PULSO AMESPAC

ASOCIACIÓN MEXICANA DE EMPRESAS DE SERVICIOS PETROLEROS A.C.

AÑO 1, No. 1., Enero-Marzo 2026

EL MOMENTO DEL SECTOR PETROLERO EN MÉXICO



CAMPOS MADUROS: oportunidad inmediata de producción

NO CONVENCIONALES: la siguiente frontera energética

TECNOLOGÍA Y SERVICIOS: el factor determinante

PULSO AMESPAC

ASOCIACIÓN MEXICANA DE EMPRESAS DE SERVICIOS PETROLEROS A.C.

AÑO 1, No. 1, ENERO – MARZO 2026

Publicación trimestral de la Asociación Mexicana
de Empresas de Servicios Petroleros, A.C.

CONSEJO DIRECTIVO AMESPAC 2024–2026

	CARGO	EMPRESA	NOMBRE DEL CONSEJERO
1	PRESIDENTE	ASOCIADO COLABORADOR	Rafael Espino Espino de la Peña
2	1ER VICEPRESIDENTE	DOWELL SCHLUMBERGER DE MÉXICO S.A. de C.V. (SLB)	William Leonardo Antonio Contreras
3	2° VICEPRESIDENTE	OPEX OPERADORA, PRODUCTORA Y EXPLORADORA MEXICANA S.A. de C.V.	Cesar Granados
4	VICEPRESIDENTE ASUNTOS INTERNACIONALES	HALLIBURTON de MÉXICO S. de R.L. de C.V.	Anouar Fraija
5	VICEPRESIDENTE ASUNTOS GOBIERNO	INTEGRADORA DE PERFORACIONES Y SERVICIOS S.A. de C.V. (IPS)	Claudia Cobos Garcia
6	TESORERO	MARCOS Y ASOCIADOS CONSULTORÍA ENERGÉTICA SAPI de C.V.	Ernesto Marcos Giacomán
7	SECRETARIO	CONTROLADORA DE INFRAESTRUCTURA PETROLERA MEXICO S.A. de C.V.	Jose Luis Mercado Ponce
8	CONSEJERO	BAKER HUGHES DE MEXICO S. de R.L. de C.V.	Esau D Sasso
9	CONSEJERO	THE MUDLOGGING COMPANY MEXICO S.A. de C.V.	Luis Horacio Ferrán Echeverria
10	CONSEJERO	WEATHERFORD DE MÉXICO S. de R.L. de C.V.	Edgardo Cáceres
11	CONSEJERO	GLOBAL MAYA FLUIDOS S.A. de C.V.	Alfredo José Coppel Salcido

EDITORIAL

DIRECTORA EJECUTIVA
Paola Andrea Paredes Castillo

COORDINACIÓN EDITORIAL
Marco Antonio García Pérez

COORDINACIÓN DE COMUNICACIÓN
Fabiola Zamora

Pulso AMESPAC es una publicación trimestral de la Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros, A.C., orientada al análisis técnico y estratégico del sector energético en México.

Los contenidos y opiniones expresadas en los artículos son responsabilidad exclusiva de sus autores y no reflejan necesariamente la postura institucional de AMESPAC o de sus empresas afiliadas.

Prohibida la reproducción total o parcial de los contenidos e imágenes de la publicación sin autorización previa y por escrito de AMESPAC.

Av. Paseo de las Palmas #820 Despacho 604.
Col. Lomas de Chapultepec, C.P. 11000. Alc. Miguel Hidalgo, CDMX.

amespac.org.mx

Índice

Un recorrido por los temas clave que definen el presente y futuro del sector energético en México.



03 Editorial
Rafael Espino de la Peña

06 Soberanía energética y el futuro del gas en México
Rafael Espino de la Peña

09 Desarrollo de recursos no convencionales en México
Antonio Juárez Alvarado

13 De la expropiación petrolera al futuro energético de México
José Miguel Morales Velasco

17 Nuevas oportunidades para México ante la coyuntura de precios elevados del crudo
Víctor Escalante

20 México frente a una nueva oportunidad energética
Juan Almeida

24 Análisis de los resultados financieros y operativos trimestrales de PEMEX
Panorama financiero y operativo de PEMEX

31 Declaraciones relevantes del sector público energético
Declaraciones relevantes del sector público energético

> “Impulsar el conocimiento y análisis del sector energético para construir un México más fuerte, sostenible y competitivo.”

