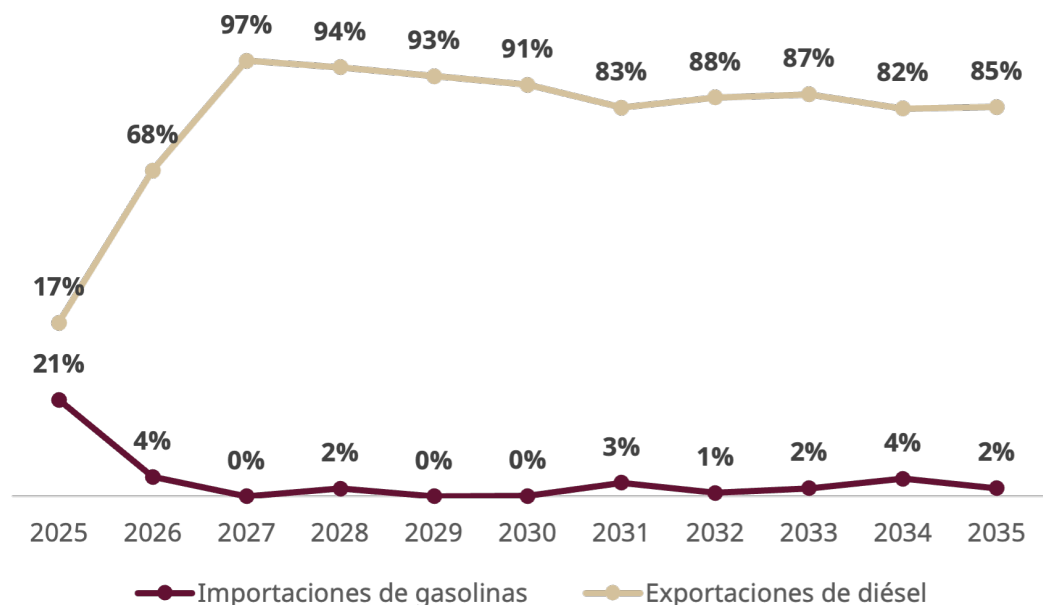


Incremento en las exportaciones de productos petrolíferos

Gracias a la integración de la producción de la refinería Olmeca en la disponibilidad nacional de petrolíferos, de la mano con los mantenimientos programados en las diversas refinerías y la construcción de las plantas coquizadoras en Tula y Salina Cruz, el Plan Estratégico prevé un incremento sostenido en la producción de petrolíferos de alto valor. Esta dinámica permitirá a PEMEX consolidarse, en los próximos años, como exportador neto de diésel, así como reducir significativamente los niveles actuales de importación de gasolinas.

81

Gráfica 47. Porcentaje de exportaciones de diésel e importaciones de gasolinas respecto a la demanda

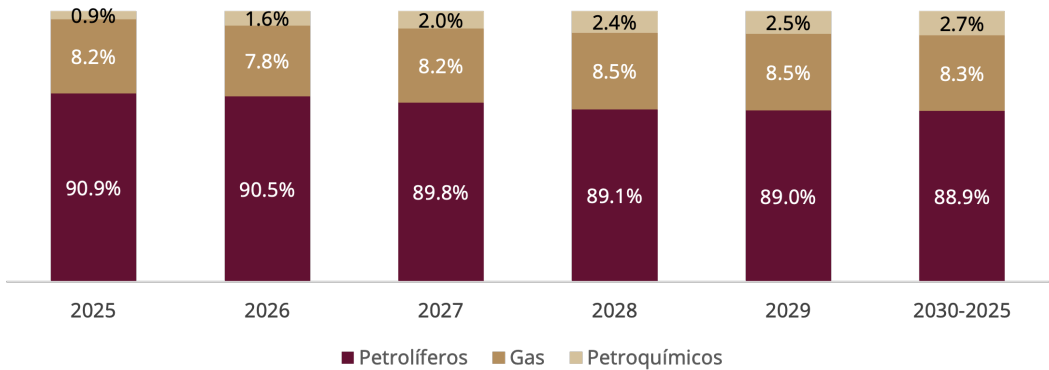


Generación de ingresos por venta de otros productos petrolíferos y petroquímicos

Con el propósito de incrementar los ingresos de PEMEX y fortalecer su presencia en el mercado de otros productos petrolíferos y de petroquímicos, se contribuirá a satisfacer la demanda de insumos de industrias relacionadas con éstos, a través de una estrategia de procesos abiertos y competitivos en su comercialización.

Esta estrategia busca la eficiencia de los procesos comerciales, con el objetivo de optimizar los ingresos de PEMEX, aprovechando al máximo su infraestructura, promoviendo así la apertura y diversificación de los mercados destinados a la adquisición de productos petrolíferos y petroquímicos.

Gráfica 48. Proporción de ventas petrolíferos y petroquímicos



La estrategia integral en el desarrollo de la cadena de valor de PEMEX le permitirá a la empresa pública consolidar su papel como pilar en el desarrollo nacional al tiempo que maximiza sus ingresos a través de la comercialización de productos en esquemas abiertos, competitivos y de precios justos.

f. Administración y servicios

Actualmente, la justicia energética representa para México una forma de entender, analizar y transformar su sistema energético desde una perspectiva basada en principios ambientales, sociales y de gobernanza que de manera integral garantice que sus beneficios y responsabilidades se distribuyan de manera justa. En congruencia con este principio hemos definido la estrategia para la Administración y Servicios enfocada en la eficiencia de los gastos administrativos, promoviendo la disciplina financiera con criterios de austeridad y sostenibilidad.

En apego a la Ley de la Empresa Pública del Estado, PEMEX, se enfoca en la implementación de medidas para mejorar la estructura de costos e incrementar la eficiencia en las operaciones y en el uso de los recursos, eliminando duplicidades y mejorando el aprovechamiento de la infraestructura; a la vez que se mantienen medidas de austeridad y de disciplina presupuestal, asegurando la continuidad de las operaciones y la seguridad de los trabajadores e instalaciones.

De acuerdo con la Ley emitida el 18 de marzo de 2025, el artículo 102, fracción III, establece que se deben implementar lineamientos y programas de austeridad en el gasto y uso de recursos, sin menoscabo de la eficiencia en su operación, conforme a las disposiciones que apruebe el Consejo de Administración de PEMEX, que les permitan generar economías y mejorar su balance financiero.

En este contexto, se emite el Programa de Austeridad de PEMEX, en el que se establece una serie de medidas de racionalidad, austeridad y disciplina presupuestaria, orientadas a optimizar el uso de los recursos públicos, reducir costos administrativos innecesarios, mejorar el control del gasto, generar ahorros sostenibles sin comprometer la continuidad operativa y la seguridad de las instalaciones y el personal; todo ello para contribuir al fortalecimiento de las finanzas de PEMEX. Los rubros que se contemplan en dicho programa incluyen gasto en servicios personales y en gasto corriente (consultorías y asesorías, servicios médicos, regalías, arrendamiento de inmuebles no industriales, mobiliario y automóviles, servicio de papelería, impresión y fotocopiado, entre otros). Entre dichas medidas destacan que a partir del ejercicio 2026, se aplicarán acciones que permitirán la contención de gasto conforme a lo siguiente:

Servicios Personales

El Estatuto Orgánico refuerza esta visión al establecer que cada nivel jerárquico — desde la Dirección General hasta las gerencias operativas— debe conducir sus funciones conforme al Programa de Desarrollo. La vigilancia de su ejecución se realiza mediante mecanismos de auditoría, seguimiento presupuestal y evaluación de desempeño, mientras que su actualización anual permite incorporar innovaciones, atender riesgos emergentes y responder a cambios en el entorno económico. En este sentido, en materia de servicios personales, hemos identificado medidas con impacto directo en la eficiencia del gasto, entre las que destacan:

- Cancelación de 3,051 plazas de confianza, equivalentes al 14 % del total, con un ahorro estimado de 3,507 Mdp.
- Modificación del esquema de pago a personal de plataformas, que generará 1,983 Mdp en ahorros.
- Contención de gastos indirectos, por 212 Mdp.
- Reestructura de créditos de vivienda, con impacto de 360 Mdp.
- Contención de doble erogación de plazas, por 597 Mdp.
- Contención en el incremento salarial tanto de personal de confianza (700 Mdp) como sindicalizado (1,092 Mdp).
- Renivelación a la baja de niveles de mando, con un ahorro proyectado de 1,509.4 Mdp.

Estas acciones permitirán alcanzar un ahorro aproximado de 9,960 Mdp, equivalente al 29% del gasto total para personal de confianza en el ejercicio vigente. Adicionalmente, el presupuesto solicitado para servicios personales en 2026 será de 111,094 Mdp, lo que representa una disminución respecto al valor nominal de 121,054 Mdp estimado sin plan de austeridad. A partir de dicho año, este presupuesto crecerá únicamente al ritmo de la inflación más 1.1% anual hasta 2035.

Gasto corriente

- Contención del gasto en el resto de operación de los siguientes rubros:
- Asesoría y consultoría: 173 Mdp
- Adquisiciones para reparaciones: 145 Mdp
- Servicios médicos: 110 Mdp
- Regalías: 55 Mdp
- Comunicaciones: 49 Mdp
- Arrendamientos: 44 Mdp
- Papelería, impresión y fotocopiado: 39 Mdp
- Otros conceptos de austeridad: 32 Mdp

En conjunto, estas medidas generarán 647 Mdp en ahorros en 2026, con ajustes anuales conforme al índice inflacionario hasta 2035. Las acciones contempladas tienen por objetivo generar ahorros sostenibles, sin comprometer la continuidad operativa, la seguridad industrial ni el cumplimiento de los objetivos estratégicos y estrategias de la empresa. La integración vertical y horizontal junto con el plan de austeridad incrementan la productividad y la eficiencia operativa.

Contrataciones eficientes y compras estratégicas

En línea con los principios de eficiencia operativa, sostenibilidad financiera y aprovechamiento óptimo de los recursos públicos, PEMEX ha puesto en marcha una estrategia integral para optimizar sus procesos de contratación y adquisición. Esta estrategia ha permitido obtener mejores condiciones de precio, calidad y oportunidad en la compra de productos y contratación de servicios, asegurando al mismo tiempo el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la empresa.

Como resultado de estas acciones, se ha logrado un ahorro acumulado de 10,302 Mdp, derivado de la implementación de mecanismos que promueven condiciones más favorables de contratación en 525 contratos. De dicho monto:

- El 86% corresponde a contratos en el área de exploración y extracción, por un total de 8,906 Mdp (186 contratos).
- El 10% proviene de contratos vinculados a procesos industriales y logística, con un ahorro de 987 Mdp (304 contratos).
- El 4% corresponde a contratos transversales y compras consolidadas, con 405 Mdp en ahorros (16 contratos).

Adicionalmente, se han identificado otras medidas relevantes:

- 1,359 Mdp por concepto de ajustes a la baja en tarifas específicas, resultado de la revisión de 137 contratos vigentes mediante la firma de convenios modificatorios.
- 1,817 Mdp por ajustes derivados del análisis de precios unitarios y la revisión de partidas extraordinarias en 309 contratos.
- 11,062 Mdp por la identificación de partidas no críticas, cuya eliminación o modificación será formalizada mediante convenios modificatorios, terminaciones anticipadas e implementación de acciones administrativas.