Editorial

La industria energética evoluciona y en muchos momentos, redefine el rumbo económico de las naciones. Hoy México y el sector están definiendo cómo producir más, cómo hacerlo mejor y, sobre todo, cómo hacerlo de manera sustentable y eficiente para alcanzar la soberanía energética.

En este contexto nace *PULSO AMESPAC*.

Este primer número es la primera entrega de un proyecto editorial que aspira a convertirse en una referencia permanente para la industria energética en México. Un espacio que, edición tras edición, capture lo que está ocurriendo en el sector con rigor técnico, desde la voz de quienes participan directamente en su desarrollo.

Aspiramos a que PULSO AMESPAC sea el pulso del sector. Un espacio que registre sus cambios y que anticipe sus tendencias. Pero también aspiramos a construir, con el tiempo, un archivo vivo de la evolución energética del país, donde cada número aporte contexto, y continuidad. Así construimos las secciones que darán identidad a esta publicación.

La primera es **Artículos**. Este es el espacio donde se construye la conversación técnica del sector. Aquí se presentan análisis, perspectivas y propuestas sobre los temas que definen el momento energético del país; contenido útil para entender la industria desde dentro.

La segunda es **Análisis de los resultados financieros y operativos trimestrales de PEMEX.** Porque en una industria como esta, la realidad se mide en resultados. Esta sección busca ofrecer una lectura estructurada y objetiva del desempeño de la empresa pública, entendiendo que su evolución impacta directamente a toda la cadena de valor.

La tercera es **Declaraciones relevantes de funcionarios públicos.** Entendiendo que el sector energético está profundamente vinculado a decisiones de política pública, esta sección reúne y organiza las posturas, anuncios y mensajes que inciden en el rumbo de la industria.

Bajo esta base, esta primera entrega presenta una lectura integral del momento que vive la industria.

Se aborda el estado actual del sector petrolero en México, se analizan oportunidades concretas como el aprovechamiento de campos maduros en un entorno de precios elevados y se explora el potencial de los recursos no convencionales como una de las siguientes fronteras energéticas del país.

Sobre todo, este número establece la premisa de que México cuenta con los recursos, la experiencia y la capacidad técnica para transformar su realidad energética. En AMESPAC estamos convencidos de que la cadena de servicios petroleros tiene un papel central en este proceso.

Por eso, Pulso AMESPAC nace con la vocación de ser un espacio que evolucione con la industria; que acompañe sus ciclos; que registre sus avances y también sus retos. Que permita, con cada edición, entender mejor dónde estamos y hacia dónde vamos.

El pulso ya está ahí.

Esta es la primera vez que lo ponemos en papel.

Rafael Espino de la Peña
Presidente de la Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros, A.C.

01

Análisis técnico y perspectivas de la industria petrolera en México.

ANÁLISIS ESTRATÉGICO

PULSO MESPAC

ASOCIACIÓN MEXICANA DE EMPRESAS DE SERVICIOS PETROLEROS A.C.

Soberanía energética y el futuro del gas en México

Rafael Espino de la Peña
Presidente, AMESPAC

LECTURA EJECUTIVA

La soberanía energética exige desarrollar reservas nacionales de gas para reducir la dependencia externa en la generación eléctrica.

La carga administrativa prolonga la maduración de proyectos, afectando tiempos de ejecución y competitividad frente a otros mercados.

Se requiere un régimen fiscal específico para el gas, alineado a sus ciclos de producción y condiciones de rentabilidad.



México tiene una gran dependencia del gas natural extranjero. El 61% de la electricidad del país se genera a partir de este recurso y, en términos de generación eléctrica total, cerca del 75% de la producción nacional está ligada al gas. A esta condición se suma una presión sobre las reservas probadas, cuyo volumen representa apenas dos años de consumo. Esto ha orillado a replantear cómo se gestiona nuestra riqueza energética, particularmente en yacimientos no convencionales.

México cuenta con una base prospectiva de 112.9 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales el 57% corresponde a yacimientos en lutitas. Estos recursos se concentran principalmente en el noreste del país, en entidades como Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y el norte de Veracruz. Sin embargo, mientras que solo el 10% del potencial petrolero ha sido otorgado en rondas y Pemex retiene el 36%, existe un 54% de que permanece en manos del Estado sin ser explorado ni aprovechado.

Gran parte de esta riqueza prospectiva está en yacimientos no convencionales que podrían detonar un efecto multiplicador de siete dólares por cada dólar invertido en la economía local; con potencial demostrado de para duplicar el PIB de una región, a partir de infraestructura de gas.

El desarrollo tecnológico del sector

El desarrollo tecnológico del sector ha evolucionado significativamente en la última década, modificando de forma sustantiva las condiciones bajo las cuales se evaluaban los proyectos de fracturación hidráulica.

En materia hídrica, una de las principales preocupaciones históricas, hoy existen soluciones que permiten reducir el consumo de agua fresca mediante el uso de fluidos alternativos y sistemas de reciclaje. A través de sistemas avanzados de filtración, el agua utilizada en el proceso puede ser limpiada de sólidos, bacterias y contaminantes químicos, y reutilizada en operaciones subsecuentes.

También se han desarrollado técnicas que permiten sustituir parcialmente el uso de agua mediante la inyección de dióxido de carbono (CO_2), para disminuir el consumo hídrico e integrar estos procesos con estrategias de manejo de emisiones.

Además, los avances en la integridad de los pozos han fortalecido los sistemas de aislamiento y contención. Hoy es posible proteger los acuíferos, confinar los fluidos utilizados y controlar con mayor precisión la propagación de las fracturas dentro del intervalo geológico previsto.

A esto se suma la digitalización de las operaciones, donde sistemas automatizados permiten monitorear en tiempo real las variables del proceso y ajustar la ejecución con base en datos; aunado al monitoreo microsísmico, que permite ubicar con precisión las fracturas y mantenerlas dentro de los parámetros técnicos definidos.

Estos avances no son marginales. Cambian la forma en que se diseñan y operan los proyectos de fracturación hidráulica. Por ello, cualquier evaluación sobre su viabilidad debe partir del estado actual de la tecnología y no de supuestos que ya no reflejan las condiciones reales de operación.

Los retos regulatorios y fiscales para los no convencionales

Uno de los mayores obstáculos para alcanzar la soberanía energética es la asfixia administrativa. Actualmente, quien decida invertir en un proyecto de hidrocarburos no convencionales en México, enfrenta una serie de trámites que pueden retrasar el inicio de la producción hasta siete años; mientras que en mercados como el de Estados Unidos o Argentina, un desarrollo masivo de pozos e instalaciones puede concretarse en un año.

Este retraso administrativo en México es un factor de destrucción de valor, pues el ciclo de inversión en no convencionales requiere agilidad. La falta de procesos claros en la norma genera traslapes



que detienen equipos de perforación e inversiones millonarias. De ahí que la soberanía energética demanda una simplificación sistemática e integral que permita trabajar con la misma velocidad que el resto de competidores internacionales.

El marco fiscal también debe reconocer las diferencias intrínsecas entre el crudo y el gas natural. Mientras que un pozo petrolero como Cantarell puede producir durante décadas, un pozo de gas tiene una vida útil de producción pico mucho más corta, a menudo de apenas un año, requiriendo una perforación constante para mantener la presión y el flujo.

Bajo esta lógica técnica, se requiere una nueva matriz fiscal para el gas que contemple amortizaciones mucho más cortas, asegurando que los proyectos sean rentables frente a los precios de mercado, especialmente cuando México compite con el gas más barato del mundo proveniente de la cuenca del Pérmico. Si se mantiene un régimen fiscal diseñado para el petróleo, se está condenando al gas a la inviabilidad económica.

La cadena de servicios petroleros ante la nueva realidad energética

El desarrollo de recursos no convencionales exige esquemas que permitan una ejecución técnica sin interrupciones operativas ni barreras administrativas, desde la evaluación del yacimiento hasta la producción; donde se puedan realizar ajustes inmediatos sobre la operación, sin reiniciar procesos contractuales, integrando de manera coordinada múltiples disciplinas técnicas.

La perforación horizontal, el diseño de fracturas multietapa, la caracterización del subsuelo en tiempo real y la optimización de la producción son procesos que demandan la intervención simultánea de empresas especializadas en sísmica avanzada, ingeniería de yacimientos, servicios a la perforación, manejo de fluidos, completación de pozos y monitoreo operativo.

En México existe un mercado de proveeduría establecido para no convencionales. La cadena de servicios petroleros, cuenta con la experiencia y la tecnología para influir en variables críticas de los proyectos de fracking como tiempos de desarrollo, costos operativos, factor de recuperación y viabilidad económica.

Conclusión

La soberanía energética no se construye únicamente con recursos disponíbles, sino con la posibilidad real de operarlos. Para hacerlo, hay que diseñar condiciones que permitan a la cadena de servicios petroleros desplegar sus capacidades sin fricciones y ejecutar proyectos bajo estándares de eficiencia comparables a los de otros mercados.