Estas medidas consolidan una cultura de contratación estratégica y fortalecen los mecanismos de planeación, control y supervisión en toda la cadena de valor, de mantenerse esta tendencia, los ahorros estimados para el periodo 2026-2030 asciendan a aproximadamente 50,000 Mdp, recursos que podrán ser redirigidos hacia proyectos prioritarios con mayor rentabilidad social y económica.

Fortalecimiento institucional

En el contexto de su transformación en empresa pública del Estado, PEMEX se encuentra inmerso en un proceso integral de fortalecimiento institucional que tiene como objetivo consolidar una estructura organizativa más eficiente, moderna y alineada a los principios de transparencia, rendición de cuentas y responsabilidad pública. Transitaremos de una lógica de gestión fragmentada, heredada del esquema de empresas productivas subsidiarias, hacia una conducción centralizada, articulada y con capacidad de rectoría sobre los procesos sustantivos de exploración, procesos industriales, transformación energética, logística, comercialización, y servicios estratégicos.

g. Hacia una nueva empresa energética más sustentable

Durante el periodo comprendido entre 2013 y 2018, cuando se esperaba que la reforma energética impulsaría el desarrollo de proyectos renovables y una transformación profunda del sector, el diagnóstico revela que PEMEX mostró una atención limitada y, en muchos casos, superficial en torno a la transición energética y la protección ambiental. La falta de una visión integral y de inversión en innovación obstaculizó el avance de la empresa en materia de energías de baja huella de carbono, limitando su capacidad de adaptarse a los nuevos retos globales del sector energético.

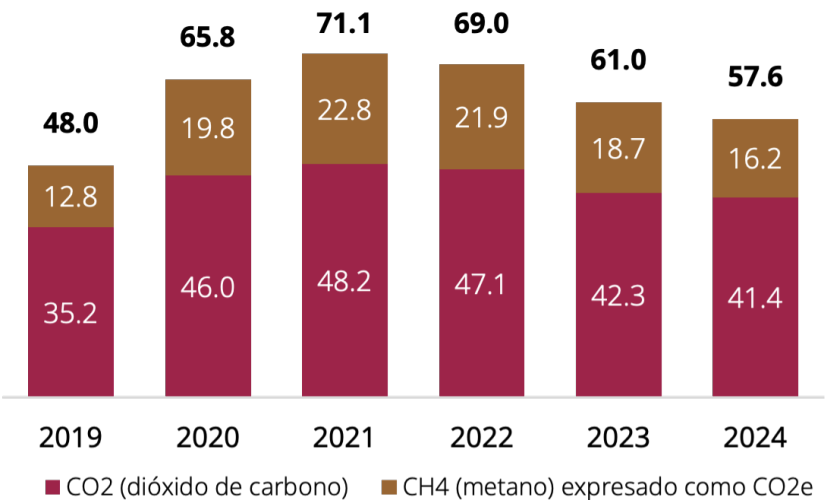
Entre 2018 y 2024, las iniciativas de PEMEX en materia de sostenibilidad marcaron un punto de inflexión, ya que establecieron los cimientos necesarios para que la empresa pudiera diversificar su portafolio y robustecer su compromiso con la transición energética y la protección ambiental.

En la actual administración se promueve el desarrollo de nuevos negocios estratégicos orientados a optimizar los resultados operativos y mejorar el desempeño financiero de PEMEX. Estos proyectos exploran oportunidades de inversión en sectores emergentes que refuerzan los avances de la transición energética: energías alternativas, cogeneración y energías verdes (ver capítulo 4c). La intención es fortalecer el portafolio de activos, generar flujos adicionales de efectivo y contribuir a la sostenibilidad financiera de PEMEX en el mediano y largo plazo.

Es importante señalar que PEMEX enfrenta un entorno complejo que exige una atención prioritaria a los aspectos ambientales, de seguridad industrial y de confiabilidad de su infraestructura. La gestión efectiva de estos factores resulta determinante para asegurar la continuidad operativa, mejorar el desempeño ambiental y energético, y fortalecer la relación con las comunidades aledañas a sus instalaciones. En este contexto, la empresa ha intensificado sus esfuerzos para garantizar el desarrollo y la operación sostenida de la cadena de los hidrocarburos, incorporando medidas orientadas a reducir progresivamente el impacto ambiental de sus actividades.

En materia de emisiones atmosféricas, el dióxido de carbono y el metano constituyen los principales gases de efecto invernadero generados a lo largo de los procesos de producción. No obstante, como resultado de la implementación de programas sistemáticos de mantenimiento, así como de la ampliación de la capacidad de compresión, PEMEX ha logrado incrementar significativamente el manejo y aprovechamiento del gas asociado. Estas acciones han permitido una reducción del 19% en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a la línea base de 2021, lo que evidencia el compromiso institucional con una operación más eficiente, segura y ambientalmente responsable.

Gráfica 49. Emisiones de CO2e ²³



La sustentabilidad más que un requisito expresa una profunda convicción sobre la transformación del modelo de desarrollo nacional. No se trata de sustituir fuentes de energía, sino de reconfigurar estructuralmente las bases sobre cómo se produce. Por ello, el Plan integra el uso eficiente de los recursos energéticos, la reducción de emisiones, el fortalecimiento de la responsabilidad social y el desarrollo de las cadenas productivas nacionales.

Las emisiones de óxidos de azufre representan un área prioritaria de atención dentro de la estrategia ambiental. En 2024, se registró un nivel de emisión de 1,295 MTA, lo que pone de manifiesto la necesidad de acelerar las acciones de mantenimiento y rehabilitación en las plantas recuperadoras de azufre ubicadas en las refinerías y CPG. Este escenario constituye una oportunidad para fortalecer la integridad mecánica de dichas instalaciones e incorporar mejoras tecnológicas que permitan reducir de manera sostenida los niveles de emisión. En este sentido, se prevé la ejecución de inversiones complementarias orientadas a garantizar una operación más limpia, eficiente y alineada con los compromisos de sostenibilidad de la empresa.

²³ Emisiones totales directas (Alcance 1) de GEI.
Emisiones de metano expresadas en dióxido de carbono equivalente.

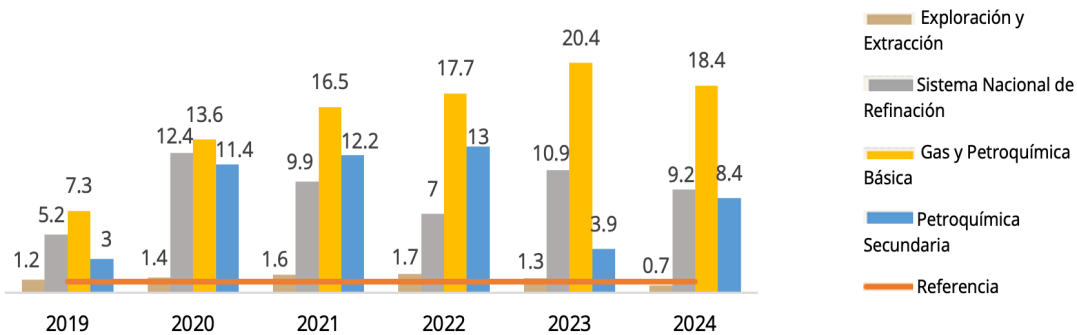
El consumo energético de PEMEX deriva en emisiones de contaminantes. Los combustibles representan más del 80% del consumo de energía utilizada en las operaciones de la empresa. En este contexto, PEMEX ha desarrollado iniciativas para avanzar en la reducción del consumo de energía, lo que resultó en una disminución de 552 a 501 petajoules, entre 2019 y 2024, y que equivale al 9% de reducción del consumo de energía.

En materia de uso de agua, PEMEX ha reducido su extracción mediante procesos de optimización y reutilización. Destaca particularmente el incremento del 55% en su reúso en las refinerías (que representan el 60% del consumo total de agua en PEMEX) con respecto a la línea base 2021, actividad que representa una de las principales demandas de la empresa. Este avance ha contribuido significativamente a reducir el estrés hídrico de las localidades donde se operan estas instalaciones.

En materia de suelos, PEMEX realiza actividades de contención, recuperación y limpieza de sitios contaminados por derrames de hidrocarburos. Durante 2024, se atendieron 149 hectáreas de los activos de producción de la región sur.

Mientras PEMEX avanza en el cumplimiento de sus metas de producción bajo principios de seguridad, protección ambiental y desarrollo sustentable, también ha intensificado sus esfuerzos en materia de confiabilidad operacional. En este sentido, se han observado avances relevantes en el desempeño del índice de paros no programados , reflejo de una mejora progresiva en la gestión de la operación.No obstante, persiste un margen de mejora frente a los estándares de referencia en lo que respecta a causas propias, tales como fallas de equipos, procesos, servicios principales y tiempos de reparación. Cabe destacar que, en el caso de la línea de exploración y extracción, los niveles actuales se encuentran alineados con los estándares de referencia, lo que constituye una señal positiva para el resto de las operaciones.

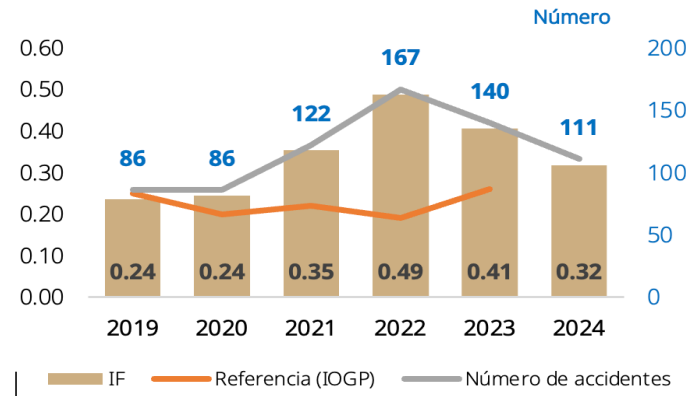
Gráfica 50. Índice de paros no programados (%)



²⁴ Representa el porcentaje de tiempo que un equipo o instalación no está operando por paros no programados.

En materia de seguridad industrial, los esfuerzos institucionales han comenzado a reflejarse en resultados concretos, destacando la disminución del índice de frecuencia de accidentes tras una tendencia al alza observada desde 2021. La empresa trabaja de manera decidida para alcanzar niveles de referencia internacional, como los establecidos por la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.

Gráfica 51. Índice de frecuencia ²⁵



PEMEX ha mantenido su compromiso de responsabilidad social con las comunidades donde opera. La inversión social y las acciones destinadas a generar beneficio en las comunidades con mayor influencia petrolera van de la mano con la creciente actividad desarrollada por PEMEX, logrando pasar de 2,321 Mdp en 2019 a 3,176 Mdp en 2024. Particularmente, en 2024 se destinaron mayores recursos a la rehabilitación de escuelas, operación de unidades médicas móviles, mejoramiento en la prestación de los servicios públicos, desarrollo de infraestructura vial y urbana, implementos agrícolas y de pesca, entre otros.

En cuanto al gobierno y transparencia, se obtuvo una calificación de 96.1 sobre 100 puntos de acuerdo con el índice de integridad corporativa 500; además, se obtuvo una calificación de 100 puntos por parte de la Secretaría de la Función Pública en materia de transparencia, gobierno y datos abiertos.