Si estas condiciones no se habilitan, la dependencia externa persistirá. Si se logran, México podrá convertir su potencial energético en producción efectiva, con impactos directos en su seguridad energética y en el desarrollo regional.

El reto no es desarrollar la capacidad para ejecutar. Esa capacidad ya existe. El reto es crear las condiciones para que la ejecución ocurra.

ANÁLISIS ESTRATÉGICO

PULSO AMESPAC



Desarrollo de recursos no convencionales en México

Antonio Juárez
Director Técnico, AMESPAC

LECTURA EJECUTIVA

La estrategia de 2026 propone un cambio radical para aprovechar el gas *shale* interno y reducir la dependencia de importaciones.

México posee el sexto mayor potencial mundial de gas *shale*, ubicado principalmente en Coahuila, Tamaulipas y Veracruz.

Es imperativo facilitar la participación de capital privado y tecnología global para enfrentar este reto legal y económico.



En abril 2026, la Secretaría de Energía presentó la iniciativa denominada *"Gas Natural: Estrategia para Fortalecer la Soberanía Energética"* que básicamente propone impulsar el aprovechamiento de las reservas internas de gas natural del país para reducir la dependencia de las importaciones.

La iniciativa resalta el gran potencial de nuestros recursos prospectivos de gas natural, que suman más de 224 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) de los cuales el 37% son recursos convencionales y el 63% son recursos no convencionales, los cuales requieren de tecnologías avanzadas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico para su explotación, comúnmente denominadas como fracking.

Esta iniciativa representa un cambio radical de la postura gubernamental sobre este tema, que en la administración pasada inhibió el uso de estas tecnologías por consideraciones ambientales y políticas; y evidencia la gran preocupación del gobierno actual de tener que depender de los suministros de gas natural de los Estados Unidos, cuyas prácticas comerciales son actualmente impredecibles.

El gas natural que actualmente obtiene PEMEX proviene principalmente de campos convencionales maduros de gas asociado como Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y la Región Sur, que en su mayoría producen gas húmedo y amargo (con alto contenido de azufre). Estos yacimientos de gran productividad se han venido agotando - entre 2015-2025 su producción disminuyó 22% - lo que no ha podido compensarse con la aportación de nuevos campos, por lo que la producción total de PEMEX se ha abatido 28% en ese periodo.

El gas húmedo y amargo producido en los yacimientos actuales, tiene que tratarse en los centros procesadores de PEMEX a fin de separar líquidos, azufre y otros componentes aprovechables en la industria, lo que disminuye su volumen, pero permite obtener el gas natural seco adecuado para enviarse a los consumidores a través de la red de ductos existente en el país.

México consume actualmente alrededor de 9.5 millones miles de millones de pies cúbicos diarios (MMMPCD) de gas natural seco frente a una producción de 2.3 MMMPCD por parte de PEMEX,



con lo que se cubre solo el 24% de la demanda nacional. El volumen de consumo restante tiene que importarse básicamente de los EUA a través de ductos y en mucho menor proporción a través de bactos en forma de gas natural licuado. Este desbalence pone en riesgo las actividades que dependen del gas natural, que básicamente incluyen el propio PEMEX, la generación de electricidad, la industria en general y el consumo comercial y residencial.

La iniciativa de SENER mencionada anteriormente, reconoce que la forma más expedita para reducir el desbalance entre oferta y demanda de gas natural del país sería el aprovechamiento del gas no convencional que se encuentra alojado en rocas de lutitas (conocido como shale gas), cuya extracción se realiza mediante tecnologías de fracturación hidráulica, que implica procesos de perforación horizontal y la inyección de agua, arena y aditivos químicos a alta presión para romper las formaciones de rocas y extraer el gas atrapado en ellas. Actualmente EUA es el país más avanzado en el uso de estas tecnologías.

Hasta principios del siglo XXI, EUA se encontraba en una situación similar de dependencia del gas natural importado básicamente de Canadá. A partir de 2005, fecha en que comenzó a implementarse masivamente la explotación de yacimientos de lutitas en ese país, la producción total de gas natural de los EUA pasó de 23 MMMPCD en ese año a 48 MMMPCD en 2025, un incremento de 109%, por lo que se ha convertido de importador neto a exportador de gas natural.