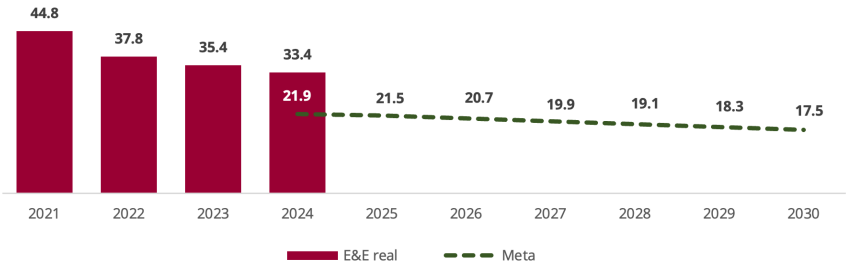
Respecto al establecimiento de metas, es importante destacar que los objetivos en materia de reducción de emisiones de GEI están plenamente alineados con las Contribuciones Nacionalmente Determinadas asumidas por México en el marco del Acuerdo de París. En particular, para el sector petróleo y gas, el compromiso consiste en disminuir para el año 2030 un 14 % de las emisiones de GEI respecto a una línea base inercial correspondiente al año 2013. Este porcentaje de reducción se mantuvo en la más reciente actualización de los compromisos nacionales y se encuentra establecido en la Ley General de Cambio Climático.

Adicionalmente, durante la 26ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, México se sumó al Compromiso Global del Metano, que establece la meta de reducir en un 30% las emisiones de este gas de efecto invernadero con respecto a los niveles reportados en el año 2020. Dicho compromiso ha sido ratificado por PEMEX en su Plan de Sostenibilidad, así como en su reciente adhesión a la iniciativa mundial de cero quema rutinaria.

²⁵ Accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo

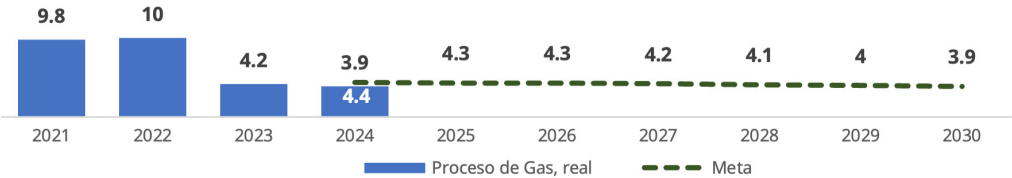
En atención a lo anterior, y en estricta concordancia con las metas establecidas para el sector hidrocarburos por el Gobierno de México a través de la Ley General de Cambio Climático, PEMEX ha definido objetivos específicos para el año 2030 que contemplan la reducción en la intensidad de emisiones derivadas de sus principales actividades productivas. Tales metas se encuentran debidamente incorporadas en el Plan de Sostenibilidad de la empresa y podrán ser actualizadas conforme a los nuevos compromisos que el Gobierno de México establezca, tanto a nivel nacional como para el sector productivo en foros internacionales.

Gráfica 52. Intensidad de Emisiones
E&E, tCO₂e/Mbpce



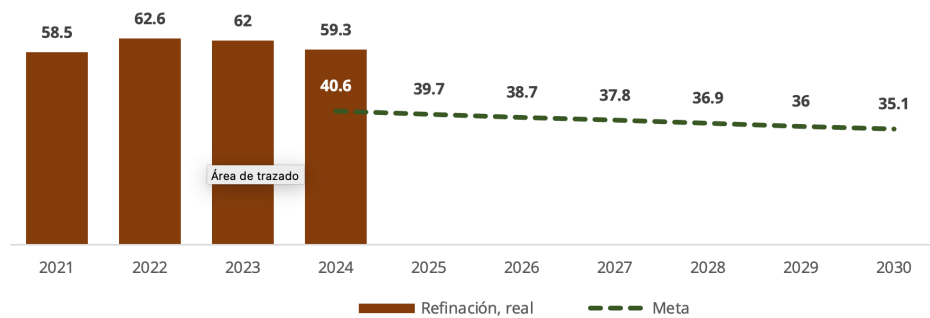
Para las actividades de exploración y extracción se ha planteado una meta de disminución de su intensidad de emisiones en un 61% respecto al valor del año de referencia, 2021. Al primer semestre del 2025, se ha logrado un avance en la reducción planeada del 25.5%. Se espera que se logre la meta a través de la eliminación de las quemas rutinarias y la disminución de emisiones fugitivas, al 2030 con 35.5% adicional.

Gráfica 53. Intensidad de Emisiones
Proceso de Gas, tCO₂e/MMpc



Para las actividades de proceso de gas se contempla una reducción del 60% en la intensidad de emisiones respecto al 2021.

Gráfica 54. Intensidad de emisiones
Refinación, tCO₂e/Mb



La meta para las actividades de refinación es disminuir en un 40% la intensidad de emisiones respecto al año base. Esto se logrará a través de la implementación de proyectos de eficiencia energética, incluidas cogeneraciones, así como de disminución y recuperación de gases a desfuegos.

En términos de óxidos de azufre se incrementó la brecha de emisiones para cumplir con la meta respecto al año base debido a las fallas e intermitencia en la operación de las plantas de recuperación de azufre. La reparación de estas plantas y la disminución en el desfogue de gases amargos permitirán alcanzar la meta propuesta al 2030 de reducir alrededor del 90% en los centros procesadores de gas.

En cuanto al consumo de agua, para las actividades de refinación se ha planteado una meta de 0.27 m³/ b en el índice de su uso. Para alcanzarla se deberá continuar con la identificación y reparación de fugas de agua, vapor y condensados, así como realizar la implementación de mejoras en torres de enfriamiento, unidades desmineralizadoras de agua y otros equipos.

Para las actividades de proceso de gas se planteó una meta de 0.019 m³ / Mpc. Para alcanzar esa meta será necesario continuar con la identificación y reparación de fugas de agua, vapor y condensados, así como realizar rehabilitaciones a equipos con uso de agua, como son los sistemas de efluentes, unidades desmineralizadoras y plantas de tratamiento de aguas negras.

La meta planteada en refinerías es duplicar el nivel de reúso de agua para alcanzar un nivel de 54.4 MMm³. Dicha meta requiere rehabilitar los sistemas de tratamiento de efluentes, así como de las plantas de tratamiento de aguas negras y residuales (65.9%).

Para reducir el pasivo ambiental en un 48.3%, se requiere remediar al menos 361

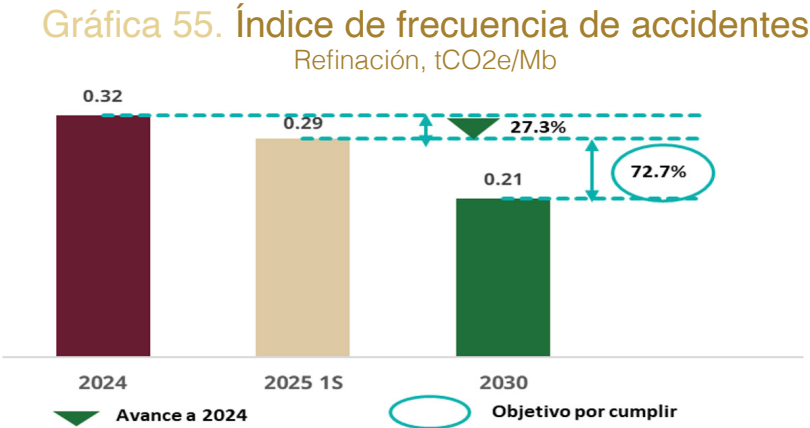
hectáreas en el horizonte 2024-2030.

Con respecto a la eficiencia energética, las áreas están trabajando en el planteamiento de metas para el periodo 2026-2030.

En términos de seguridad, se refuerzan las acciones para evitar la recurrencia de accidentes. Grupos multidisciplinarios desarrollan análisis causa raíz con la finalidad de identificar las causas de los eventos, establecer medidas correctivas y dar seguimiento en su implementación, tanto en el centro de trabajo donde ocurrió el incidente como en instalaciones similares.

La tendencia que muestra la accidentabilidad en PEMEX refleja que las líneas de acción tomadas se ubican en la dirección adecuada; la meta establecida para el índice de frecuencia de accidentes es alcanzar el valor de 0.21 accidentes con incapacidad por cada millón de horas-hombre expuestas al riesgo.

El índice de frecuencia ha presentado una mejora del 27.3% al cierre del primer semestre de 2025 respecto al año anterior, quedando pendiente un 72.7% para alcanzar la meta institucional establecida.



Con el fin de minimizar el número de eventos graves, moderados y menores de seguridad, se ha puesto énfasis en la administración de la seguridad de los procesos.

Justicia social

El Plan reconoce que el desarrollo del sector no puede estar desligado de las necesidades de las personas y de los territorios. Bajo este enfoque, impulsará un conjunto de proyectos que vinculan la actividad energética con beneficios hacia las comunidades, las cadenas productivas locales y el desarrollo regional. La meta a 2035 es aumentar, al menos, en un 20% el contenido nacional por cada proyecto de hidrocarburos. Las metas a alcanzar con este tipo de acciones son las siguientes:

²⁶ Accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo

²⁷ Evento de seguridad de los procesos: pérdida de contención primaria de cualquier material de un proceso, o cualquier evento o condición indeseable que, bajo circunstancias ligeramente diferentes, podrían ocasionar una pérdida de contención primaria. Incluye eventos de pérdida de contención por falla del contenedor primario o sus accesorios durante el transporte terrestre o marítimo de equipos operados por personal de Petróleos Mexicanos (fugas, derrames, desfuegos, conatos de incendio, incendios, activación de dispositivos físicos de seguridad, etc.).

Incrementar el contenido nacional: en coordinación con la Secretaría de Economía y con empresas privadas con presencia en el sector, se impulsará una estrategia de contenido nacional con enfoque territorial. Esto significa que se priorizará el uso de bienes, servicios y mano de obra mexicana en los proyectos estratégicos de Pemex y en asignaciones mixtas, con énfasis en regiones energéticas clave como el sureste del país. Este contenido nacional no se limitará a la proveeduría tradicional, será una estrategia integral de articulación productiva. Incluirá mecanismos de transferencia de tecnología, fortalecimiento de capacidades técnicas locales y desarrollo de proveedores regionales.

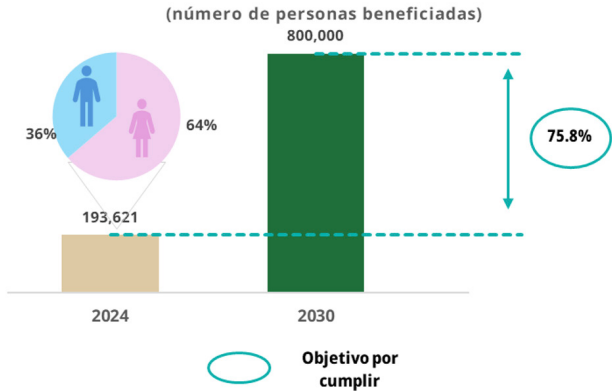
Encadenamiento productivo: los proyectos con contenido nacional serán diseñados para responder a necesidades puntuales de las cadenas de valor del sector, permitiendo que la industria nacional crezca de manera ordenada y alineada con las metas de autosuficiencia. Se promoverá la creación de clústeres energéticos con impacto social, generando empleo de calidad, arraigo productivo y oportunidades de capacitación para jóvenes y comunidades cercanas a las zonas de operación.

Presupuesto con sentido de justicia territorial: los recursos destinados a proyectos sociales será canalizado prioritariamente a infraestructura social como caminos, escuelas, accesos, servicios básicos, y obras vinculadas con la operación energética que también beneficien a las comunidades. Así, el desarrollo energético será también desarrollo humano y territorial, en un modelo que no solo extrae valor de los recursos, sino que lo redistribuye con visión de equidad y responsabilidad social.

Con esta visión integral, el componente social adquiere un papel central. La gestión del entorno en la relación de PEMEX con las comunidades donde opera se fortalecerá mediante líneas de acción orientadas a la responsabilidad social, con el propósito de mejorar la calidad de vida de las personas y propiciar prosperidad comunitaria. Estas acciones se alinearán con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Organización de las Naciones Unidas, asegurando que el desarrollo energético impulse también un desarrollo humano sostenible y equitativo.

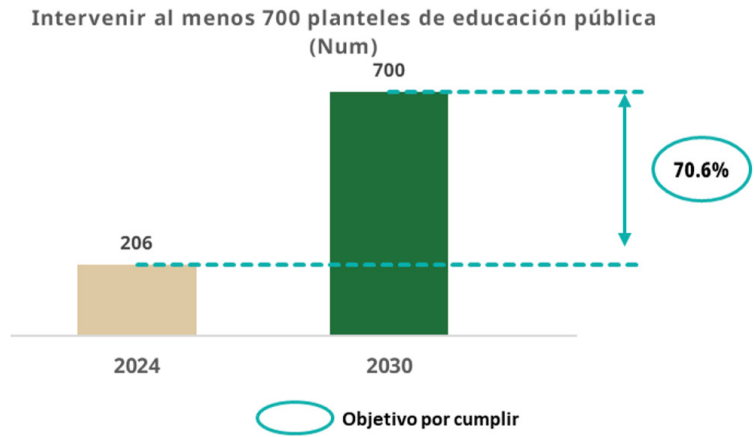
La primera línea de acción se enfoca a Mejorar el acceso a servicios de salud de calidad y reducir la mortalidad prematura por enfermedades prevenibles, mediante la operación de unidades médicas móviles, equipamiento y modernización de infraestructura en clínicas y hospitales. PEMEX implementó acciones que beneficiaron a 193,621 personas durante 2024, de las cuales 123,437 fueron mujeres, lo que equivale al 64% del total de beneficiarios. El objetivo de esta línea de acción es alcanzar un padrón de 800,000 personas beneficiadas de manera acumulada hasta 2030 donde más del 50% sean mujeres.

Gráfica 56. Acceso a servicios de salud



En cuanto a la línea de acción Impulsar el desarrollo educativo en comunidades mediante la construcción, adecuación y equipamiento de instalaciones educativas fueron intervenidos 206 planteles de educación pública con acciones de responsabilidad social durante 2024. Al respecto, la meta es mejorar al menos 700 planteles de educación pública de manera acumulada hasta 2030.

Gráfica 57. Desarrollo educativo en comunidades



En la línea de acción Fortalecer capacidades de gobiernos locales para la prestación de los servicios públicos básicos requeridos para el bienestar, la seguridad y el desarrollo de los individuos y las comunidades, mediante la entrega de vehículos, equipamiento especializado y combustibles, PEMEX apoyó a diez estados (Campeche, Chiapas, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz) y veintiséis municipios. Al respecto, el objetivo hacia 2030 es incrementar los apoyos a gobiernos locales hasta alcanzar al menos 46 municipios (21.7%).

Por último, en la línea de acción Contribuir a la recuperación del espacio público, mediante la construcción y rehabilitación de infraestructura urbana; para fortalecer el tejido social, así como promover la inclusión social y el acceso a zonas verdes y espacios públicos seguros, inclusivos y accesibles, durante 2024 se materializaron 15 acciones en la recuperación de espacios públicos. Ello significó una inversión de 35.6 Mdp destinados a: la construcción y equipamiento de dos parques, la construcción de seis domos para canchas y espacios públicos de usos múltiples, la construcción de un tianguis campesino, suministro y colocación de un paquete de tres juegos infantiles, la rehabilitación de una unidad deportiva, entre otras. El objetivo es intervenir al menos 130 espacios públicos de manera acumulada a 2030.

En el tema de buen gobierno, PEMEX se ha enfocado en fortalecer los temas de responsabilidad corporativa y transparencia, orientando su estrategia a reforzar la cultura de cumplimiento y de cero tolerancia a la corrupción.

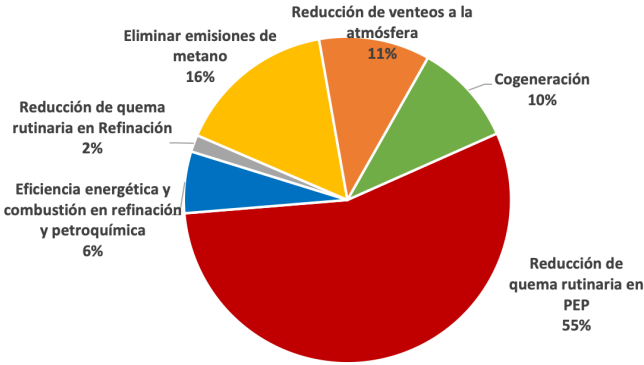
Durante 2024, los avances de la línea de acción de cumplimiento dieron continuidad a la implementación del programa “PEMEX Cumple”. Al cierre de ese mismo año, se registró un total de 56,122 trabajadoras y trabajadores capacitados, lo que implicó llegar al 293% en el indicador de capacitación integral, superior a la meta prevista de 90%²⁸. La meta es mantener un nivel superior al referido.

En el marco de la línea de acción Cero tolerancia a la corrupción, al cierre de 2024 se recibieron 2,746 solicitudes que cumplían con los requisitos establecidos. De éstas, se emitieron 2,495 opiniones de viabilidad a través del Sistema de Evaluación de Terceros, como paso previo a la celebración de acuerdos comerciales. Este resultado representó un cumplimiento promedio anual del 90.7% en el indicador “Aplicación del proceso de evaluación a terceros”, superando en 0.7 puntos porcentuales la meta establecida de 90%. Para el periodo 2025-2030, se mantiene como objetivo aplicar dicho mecanismo al menos al 90% de los casos anualmente.

Líneas estratégicas para reducción de emisiones

PEMEX continuará incorporando acciones de sostenibilidad ambiental a lo largo de las cadenas productivas, además de explorar las oportunidades de baja huella de carbono.

Gráfica 58. Potencial de mitigación de GEI en PEMEX hacia 2030



Las emisiones derivadas de la producción y el potencial de mitigación identificado, permitirán reducir en 25 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MMton CO₂e) en 2030, con un requerimiento de inversión de 15 MMdd.

Las iniciativas para lograrlo incluyen:

- Infraestructura para incrementar la capacidad de manejo de gas y reducir la quema rutinaria.
- Reinyección de gas húmedo amargo a yacimientos.
- Conversión de bombeo neumático a gas a bombeo electrocentrífugo.
- Instalación de estación de compresión para el envío de gas de baja presión a CENAGAS.
- Adquisición de motocompresores para la compresión de gas dulce para su aprovechamiento.
- Compra de equipos de compresión para recuperación de gases a desfogue en procesos industriales.
- Instalación de quemadores de alta eficiencia.
- Atención de programas de detección y reparación de fugas para reducción de emisiones de metano.
- Implementación o mejora de los sistemas de medición en todas las áreas productivas de la empresa.
- Proyectos de cogeneración.

²⁸ Esta meta integra la capacitación de los cursos: Nuestros códigos, Política Anticorrupción, Conflicto de intereses y temas de Transparencia, Acceso a la información y Protección de datos personales..

Los escenarios de incremento de producción de crudo y gas, así como su mayor procesamiento en las refinerías y en los complejos procesadores de gas están alineados con las metas establecidas para el sector hidrocarburos y para PEMEX. Al respecto y, considerando las iniciativas de reducción de emisiones de GEI en las líneas de negocio de la empresa, se podrán alcanzar las metas planteadas.

Conforme al Plan de Sostenibilidad se tiene la ambición de emisiones netas cero hacia el año 2050, por lo que se evalúa la estrategia de descarbonización de la empresa considerando de manera adicional, los proyectos de transición energética como parte de la nueva estructura y visión de PEMEX.

5 Estrategia de capitalización y financiamiento de PEMEX

Introducción

En un entorno energético global, en constante evolución, PEMEX reconoce la importancia de actuar con responsabilidad, visión estratégica y resiliencia, confirmando su papel como una entidad pública sólida, capaz de seguir contribuyendo a la seguridad energética del país y al bienestar del pueblo mexicano.

La presente Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento considera la mejora continua en la operación financiera en términos de eficiencia, disciplina, gestión de riesgos y optimización de procesos. Así mismo, honra el uso responsable de los recursos.

Para ello, PEMEX, SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), trabajan coordinadamente en la ejecución de esquemas financieros para fortalecer la posición financiera de la empresa, así como para lograr la estabilidad y resiliencia necesarias para asegurar su continuidad operativa y financiera. Estos esquemas disminuirán los niveles de endeudamiento a rangos que aseguren el acceso a fuentes de financiamiento de manera oportuna y en condiciones competitivas.

PEMEX ratifica su compromiso para que sus proyectos productivos se implementen bajo los principios de economía moral, por lo que prioriza la oportunidad, la rentabilidad, la eficiencia, la responsabilidad, la transparencia, la ética, y la mejora continua, con el apoyo de enfoques y acciones financieras sostenibles e innovadores que se traducen en un uso óptimo de los recursos.

En línea con la transparencia y la rendición de cuentas, la empresa dará a conocer los avances en la implementación de esta Estrategia a las partes interesadas, para que cuenten con información relevante para sus procesos de decisión y puedan identificar oportunidades para sumarse al esfuerzo de contribuir al desarrollo económico y social del país.

Situación actual

Los primeros resultados de la empresa en 2025 son positivos. La utilidad neta acumulada al primer semestre fue de 16.2 MMdp, explicada en parte por la disminución en el costo de lo vendido de 14.3%. Al considerar el EBITDA (resultados antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones), que mide la generación de valor a partir de la actividad sustantiva, PEMEX generó 51 MMdp adicionales, respecto al primer semestre de 2024. En lo que respecta a la inversión capitalizable, durante el primer semestre de 2025 se ejercieron 89 MMdp, de los cuales el 92% se destinó a actividades de exploración y extracción.

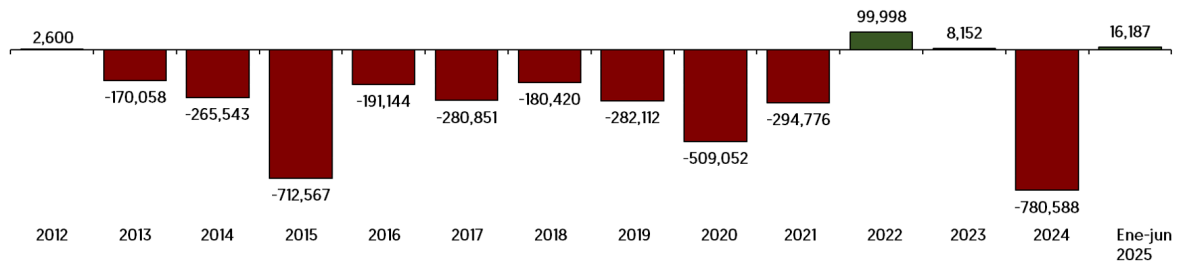
La calificación crediticia de la empresa emitida por Fitch Ratings se elevó de B+ a BB, con perspectiva estable, derivado de la exitosa operación anunciada por SHCP en julio de 2025 de notas pre-capitalizadas, para proveer de liquidez a PEMEX.