Durante ese período, las tecnologías de perforación y desarrollo de los yacimientos shale se han optimizado por parte de las empresas operadoras norteamericanas, principalmente a través de perforaciones multilaterales que implican crear múltiples pozos horizontales y ramificados a partir de un solo pozo principal para maximizar la recuperación de hidrocarburos; el uso y reciclado de agua congénita para reducir el consumo de agua fresca y su intensidad, y el control digital de las operaciones, todo lo cual reduce el número de infraestructuras superficiales, baja costos de perforación y disminuye la huella ambiental.

En 2013, la Energy Information Administration (EIA) de los EUA, publicó el análisis más completo conocido hasta entonces sobre los recursos potenciales de petróleo y gas en rocas de lutitas a nivel mundial. Este reporte ubicó a México como el 6° país del mundo con más recursos potenciales de gas en yacimientos shale (545 billones



de pies cúbicos), y el 8° en recursos potenciales de petrólee en este tipo de yacimientos (13 mil millones de barriles). Actualmente la SENER sitúa las reservas potenciales de gas shale en 141 billones de pies cúbicos, ubicadas principalmente en los yacimientos de Sabinas-Burro Picachos en Coahuila (47%), Burgos en Tamaulipas (38%) y Tampico-Misantla en Tamaulipas y norte de Veracruz (15%).

En el caso del yacimiento de Sabinas, el más importante, se considera que es una extensión del yacimiento norteamericano de Eagle Ford, al suroeste de Texas, que es uno de los principales de ese país. Eagle Ford es una formación geológica productora de hidrocarburos de gran importancia debido a que genera tanto petróleo como gas natural. Este yacimiento se prolonga desde la frontera con México hasta el este de Texas con 80 km de ancho y 642 km de largo con un grosor de 76 metros y una profundidad de entre 1,200 y 3,700 metros.

De acuerdo a datos de la Texas Rail Road Commission, solo este yacimiento cuenta con 1,127 permisos a diversas empresas para su explotación, y 10,183 pozos de gas natural en operación. Actualmente produce 7 mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural y 1.2 millones de barriles diarios de petróleo, además de volúmenes importantes de materias primas para la petroquímica.

La explotación de las reservas de gas natural no convencional del país ya se ha planteado con anterioridad. Como resultado de la reforma energética de 2013, en 2015 la entonces Comisión Nacional de Hidrocarburos lanzó una Ronda para el desarrollo de los yacimientos de lutitas que se habían identificado y que incluía el área de Sabinas. Ello propició la formación del Eagle Ford Consortium, una organización binacional con la participación de universidades, organizaciones empresariales y representantes de los Gobiernos de Texas y Coahuila y otros estados para evaluar esquemas de cooperación para el posible desarrollo de la parte mexicana de dicho yacimiento. Estas iniciativas fueron relegadas posteriormente.

La rápida y exitosa expansión del yacimiento de Eagle Ford y de otras muchas formaciones de lutitas en los EUA en los últimos 20 años, y su optimización en términos ambientales, avalan la efectividad del fracturamiento hidráulico para incrementar de forma expedita la producción de gas natural, petróleo y materias primas para la petroquímica, ejemplo que ha sido seguido por Argentina con excelentes resultados. Es por ello que su implementación en nuestro país será básicamente una decisión de política económica.

Sin embargo, es claro que existen diferencias estructurales que deberán considerarse. En los EUA, los hidrocarburos en el subsuelo pueden ser de propiedad privada, estatal o federal, lo que permite que sus derechos puedan ser vendidos, transferidos o concesionados a terceros y fomenta la participación de múltiples empresas y capital privados para su explotación, a diferencia de México, donde son propiedad del Estado y solo pueden explotarse con la intervención de PEMEX.

Ello implica un gran reto legal, económico y tecnológico, ya que el Gobierno Federal y PEMEX no cuentan con la estructura y los recursos para enfrentarlo. Por ello, es imperativo que el modelo de negocios que se defina para este fin facilite la participación de capital privado y la de empresas operadoras y de servicios líderes globales en el campo, ya sea en asociación con PEMEX y/o con empresas nacionales, a fin de que aporten tecnología, equipos y experiencia operativa de punta; así como la implementación de esquemas de financiamiento de la inversión que no estresen los límites presupuestales del Estado.



ANÁLISIS ESTRATÉGICO

PULSO AMESPAC

ASOCIACIÓN MEXICANA DE EMPRESAS DE SERVICIOS PETROLEROS A.C.

De la expropiación petrolera al futuro energético de México

José Miguel Morales Velasco
Country Manager, NABORS

LECTURA EJECUTIVA

AI

El nuevo paradigma de la industria exige una producción sustentable y eficiente impulsada por tecnologías digitales e inteligencia artificial.