En ese sentido, el respaldo del Gobierno Federal a la empresa ha sido, y continuará siendo, un elemento clave para sus finanzas, a través de esta Estrategia, diseñada y en ejecución de manera coordinada con SHCP y SENER.

La Estrategia y los resultados del Plan Estratégico 2025 - 2035 de PEMEX van a reforzar su posición financiera, de tal forma que cuente con los recursos suficientes para cubrir sus proyectos de inversión, sus gastos operativos y compromisos de deuda.

Hasta 2021, los resultados contables netos de la empresa presentaron pérdidas. En la gráfica 59 se observa la evolución de los resultados netos desde el 2012. Estas pérdidas derivan, principalmente, del deterioro operativo, la alta carga impositiva y el incremento en el endeudamiento observados hasta 2019.

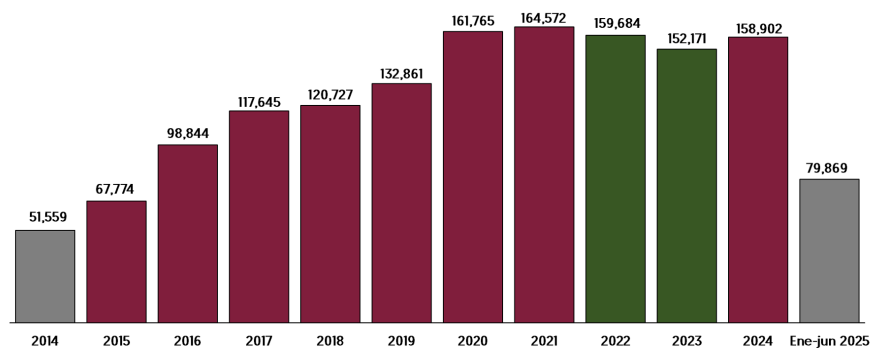
Gráfica 59. Resultado neto
(Mdp)



Fuente: PEMEX

La deuda creciente incrementó el costo financiero (gráfica 60) y el apalancamiento de la empresa (gráfica 61), disminuyendo la posibilidad de financiar sus proyectos de inversión con recursos propios y, por lo tanto, incrementando su necesidad de financiamiento.

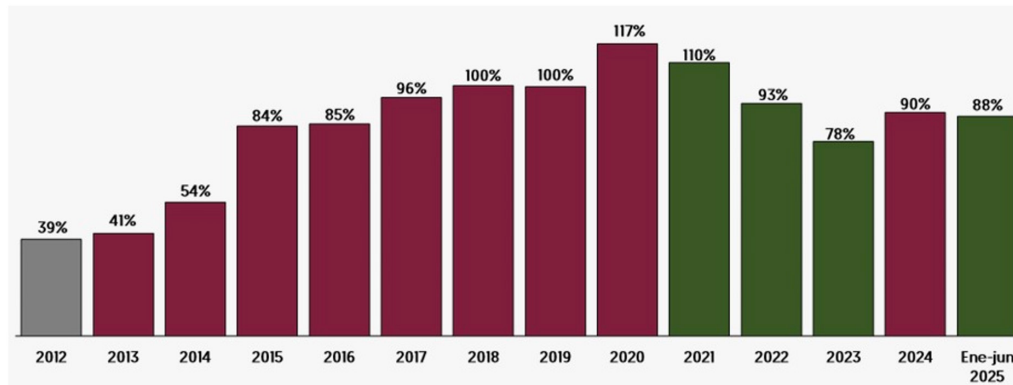
Gráfica 60. Costo financiero de la deuda de PEMEX
(Mdp)



Fuente. Estados financieros dictaminados 2014 – 2024 y preliminares al 30 de junio de 2025.
Nota. No considera ingresos financieros ni rendimiento en instrumentos financieros derivados.

Esta situación tuvo un impacto negativo en su calificación crediticia y restringió el acceso a fuentes de financiamiento en condiciones favorables y sostenibles, acentuado la dependencia de alternativas más expuestas a la volatilidad y a los ciclos de política monetaria.

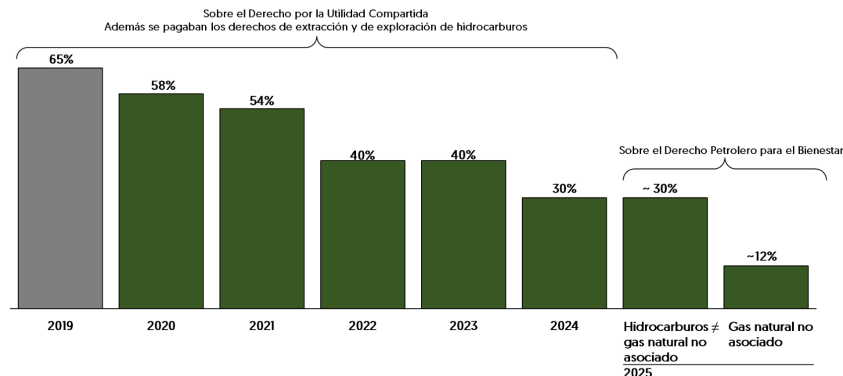
Gráfica 61. Deuda financiera total / activos totales de PEMEX (%)



Fuente: Estados financieros dictaminados PEMEX 2012-2024 y preliminares a junio de 2025.
Nota: El indicador se calcula dividiendo la deuda financiera total entre el activo total.

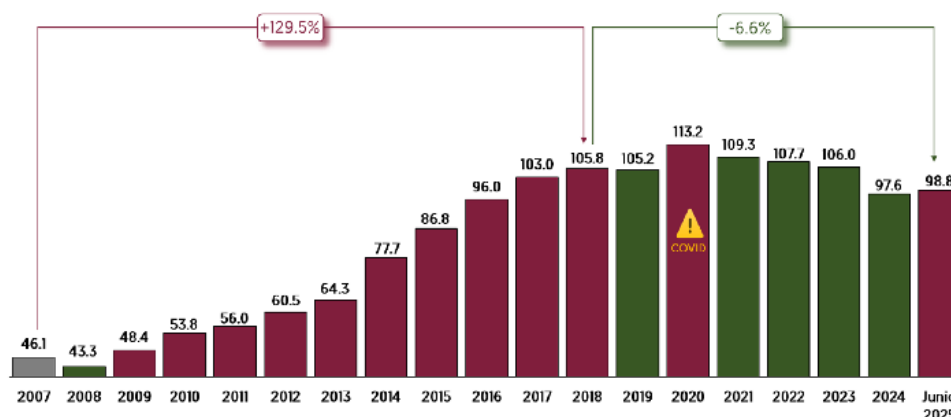
Derivado del esfuerzo compartido del Gobierno Federal y PEMEX, desde 2019 se han reducido la carga fiscal aplicada a la empresa (gráfica 62) y el saldo de la deuda financiera (gráfica 63). Adicionalmente, como resultado de la reforma a las leyes secundarias que se aprobó el 18 de marzo de 2025, la disminución en la tasa impositiva se incorporó de forma permanente en la regulación, toda vez que, hasta antes, la tasa se ratificaba cada año a través de la Ley de Ingresos de la Federación. Esto da certidumbre a las finanzas de PEMEX.

Gráfica 62. Evolución de la tasa impositiva de PEMEX (%)



Fuente. PEMEX

Gráfica 63. Evolución del saldo de la deuda financiera de PEMEX
(Miles de millones de dólares)

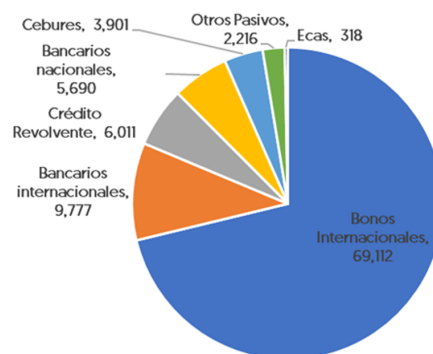


Fuente. Estados financieros dictaminados 2007 - 2024 y preliminares al 30 de junio de 2025.

Al 30 de junio de 2025, el saldo de la deuda financiera asciende a 98,786 millones de dólares (gráfica 63), de los cuales 1,763 millones de dólares (mdd) corresponden a intereses devengados. Del saldo de la deuda sin intereses devengados (97,024 mdd), el 71.2% corresponde a bonos internacionales, 10.1% a créditos bancarios internacionales, 6.2% a créditos revolventes, 5.9% a créditos bancarios nacionales, 4.0% a Certificados Bursátiles (Cebures), 2.3% a otros pasivos y 0.3% a préstamos con garantía de agencias de crédito a la exportación (ECAS) (gráfica 64).

Gráfica 64. Saldo de la deuda financiera de PEMEX por tipo de mercado
(Miles de millones de dólares)

Total = 97,024 millones de dólares



Fuente. Estados financieros dictaminados 2007 - 2024 y preliminares al 30 de junio de 2025.
Nota. No incluye intereses devengados.

La deuda financiera de corto plazo de PEMEX representa todas las obligaciones de pago con vencimiento dentro de los siguientes 12 meses (tabla 17). Al 30 de junio de 2025, del total de la deuda, 28,025 Mdd corresponden a deuda de corto plazo, compuesta principalmente por vencimientos parciales en el corto plazo de financiamientos de largo plazo programados (11,252 Mdd), créditos bancarios (8,998 Mdd), líneas de crédito revolventes (6,011 Mdd) y los intereses devengados (1,763 Mdd).

Tabla 17. Deuda de corto plazo de PEMEX al primer semestre de 2025

Mdd	
Deuda programada de largo plazo	11,252
Deuda bancaria	8,998
Líneas de crédito revolventes	6,011
Intereses devengados	1,763
Total	28,025

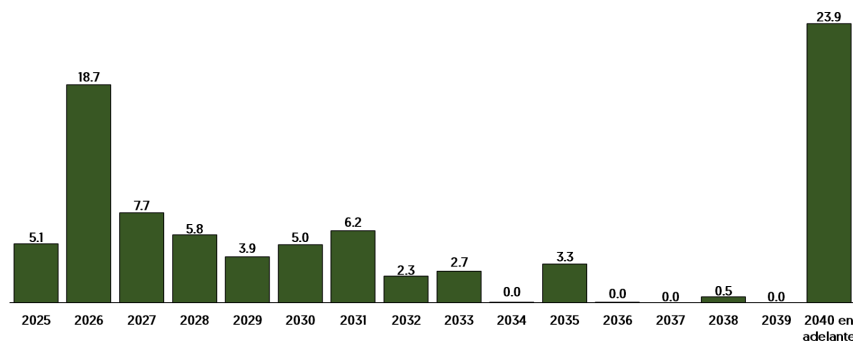
Fuente: PEMEX.

La mayor parte de la deuda bancaria consiste en créditos bilaterales de corto plazo, los cuales se renuevan de manera regular. Respecto a las líneas de crédito revolventes, si bien las disposiciones se contabilizan como deuda de corto plazo conforme a su disposición, en su mayoría son líneas comprometidas de largo plazo.

El perfil de vencimientos de la deuda financiera de PEMEX muestra una concentración importante en los siguientes dos años (gráfica 65). Para lo que resta del 2025 se tienen amortizaciones por 5.1 MMdd, y para 2026 por 18.7 MMdd, el monto más alto programado para los siguientes años.

Por tanto, es necesario mejorar la estructura de los pasivos de corto plazo y promover esquemas de financiamiento a más largo plazo, distribuidos en años con pocas acumulaciones de amortizaciones, que permitan suavizar la curva y preservar la liquidez operativa de la empresa.

Gráfica 65. Perfil de vencimientos de la deuda financiera de PEMEX al 30 de junio de 2025
(Miles de millones de dólares)



Fuente: PEMEX.

Nota: No incluye créditos revolventes ni otros pasivos de corto y largo plazo. No incluye intereses devengados.

En cuanto a la deuda comercial con proveedores y contratistas, ésta refleja una tendencia creciente en años previos. Si bien durante 2025 se han realizado pagos vencidos, estos pagos comprometen recursos presupuestarios que deben destinarse a la operación sustantiva y otras necesidades productivas del ejercicio.

En este contexto y considerando que Petróleos Mexicanos es una empresa pública estratégica para el desarrollo económico y energético del país, se está implementando la Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento que aquí se presenta, diseñada con un enfoque integral, orientada a mejorar la posición de liquidez de la empresa pública y fortalecer su balance financiero.

Desarrollo

El objetivo de la Estrategia es asegurar que PEMEX cuente con los recursos necesarios para su operación, preservar la estabilidad de su cadena de suministro y reducir su dependencia de financiamiento de corto plazo. Para ello, el respaldo del Gobierno Federal es un elemento clave, mediante los esquemas financieros diseñados e implementados conjuntamente por SHCP, SENER y PEMEX.

Dicho respaldo tiene como objetivo fortalecer la posición operativa y financiera de la empresa, permitiéndole enfrentar los retos de los siguientes años y contar con finanzas sólidas que le permitan afrontar con éxito los desafíos de largo plazo.

La Estrategia combina aportaciones de capital, refinanciamiento de deuda, disciplina operativa y financiera, sostenibilidad, y mantiene el uso eficiente de las aportaciones del Gobierno Federal. Se va a disminuir de manera progresiva el apalancamiento y se concretarán operaciones de refinanciamiento a mayores plazos, a través de instrumentos innovadores como las notas pre-capitalizadas mencionadas.

Además, se están implementando mecanismos alternativos como vehículos financieros, con el fin de obtener recursos para la inversión y atender los pagos a proveedores y contratistas. Lo anterior permite aliviar las presiones de liquidez de PEMEX, optimizar el costo financiero y abrir el acceso a los mercados.

En concordancia con el Plan de la empresa, la Estrategia prioriza la inversión en proyectos con mayor generación de valor y menor riesgo, e incorpora elementos de sostenibilidad, destinando recursos a proyectos con impacto ambiental o comunitario. La Estrategia no sólo estabiliza las finanzas de la empresa, sino también consolida su papel estratégico en la transición energética nacional.

De forma interna, la Estrategia implementa ajustes en la operación financiera y en la gobernanza del proceso financiero, con el fin de potenciar la generación de ingresos y la reducción de costos en la operación sustantiva, así como de asegurar un uso responsable y eficiente de los recursos de manera sostenible, y de evitar que se vuelvan a presentar los niveles de endeudamiento actual.

La Estrategia está articulada sobre 5 pilares:

1. Gestión de la deuda financiera y comercial.
2. Optimización de la operación financiera.
3. Financiamiento de la inversión.
4. Buen gobierno en el proceso financiero.
5. Esquema de financiamiento sostenible y programas con criterios ASG.

1. Gestión de la deuda financiera y comercial

La gestión integral de la deuda financiera y comercial está enfocada en reducir riesgos de refinanciamiento, mejorar el perfil de vencimientos, disminuir el costo financiero y mantener la continuidad operativa. Para ello, se están desplegando esquemas de refinanciamiento coordinados con la SHCP, como las Notas Pre-Capitalizadas anunciadas en julio de 2025, que otorgan liquidez sin implicar una garantía directa del soberano.

De forma simultánea, se implementa una estrategia de saneamiento de pasivos comerciales, priorizando mecanismos de pago sin incrementar el endeudamiento neto. El objetivo es optimizar las condiciones de financiamiento disponibles, a través del manejo eficiente de los límites de endeudamiento y de la implementación de estrategias de financiamiento que consideren las características particulares de cada mercado, obteniendo ventajas en términos de oferta, costo, plazos y otros elementos clave.

Además, PEMEX continúa utilizando las aportaciones de capital del Gobierno Federal previstas en el Presupuesto de Egresos de la Federación para cubrir parte de las amortizaciones de deuda.

a. Se reducirá la deuda bancaria de corto plazo

Como se ha expuesto, al cierre del primer semestre de 2025, la deuda bancaria de corto plazo es de 8,998 Mdd. Se prevé reducir la exposición a este tipo de financiamiento, mediante la optimización del uso de las aportaciones del Gobierno Federal, la ejecución de operaciones de refinanciamiento a mayor plazo y, en su caso, el uso de los ingresos excedentes del petróleo para amortizar anticipadamente estos pasivos o liberar líneas revolventes.

En este contexto, y como parte de la Estrategia, la SHCP anunció en julio de 2025 una operación de emisión de Notas Pre-Capitalizadas. Este instrumento le permite a PEMEX acceder a recursos de corto plazo sin implicar una garantía directa del Gobierno Federal. La operación se encuentra dentro de los límites de endeudamiento autorizados y busca mejorar la liquidez, optimizar el perfil de vencimientos y reducir el costo financiero.

La disminución en la dependencia de financiamiento de corto plazo contribuye a fortalecer el perfil financiero de PEMEX, mejorar su posición de negociación con instituciones financieras y ampliar el acceso a fuentes alternas de financiamiento en condiciones más favorables de costo y plazo. Asimismo, permite reducir el costo financiero de la empresa y optimizar el del Sector Público.

b. Se busca suavizar el perfil de vencimientos de bonos internacionales durante la administración

Se encuentra en ejecución un esquema conjunto de manejo de pasivos con el Gobierno Federal orientado a suavizar el perfil de vencimientos y reducir el costo financiero. Ambas medidas mitigan el riesgo de refinanciamiento de la deuda. Se contemplan

actividades de financiamiento de largo plazo que permitan reducir las presiones por vencimientos durante los próximos años, dando preferencia a refinanciamientos que trasladen obligaciones hacia años con menor carga financiera; favoreciendo una gestión eficiente del flujo de efectivo.

En coordinación con SHCP y SENER, PEMEX está rediseñando el calendario de vencimientos, de modo que los pagos del servicio de la deuda estén mejor distribuidos en el tiempo y alineados al modelo de negocio de largo plazo de la empresa. Esto da mayor previsibilidad presupuestaria y una mejor sincronización con los ingresos operativos esperados.

Tales medidas no sólo atenúan las presiones de liquidez en los próximos años, sino que también refuerzan la posición financiera de la empresa ante los mercados, contribuyendo a una transición ordenada hacia fuentes de financiamiento más estables y sostenibles.

c. Se atiende la deuda con proveedores y contratistas

Se trabaja en la atención de pasivos comerciales con proveedores y contratistas. Esta medida establece condiciones adecuadas de liquidez en la cadena de suministro, fortalece la relación con los contratistas y promueve la continuidad operativa de los proyectos de inversión. La ejecución se hará de acuerdo con calendarios establecidos, conforme a la disponibilidad de recursos y bajo criterios de transparencia y equidad.

A través de esta estrategia, se reduce el ciclo de pago a proveedores a niveles consistentes con estándares internacionales, se eliminan cuellos de botella en la operación, se mejora la posición de negociación en la contratación de bienes y servicios y se reafirma la confianza de los proveedores.

2. Optimización de la operación financiera

La optimización de la operación financiera es esencial para mejorar de forma estructural el balance general de la empresa y fortalecer la generación de flujo de efectivo en el mediano y largo plazo. Se consideran medidas orientadas a incrementar la eficiencia operativa y promover el uso responsable de los recursos y la rendición de cuentas.

Entre las acciones más relevantes se encuentra la instrumentación de controles vinculados a resultados y flujos de efectivo, mediante los cuales se orientan los recursos a las actividades que generan valor y bajo esquemas de rendición de cuentas compartidos con SHCP y SENER. Estos esfuerzos tienen por objeto evitar déficits estructurales, mejorar la disciplina financiera de la empresa y consolidar una cultura financiera orientada a resultados sostenibles.

a. Estrategia de control presupuestario

El control presupuestario se fortalece para promover la asignación de recursos con prioridad en las actividades que generen valor, en la austeridad, en un ejercicio eficiente del gasto, en la responsabilidad y disciplina en el uso de los recursos, así como en un uso racional y estratégico de los mismos.

Se contempla la alineación del ejercicio del presupuesto, de tal forma que los recursos destinados al gasto corriente o de inversión sean congruentes con los programas operativos y proyectos inscritos en el portafolio de inversión de PEMEX. Igualmente se continúa con la evaluación periódica del gasto para identificar desviaciones presupuestales, dimensionar su impacto y tomar acciones correctivas inmediatas que eviten presiones sobre el flujo de efectivo.

Los procesos de planeación se refuerzan, utilizando modelos de escenarios, lo que permite reorientar recursos de forma flexible ante variaciones en precios del crudo, tipos de cambio o condiciones macroeconómicas adversas. Asimismo, se reducen gastos administrativos en línea con el programa de austeridad, manteniendo la eficiencia operativa en un contexto de optimización de recursos.

b. Fortalecimiento de los criterios económico-financieros para la evaluación de proyectos de inversión

Se está robusteciendo el proceso de evaluación y priorización de los proyectos de inversión mediante la implementación de criterios económico-financieros más rigurosos. La toma de decisiones se sustenta en análisis detallados que consideran el equilibrio entre rentabilidad, riesgo y alineación con los objetivos estratégicos de la empresa.

Los proyectos con mayor generación de valor se priorizan con base en el retorno sobre la inversión, impacto en la autosuficiencia energética y sostenibilidad operativa, impulsando aquellos con flujo de efectivo incremental, lo que promueve la capacidad de autofinanciamiento del portafolio. Además, se incorporan proyectos con participación del sector privado en toda la cadena de valor, con el objetivo de complementar las capacidades técnicas, operativas, financieras y de ejecución de PEMEX.

De igual forma, se establecen mecanismos de seguimiento y evaluación periódica que permiten reorientar recursos en función del desempeño y resultados de los proyectos. Esto fomenta la eficiencia en la asignación de recursos, al evitar destinar flujo de efectivo a proyectos que han dejado de cumplir con los criterios de rentabilidad bajo los que fueron aprobados.

c. Estrategia de administración de riesgos

El marco integral de gestión de riesgos empresariales se robustece con el propósito de anticipar y mitigar la exposición a factores que puedan tener impacto negativo en el valor económico y la continuidad operativa de la empresa. Para lo anterior, se refuerzan los análisis que permiten evaluar la frecuencia y el impacto de los riesgos, a fin de gestionarlos oportunamente.

Se mantiene la estrategia de coberturas para mitigar la exposición de PEMEX ante la volatilidad de los precios del crudo y de posibles reducciones en los crack spreads de petrolíferos.

Las métricas de cumplimiento ambiental y social se refuerzan como parte del sistema de riesgos, incluyendo la prevención de contaminación, gestión de residuos y planes de reducción de emisiones. Asimismo, se mejoran los planes de seguridad para el personal operativo y los protocolos de respuesta ante crisis, como parte de la mitigación de riesgos operativos.

d. Estrategia de desinversión en activos no estratégicos o no rentables y de reestructura de empresas filiales

La Estrategia contempla la desinversión en activos no rentables, con el propósito de liberar recursos actualmente comprometidos en activos subutilizados o de bajo rendimiento, para reorientarlos hacia proyectos con mayor rentabilidad y valor estratégico para la empresa.