México tiene la oportunidad de cerrar su rezago tecnológico adoptando soluciones ya probadas con éxito en otras geografías.

El éxito sectorial dependerá de la colaboración efectiva entre empresas, academia y políticas públicas que incentiven la inversión.



La historia del petróleo es en esencia, una historia cíclica de desarrollo tecnológico y de nuevos campos orientado a aumentar la producción de hidrocarburos, con el objetivo de satisfacer una demanda energética en constante crecimiento.

Desde mediados del siglo XIX, donde se descubre el contenido energético del bitumen, se transforma por completo el paradigma de la generación de iluminación, energía calorífica y de los medios de transporte; impactando de forma profunda el desarrollo de las ciudades y sociedades. Desde entonces, hablar de petróleo, es hablar de energía.

En sus inicios, el petróleo se podía encontrar en la superficie, en las llamadas chapopoteras, hasta que se identificó que los volúmenes verdaderamente significativos estaban bajo tierra, lo que trajo el primer reto tecnológico: como extraerlo del subsuelo.

Este desafío impulso el desarrollo de primeras las maquinas perforadoras, inicialmente de percusión y a partir de 1909, con equipos rotatorios. También se tuvo la necesidad de incorporar los preventores para el control de presiones en el subsuelo; salvaguardando la integridad y seguridad física de los trabajadores, del pozo y del medio ambiente. De igual manera, se introducen los sistemas de bombeo, que lograrían estabilidad en la tasa de producción.

Así se creó que el primer modelo operativo: un equipo de perforación con una torre perforadora y un sistema de bombeo en el pozo. La estandarización de estos elementos fue la clave para que el modelo se volviera replicable. Así, en pocos años, había cientos de torres perforadoras y se multiplicaron los sitios de producción en diferentes regiones.

Hacia el inicio de la Primera Guerra Mundial, el petróleo ya había sustituido al carbón como combustible naval y justamente la velocidad en la que se podían movilizar las tropas, fue un factor decisivo para la victoria de los Aliados. Esto hizo rápidamente, el hidrocarburo se convirtiera en el preciado Oro Negro.

Una vez se había establecido la necesidad estratégica del crudo y contando con un método de producción consistente, así como con una infraestructura de almacenamiento, procesamiento y transporte, se empieza a hablar de la escases del energético.

Aquí comienza otro ciclo de desarrollo tecnológico; esta vez de aplicaciones geológicas y geofísicas para localizar, caracterizar y explotar yacimientos de hidrocarburos, dando paso a la incorporación de reservas adicionales, como lo fueron las cuencas del norte de Mexico, del lago Maracaibo en Venezuela y de Medio Oriente.

De manera paralela, la industria experimentó un proceso de profesionalización y fortalecimiento académico. Se crearon escuelas de ingeniería y, en el caso de México, durante las décadas de 1920 y 1930 se formaron los primeros ingenieros petroleros que, tras la expropiación de 1938, operarían la empresa estatal Petróleos Mexicanos.

Durante la Segunda Guerra Mundial y la década de 1940, el crudo se consolido un producto estratégico cuyo control y producción se convirtió en una batalla en si, siendo desde entonces un elemento central de la geopolítica global. Posteriormente entre 1950 y 1980, llega la Gran Aceleración, en donde la población mundial paso de 2 a 5 mil millones de personas y la población urbana se cuadruplicó, modificándose también, el estilo de vida, con un efecto proporciónal en la demanda de bienes y servicios, de transporte y el consumo de energía.

Llegando a la década de 1970, comienza la declinación de producción de crudo en Estados Unidos; no había nuevos descubrimientos y las tecnologías se enfocaban a incrementar los factores de recuperación de los yacimientos existentes. Entonces para aumentar la producción se empieza explorar en nuevas áreas como el mar del norte y el Golfo de Mexico; desarrollando así los equipos de perforación flotantes y las

terminaciones submarinas, avances en sísmica, algoritmos para el procesamiento de registros geofísicos y se introducen elementos de seguridad y eficiencia en la perforación, tales como el top drive y las herramientas de desviación para perforar pozos direccionales. En Mexico se da el descubrimiento de nuevas cuencas y del gran yacimiento de Cantarell que se tradujo en el desarrollo de la infraestructura marina en la Sonda de Campeche.