La identificación de activos a ser desincorporados aplica criterios precisos como bajos niveles de rentabilidad ajustada por riesgo y, en su caso, se van a utilizar mecanismos de salida diversificados tales como la venta directa, cesión de derechos o liquidación ordenada, dependiendo de la naturaleza de cada activo.

En lo que respecta a empresas filiales, PEMEX mantiene actualmente participación accionaria en 44 empresas que le brindan mecanismos de protección jurídica, así como el aprovechamiento de esquemas de participación internacional y flexibilidad para adaptarse al mercado.

Las empresas filiales coadyuvan, entre otras actividades, con la colocación de crudo en el mercado internacional, el desalojo de residuales y apoyo en el abastecimiento de la demanda nacional de gas y petrolíferos, y la producción de fertilizantes. Por lo tanto, se está reestructurando el conjunto de filiales, con el fin de tener un mejor gobierno corporativo sin descuidar la mitigación de riesgos y la alineación con los objetivos estratégicos de la empresa con perspectivas a mediano y largo plazo.

Esta reestructura busca economías de escala, así como mejorar los mecanismos de control operativo, al integrar aquellas filiales con fines similares o con duplicidades administrativas y operativas. Las filiales que se encuentran fuera de operación, que presentan resultados persistentemente negativos o que no tienen un rol estratégico están siendo objeto de revisión para su liquidación o integración. Lo anterior simplifica la estructura organizacional, reduce costos operativos y fortalece la gestión empresarial.

3. Financiamiento de la inversión de PEMEX

La inversión pública productiva representa el eje operativo más importante de la Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento, al ser el vehículo para impulsar la viabilidad técnica y económica de Petróleos Mexicanos.

PEMEX promueve que la inversión anual se destine prioritariamente a proyectos con mayor generación de valor y menor riesgo, para mantener una relación reservas/producción de al menos 10 años, mejorar el desempeño y los rendimientos de la infraestructura, así como para aumentar la capacidad instalada y la confiabilidad de los servicios de almacenamiento y distribución.

Por su parte, los esquemas financieros diseñados en coordinación con la SHCP y la SENER, contemplan el uso de vehículos asociados a proyectos de inversión física con rentabilidad positiva, de hasta 250 mil millones de pesos en 2025, lo que permite canalizar recursos sin presionar el techo de endeudamiento ni comprometer la estabilidad fiscal. Esto garantiza que la inversión sea técnica y financieramente viable y sostenible.

Cabe resaltar que los esquemas financieros están vinculados a los flujos de los proyectos de inversión física correspondientes, los cuales fungen como fuente de pago para afrontar las obligaciones futuras de dichos esquemas, de tal forma que su funcionamiento sea sostenible en los siguientes años.

4. Buen gobierno en el proceso financiero

PEMEX confirma el compromiso institucional firme para implementar las acciones necesarias que permiten recuperar una posición financiera sólida y sostenible. Este compromiso es de carácter transversal y exige la participación activa y coordinada de todas las áreas de la empresa, con el objetivo de preservar la solidez.

En este sentido, se fortalece la gobernanza del proceso financiero para asegurar una

gestión responsable de los recursos, basada en la toma de decisiones prudente, ética y transparente plenamente alineada a los objetivos estratégicos de la empresa, así como un cumplimiento estricto de límites financieros.

Lo anterior promueve una cultura de cumplimiento orientada a la prevención de riesgos relacionados con corrupción, fraude y conflictos de interés, fortaleciendo así los principios de ética e integridad en todos los niveles de la organización.

La reestructura organizacional en curso forma parte de este proceso. Su diseño contempla la participación activa de todas las áreas en la toma de decisiones para fortalecer una gestión responsable y evitar decisiones que comprometen la salud financiera de la empresa.

Las medidas específicas son las siguientes:

- Disciplina financiera y presupuestaria permanente, con un control estricto del gasto corriente, priorización de inversiones productivas y endeudamiento neto cercano a cero.
- Revisión continua del portafolio de proyectos para enfocar los recursos en iniciativas de alta rentabilidad económica, energética y social.
- Mecanismos formales de control interno, que garantizan que todas las decisiones financieras estén alineadas con las capacidades reales de generación de flujo de efectivo.
- Separación de funciones y responsabilidades, fortaleciendo la supervisión, rendición de cuentas y transparencia en la toma de decisiones.
- Generación de indicadores para el seguimiento puntual de la presente Estrategia, por parte de la empresa, SHCP y SENER.

5. Esquema de financiamiento sostenible y programas con criterios ASG

107

Se contempla el financiamiento sostenible para la consecución de los objetivos del Plan de Sostenibilidad. Para ello, se consideran proyectos o componentes específicos de los mismos que cumplan con los criterios requeridos por este tipo de instrumentos.

El desarrollo de nuevos negocios estratégicos forman parte de la Estrategia que, además de mejorar el desempeño operativo y financiero de la empresa, estén alineados con los principios ambientales, sociales y de gobernanza (ASG). Estos proyectos capitalizan oportunidades de inversión en sectores emergentes vinculados con la transición energética, tales como energías limpias, cogeneración y tecnologías verdes.

El objetivo es fortalecer el portafolio de activos, generar flujos de efectivo sostenibles y contribuir al crecimiento responsable de la empresa en el mediano y largo plazo, en armonía con los compromisos climáticos y de desarrollo sostenible. La implementación de estas alternativas de financiamiento se realiza dentro de los límites de endeudamiento autorizados y se aplica a proyectos que están contemplados en el presupuesto autorizado.

Esto robustece los esfuerzos de la empresa en el cumplimiento de sus compromisos con la agenda de sostenibilidad, a la vez que promueve la eliminación de las restricciones de financiamiento que han surgido como resultado de la percepción de rezago en los mercados respecto al avance de la empresa en su transición hacia una operación más sostenible.

Las acciones específicas son:

- La gestión financiera para obtener financiamiento para proyectos sostenibles, el reforzamiento de controles presupuestales que promueven el ejercicio de recursos en este tipo de proyectos una vez que tengan presupuesto asignado, así como la incorporación de criterios de sostenibilidad en los procesos de aprobación y priorización de inversiones.
- Contar con información oportuna y confiable que permite dar seguimiento puntual y continuo a las metas establecidas, de tal forma que se atienden desviaciones de manera inmediata para garantizar la eficiencia en el uso de los recursos asignados a estos proyectos.
- Mantener una comunicación clara y transparente con las partes interesadas a través de reportes oportunos y confiables.

Metas

Con la implementación de la Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento de Petróleos Mexicanos se estima que al cierre de 2025 el saldo de la deuda de corto plazo se reduzca en aproximadamente 32%, la deuda financiera total disminuya 10% respecto a 2024 y se mantenga un endeudamiento neto cero al cierre de la administración.

Se proyecta que en el mediano plazo el costo de financiamiento se acerque al nivel del Gobierno Federal, lo que permitiría a PEMEX regresar de manera ordenada a los mercados de capital, si fuera necesario.

En lo que se refiere a la deuda comercial, se prevé que el adeudo con proveedores y contratistas se reduzca de tal forma que, al final de la administración, el rezago sea menor o igual a dos meses, es decir, sin facturas vencidas más allá de ese plazo.

La liberación de presiones de flujo de efectivo que resulten, entre otros, de la disminución de acumulaciones de vencimientos, de las mejoras en el costo financiero y de la disminución de los créditos y pagarés de corto plazo, dará lugar a que se gestionen de manera eficiente los recursos permitiendo destinar mayores montos al desarrollo de proyectos productivos de inversión que impacten positivamente al incrementar la rentabilidad.

El riesgo de refinanciamiento se reducirá gracias a una mejor posición de liquidez y al acceso a fuentes de financiamiento más amplias y competitivas, producto de una mayor confianza en los mercados.

El Plan Estratégico 2025-2035 de PEMEX proyecta un crecimiento de, por lo menos, 8% de las ventas totales de la empresa, en términos reales, como resultado de la extracción continúa de 1.8 millones de barriles diarios de petróleo, de un nivel de procesamiento de crudo en el SNR, incluyendo la refinería Olmeca, de 1.3 millones de barriles diarios, así como de la ejecución de proyectos estratégicos de petroquímica, cogeneración y expansión de la capacidad de almacenamiento y distribución de la empresa.

Esta generación de ingresos permitirá cubrir las necesidades de inversión de la empresa. El 84% de la inversión pública de PEMEX se destinará a la exploración y extracción de hidrocarburos, mientras que el resto será para los programas de rehabilitación del SNR y de la infraestructura de ductos, para el desarrollo de la petroquímica y para el incremento de la capacidad de almacenamiento y distribución.

Las capacidades financieras, técnicas y presupuestales de la empresa serán complementadas con la participación del sector privado, siempre dentro del marco de los objetivos de soberanía energética y desarrollo económico del país. El sector privado financiará temas específicos de extracción, a través de los proyectos mixtos, y los de petroquímica.

El gasto de operación de los segmentos de negocio de exploración, extracción, refinación, logística, y administrativo se reducirán en, por lo menos, 5%, en términos reales. Además, el régimen fiscal de la empresa, de una tasa cercana al 30% sobre el valor de la extracción de hidrocarburos distintos al gas natural no asociado, y al 11.63% para el gas natural no asociado, brindará certidumbre a la empresa y a las estimaciones de pago del Derecho Petrolero para el Bienestar.

Con base en las estimaciones financieras que resultan de la ejecución del Plan Estratégico 2025-2035 de PEMEX, y de la Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento se obtiene una proyección de largo plazo como se muestra a continuación.

Tabla 18. Proyección 2025-2035 de Petróleos Mexicanos
(Miles de millones de dólares)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ingresos	1,888.5	1,862.2	1,945.2	1,975.7	1,988.7	2,005.6	2,015.9	2,015.5	2,010.7	2,014.9	2,023.0
Egresos	1,031.8	973.4	983.8	988.9	1,033.7	1,012.0	1,026.4	1,003.0	1,037.5	1,037.3	1,077.7
Impuestos	807.7	850.2	852.3	853.9	855.6	858.1	860.7	862.8	865.7	870.5	875.3
Proyección neta	49.0	38.5	109.1	133.0	99.5	135.5	128.8	149.7	107.5	107.0	70.0

Fuente: PEMEX

En los años 2025 y 2026 la empresa recibirá, de manera estructurada, recursos financieros del Gobierno Federal, a través de los esquemas financieros que de manera coordinada están implementando PEMEX, SHCP y SENER. Los apoyos en este periodo serán extraordinarios.

Como resultado de que la empresa utilizará de forma eficiente los recursos extraordinarios recibidos en estos años, contará con la flexibilidad financiera para orientar flujo de efectivo a la operación sustantiva de manera sólida y estable lo que, aunado a la materialización de las estrategias de los segmentos de negocio planteadas, se traduce en una proyección de flujos, provenientes de la operación sustantiva, que crecerá a partir de 2027, mejorando la capacidad de PEMEX para hacer frente a sus compromisos.

Reflexiones finales

La Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento de Petróleos Mexicanos no sólo responde a una necesidad financiera, sino a un mandato superior de soberanía energética, justicia social y fortalecimiento del patrimonio nacional. La participación del Gobierno Federal en su implementación, a través de la Secretaría de Energía y de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, refrenda el compromiso del Estado con Petróleos Mexicanos, empresa pública que le pertenece al pueblo de México.