Así continuamos con el crecimiento de la población, llegando a 7mil millones y pasando de una demanda de crudo de 30 millones de barriles diarios en 1965 a 78 millones en el 2000 y a 100 millones en el 2019. Ante este contexto, a lo largo de esos años la industria desarrolla nuevas tecnologías ahora enfocadas a la modificación de propiedades de la roca, incrementando la permeabilidad y aumentando el área de drenaje con los pozos horizontales, logrando acceder a los recursos existentes en las rocas generadoras que hasta entonces permanecían vírgenes. En el ámbito de la perforación, se dan avances en la automatización y robótica, complementados una nueva estandarización y consistencia en el proceso de perforación. Así, en conjunto, se logró acelerar la perforación de los pozos y contribuir al incremento de la producción.

Es así como comenzando en la década del año 2000, Estados Unidos se especializa y se posiciona como líder en el desarrollo de los campos no convencionales, pasando de una producción en decline y de un estatus de importador a en el 2019, a convertirse hoy en día en un exportador neto con una producción de mas de 7 millones de barriles al día. Mismo caso en Argentina, durante la década del 2010, con una producción de menos de 500mil barriles al día, pasando hoy en día a cerca de 1 millón de barriles por día; y pasando de un déficit a un superávit comercial con mayores exportaciones.

Entrando en la década del 2020, la industria se encontró un nuevo reto: la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y su impacto en el cambio climático. Con una demanda de



energía creciente, el enfoque del desarrollo tecnológico se ha enfocado en la producción de hidrocarburos de manera sustentable, en donde las instalaciones utilizadas en las exploración y producción de hidrocarburos deben reducir las emisiones fugitivas (contribuidor de más del 40% de las emisiones del sector), se debe cambiar las fuentes de energía de los equipos de potencia, se debe reducir la quema de gas e incrementar la captura de CO2. No exento de cuestionamientos, las empresas del sector incorporaron proyectos de transición y eficiencia energética, producción de energías alternativas como la geotermia o la producción de hidrógeno verde. Todo esto de la mano con una alineación entre políticas, empresas y sistema financieros.

Cuando se creía que esa sería la nueva realidad, los recientes eventos bélicos en Medio Oriente, han reconfigurado este panorama, poniendo en jaque el comercio mundial del Oro Negro, y reafirmando su papel central en la seguridad energética mundial. Ahora, para los siguientes 10 años, el reto es como aumentar una producción sustentable, pero sostenida por los no convencionales. Habrá eficiencias que se ganan a través de la mejora de técnicas y procesos existentes, pero las tecnologías emergentes que marcaran diferencia serán aquellas asociadas a tecnologías digitales soportadas con inteligencia artificial, que permitan la optimización y operación remota y en tiempo real de los procesos de perforación, planeación, explotación de pozos y de recuperación mejorada; habilitando de esta manera la posibilidad de incrementar la explotación de yacimientos que actualmente son más complejos o de menor productividad.

Para México, desde 1938 y hasta la década del 2000, la industria petrolera se desarrolló en forma paralela con el resto del mundo, tanto en capacidades tecnológicas para la exploración y producción de los hidrocarburos, como en la formación de talento, expertos y de la academia. Posteriormente, salvo el descubrimiento de Trion en aguas profundas en 2012 (cuya producción iniciara en 2028), y un desarrollo limitado de los recursos no convencionales, México actualmente está por detrás un par de ciclos en cuestión de desarrollo de nuevos campos e implementación de nuevas tecnologías. Con la reciente apertura, el principal desafío consiste en desarrollar estos recursos de manera acelerada y de forma sustentable. A nuestro favor, se tiene la oportunidad de adoptar tecnologías ya probadas en diferentes geografías; disminuyendo así, el tiempo y costo de implementar las mismas.

Al igual que siempre, la solución radicará en: el talento de la gente, en la colaboración efectiva entre las empresas operadoras, las compañías prestadoras de servicios y las instituciones educativas y de investigación. De igual manera, el acceso a recursos financieros, el establecimiento de marcos regulatorios eficientes y transparentes y el establecimiento de políticas públicas que incentiven esta colaboración será fundamental para continuar con el desarrollo de la industria petrolera en México y en el mundo.



ANÁLISIS ESTRATÉGICO

PULSO AMESPAC

ASOCIACIÓN MEXICANA DE EMPRESAS DE SERVICIOS PETROLEROS A.C.

Nuevas oportunidades para México ante la coyuntura de precios elevados del crudo

Víctor Escalante
Chief Financial Officer
Constructora y Perforadora Latina

LECTURA EJECUTIVA

Los precios altos del crudo abren una ventana estratégica para reactivar campos maduros mediante tecnología y planeación.