En este sentido, se reafirman los principios de la Cuarta Transformación y la consolidación de su segundo piso, al colocar en el centro al interés nacional del pueblo mediante el fortalecimiento financiero de PEMEX, para que se consolide como pilar del desarrollo del país para el bienestar de todos los mexicanos.

Tabla 19. Metas principales

Indicador	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento (MMbpce)	296	691	770	822	655	660	647	601	604	577
Producción de líquidos ²⁹ (Mbd)	1,675	1,682	1,672	1,665	1,662	1,655	1,646	1,649	1,655	1,664
Producción de gasolinas (Mbd)	529	614	624	624	624	624	624	624	624	624
Producción de diésel (Mbd)	345	433	441	441	441	437	432	430	424	422
Producción de óxido de etileno y polietileno (MTA)	357	623	799	888	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029
Exportación de crudo (Mbd)	487.9	382.2	375.3	380.7	380.3	383.2	385.4	387.4	391.0	393.1
Inversión en Exploración (MMDP)	43,409	48,350	57,075	64,417	57,754	55,744	40,678	45,842	46,454	46,965
Ventas internas de gas seco ³⁰ (MMpcd)	1,418	1,607	1,801	1,820	1,840	1,995	2,020	2,057	2,112	2,169
Intensidad de Emisiones GEI E&E, tCO ₂ e/Mbpce	20.7	19.9	19.1	18.3	17.5					
Intensidad de Emisiones GEI Proceso de Gas, tCO ₂ e/MMpc	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9					
Intensidad de emisiones GEI Refinación, tCO ₂ e/Mb	38.7	37.8	36.9	36.0	35.1					
Intensidad de emisiones de metano en E&E, tCH ₄ /Mbpce producido	0.55	0.53	0.51	0.49	0.47					

Tabla 20. Principales KPI

Indicador	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Rendimiento de gasolina, diésel y turbosina (%)	67	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Participación de la producción propia en la oferta de gasolinas de PEMEX (%)	77.2	87.8	88.0	88.0	88.0	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5
Participación de la producción propia en la oferta de diésel de PEMEX (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Utilización de capacidad del SNR (%)	67.3	75.8	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1

²⁹ Incluye PEMEX, socios y Desarrollos Mixtos

³⁰ 2025 - 2035 incluye gas seco de CPGs, gas seco de campos e importaciones.

Glosario

1P	Reservas probadas
2P	Suma de las reservas probadas más las reservas probables
3P	Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.
AT	Autotanque
BT	Buquetanque
BDI	Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos
CCR	Catalytic Cracking Reforming (Reformadora Catalítica)
CEE	Contrato de Exploración y Extracción
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contrato de Inversión en Exploración y Producción
COPF	Contrato de Obra Pública Financiada
CPQ	Complejo Petroquímico
CPG	Complejo Procesador de Gas
CSIEE	Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción
CT	Carrotanque
DUC	Derecho de Utilidad Compartida
EE.UU	Estados Unidos
FPSO	Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga, por sus siglas en inglés
GEI	Gases de efecto invernadero
GWh	Gigawatt por hora
Km	Kilómetro
LSH	Ley del Sector Hidrocarburos
Mbd	Miles de barriles diarios
Mdp	Millones de pesos mexicanos
Mdd	Millones de dólares estadounidenses
MEG GF	Monoetilenglicol grado fibra
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMbd	Millones de barriles diarios
MMm3	Millones de metros cúbicos
MMdp	Miles de millones de pesos mexicanos
MMdd	Miles de millones de dólares estadounidenses
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
Td	Toneladas diarias
MTA	Miles de toneladas anuales
MTD	Miles de toneladas diarias
MW	Megawatts
PEAD	Polietileno de alta densidad
PEBD	Polietileno de baja densidad
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PELBD	Polietileno de baja densidad lineal
PEMEX	Petróleos Mexicanos
Pro-Agro	Pro-Agroindustria S.A. de C.V.
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNR	Sistema Nacional de Refinación
ST	Subdirección de Transporte de PEMEX
SURF	Subsea Umbilicals, Risers and Flowlines
TASP	Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios

Índice de tablas, gráficas y figuras

Tablas

Tabla 1	Balance de gasolina, diésel y turbosina SNR + Deer Park
Tabla 2	Infraestructura Logística y Salvaguardia Estratégica de PEMEX
Tabla 3	Listado de Esquemas para Desarrollo Mixtos
Tabla 4	Listado de Esquemas con Contratos CIEP y CSIEE
Tabla 5	Producción de petrolíferos por refinería
Tabla 6	Presupuesto de mantenimiento al SNR
Tabla 7	Presupuesto de los proyectos de aprovechamiento de residuales (Mdp)
Tabla 8	Metas de proceso de crudo y elaboración de productos, Deer Park (Mdp)
Tabla 9	Grado de autosuficiencia en fertilizantes conforme al consumo nacional aparente esperado
Tabla 10	Complejo Petroquímico Cosoleacaque, amoniaco (Mdp)
Tabla 11	Inversiones CP Cangrejera y Morelos, cadena etano – etileno (Mdp)
Tabla 12	Inversiones CP Cangrejera, tren de aromáticos (Mdp)
Tabla 13	Ingresos totales por año proyectos petroquímica (Mdp)
Tabla 14	Metas de producción del CPG Matapionche
Tabla 15	Proyectos de cogeneración
Tabla 16	Proyectos Transición Energética (en definición)
Tabla 17	Deuda de corto plazo al 2T 2025
Tabla 18	Proyección 2025-2035 de Petróleos Mexicanos (MMdp)
Tabla 19	Metas principales
Tabla 20	Principales KPI

Gráficas

Gráfica 1	Proceso y producciones del SNR
Gráfica 2	Presupuesto de Logística (Mdp)
Gráfica 3	Ranking con base en ventas anuales 2024 (Mdp)
Gráfica 4	Volumen transportado de petrolíferos (Mbd)
Gráfica 5	La estrategia exploratoria estará enfocada en las Cuencas del Sureste, tanto en su porción terrestre como marina, y en la Cuenca de Veracruz.
Gráfica 6	Profundidad total desarrollada en los pozos mesozoicos en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste
Gráfica 7	Programa de adquisición sísmica 2025-2030
Gráfica 8	Incorporación de Reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)
Gráfica 9	Cuencas con recursos prospectivos en yacimiento de geología compleja en México
Gráfica 10	Perfil de producción del escenario conservador de yacimientos de geología compleja
Gráfica 11	Producción nacional de líquidos (Mbd)
Gráfica 12	Producción nacional de gas (MMpcd)
Gráfica 13	Inversiones Exploración y Extracción (MMdp)
Gráfica 14	Inversiones PEMEX, Pemex Mixtos y Socios, Exploración y Extracción (MMdp)
Gráfica 15	Producción de líquidos desarrollos inmediatos (Mbd)
Gráfica 16	Expectativa de producción de líquidos en proyectos de Desarrollo Mixtos (Mbd)
Gráfica 17	Expectativa de producción de gas en proyectos de Desarrollo Mixtos (MMpcd)
Gráfica 18	Expectativa de producción de aceite (Mbd)
Gráfica 19	Zama, expectativa de producción de gas (MMpcd)
Gráfica 20	Perfil de producción de aceite y volumen acumulado del Campo Trion
Gráfica 21	Expectativa de producción de líquidos en CIEP/CSIEE (Mbd)
Gráfica 22	Expectativa de producción de gas en CIEP/CSIEE (MMpcd)
Gráfica 23	Perfil de producción de gas (MMpcd)

Gráfica 24 Perfil de producción de condensados (Mbd)
 Gráfica 25 Proceso de crudo (Mbd)
 Gráfica 26 Proceso por refinería (Mbd)
 Gráfica 27 Producción de principales petrolíferos (Mbd)
 Gráfica 28 Producción de derivados de etileno (MTA)
 Gráfica 29 Producción de aromáticos (MTA)
 Gráfica 30 Producción de amoníaco (MTA)
 Gráfica 31 Demanda nacional de urea vs producción Pemex (MTA)
 Gráfica 32 Demanda nacional de fosfatados vs producción de Pemex (MTA)
 Gráfica 33 Egresos del Gasto Programable - Inversión - SNR (Mdp)
 Gráfica 34 Producción de gas seco (MMpcd)
 Gráfica 35 Producción de etano (Mbd)
 Gráfica 36. Capacidad de almacenamiento Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl (MMb)
 Gráfica 37. Capacidad operativa Centro de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao (Mbd)
 Gráfica 38. Disponibilidad de manejo de agua congénita del Norte del país (%)
 Gráfica 39. Disponibilidad mecánica Centro de proceso y transporte de gas Atasta (%)
 Gráfica 40. Capacidad operativa oleoductos (MMb)
 Gráfica 41. Capacidad operativa polductos (Mb)
 Gráfica 42. Capacidad almacenamiento de crudo (MMb)
 Gráfica 43. Capacidad almacenamiento de Gas LP (Mtm)
 Gráfica 44. Capacidad almacenamiento petrolíferos (Mb)
 Gráfica 45. Capacidad disponible flota mayor (%)
 Gráfica 46. Integración de ventas de combustibles de transporte 2025
 Gráfica 47. Porcentaje de exportaciones de Diésel e importaciones de Gasolinas respecto a la demanda
 Gráfica 48. Proporción de ventas petrolíferos y petroquímicos
 Gráfica 49. Emisiones de CO₂e (MMt)
 Gráfica 50. Índice de paros no programados (%)
 Gráfica 51. Índice de frecuencia
 Gráfica 52. Intensidad de Emisiones E&E, tCO₂e/Mbpce
 Gráfica 53. Intensidad de Emisiones Proceso de Gas, tCO₂e/MMpc
 Gráfica 54. Intensidad de emisiones Refinación, tCO₂e/Mb
 Gráfica 55. Índice de frecuencia de accidentes
 Gráfica 56. Acceso a servicios de salud
 Gráfica 57. Desarrollo educativo en comunidades
 Gráfica 58. Potencial de mitigación de GEI en PEMEX hacia 2030
 Gráfica 59. Resultado neto (Mdp)
 Gráfica 60. Costo financiero de la deuda de PEMEX (Mdp)
 Gráfica 61. Deuda financiera total / activos totales de PEMEX (Porcentaje)
 Gráfica 62. Evolución de la tasa impositiva de PEMEX (Porcentaje)
 Gráfica 63. Evolución del saldo de la deuda financiera de PEMEX (MMdd)
 Gráfica 64. Saldo de la deuda financiera de PEMEX por tipo de mercado
 Gráfica 65. Perfil de vencimientos de la deuda financiera de PEMEX al 30 de junio de 2025

Figuras

Figura 1 Mapa de aplicación de la estrategia HUB Topolobampo

Figura 2 Alternativas de uso de agua para reducir la utilización de agua dulce.

Figura 3 Proceso para la utilización de agua congénita en el proceso de estimulación de pozos.

Figura 4 Objetivos estratégicos de Procesos Industriales

Figura 5. Gasoducto interoceánico Jáltipan, Veracruz a Salina Cruz, Oaxaca

Figura 6. Gasoducto conexión Maya

Figura 7. Gasoducto Coatzacoalcos II

Figura 8 Esquema del Planteamiento Estratégico de Logística y Salvaguardia Estratégica

Figura 9. Estados con mayor problema de robo de combustible



Gobierno de
México

Energía
Secretaría de Energía