El desarrollo de campos maduros aprovecha infraestructura existente, reduciendo costos marginales y riesgos técnicos frente a aguas profundas.

Los contratos mixtos y asociaciones estratégicas permiten compartir riesgos y aliviar la presión financiera sobre Pemex.



El sector petrolero ha sido históricamente uno de los pilares de la economía mexicana. Desde el auge productivo de la Sonda de Campeche hasta los retos actuales de declinación, Petróleos Mexicanos (Pemex) y el Estado mexicano han enfrentado ciclos de expansión y contracción ligados al precio internacional del crudo. En este contexto, el potencial incremento sostenido del precio del petróleo en los siguientes meses derivado del conflicto en medio oriente abre una ventana de oportunidad estratégica para que México fortalezca la exploración y el desarrollo de campos maduros, activos que, aunque ya han sido explotados durante décadas, aún contienen volúmenes significativos de hidrocarburos técnicamente recuperables como una opción coyuntural de corto plazo.

Naturaleza y relevancia de los campos maduros

Se considera un campo maduro aquel que ha superado su pico máximo de producción y se encuentra en una fase de declinación natural. En México, muchos de los campos más emblemáticos —como Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Poza Rica o el complejo Cinco Presidentes— entran en esta categoría. A pesar de su antigüedad, estos campos concentran infraestructuras ya instaladas, información geológica detallada y personal con experiencia operativa, lo que reduce considerablemente los costos marginales en comparación con proyectos de exploración en aguas profundas o en tierra sin infraestructura.

Impacto del alza del precio del petróleo en la viabilidad económica

El incremento del precio del petróleo mejora directamente el flujo de ingresos por barril producido, lo que permite absorber costos adicionales asociados con tecnologías avanzadas, mantenimiento de instalaciones envejecidas y optimización de pozos existentes. En campos maduros, donde el factor de recuperación promedio suele ser bajo, pequeños incrementos en la eficiencia pueden traducirse en miles de barriles adicionales.

Ventajas estructurales de México

México cuenta con varias ventajas estructurales para capitalizar el desarrollo de campos maduros cuando el precio del petróleo sube. En primer lugar, la ubicación geográfica de muchos de estos campos —principalmente en tierra y en aguas someras— facilita el acceso y reduce los riesgos técnicos frente a proyectos en aguas profundas. En segundo lugar, la existencia de ductos, plataformas, e infraestructura en general disminuye la necesidad de nuevas inversiones.

Asimismo, el país dispone de una vasta base de datos sísmicos y de producción acumulados durante décadas, lo que permite aplicar técnicas modernas de reinterpretación geológica y modelado de yacimientos. En un contexto de precios altos, estas herramientas pueden utilizarse para identificar hidrocarburos remanentes, reducir la incertidumbre y maximizar la recuperación final del campo.

Atracción de inversión y asociaciones estratégicas

Otro elemento crucial es la posibilidad de atraer inversión privada y asociaciones estratégicas. El desarrollo de campos maduros suele ser especialmente atractivo para empresas especializadas en optimización de activos en declinación, que cuentan con tecnologías y modelos de negocio diseñados para operar eficientemente en este tipo de yacimientos. Cuando el precio del petróleo es elevado, el interés de estas empresas aumenta, ya que mejora el perfil de rentabilidad y reduce el periodo de recuperación del capital invertido.

Para México, esto puede traducirse en alianzas que compartan riesgos, transfieran conocimiento y alivien la presión financiera sobre Pemex. En

soberanía energético y maximización del valor nacional de los recursos.

Beneficios macroeconómicos y fiscales

El aprovechamiento de campos maduros en un entorno de precios altos no solo impacta al sector energético, sino también a la economía en su conjunto. El incremento de la producción estabiliza los ingresos fiscales, fortalece la balanza comercial y reduce la necesidad de importaciones de crudo y combustibles. Además, la reactivación de estos campos genera empleo local, particularmente en regiones históricamente petroleras que han sufrido los efectos de la declinación productiva.

Desde una perspectiva fiscal, cada barril adicional producido en un campo maduro con infraestructura existente suele tener una contribución más rápida al Estado que un barril proveniente de proyectos nuevos y más complejos. Esto resulta especialmente relevante en periodos de precios altos, donde el potencial de capturar renta petrolera es mayor.

Retos y consideraciones estratégicas

No obstante, estas oportunidades también vienen acompañadas de retos. La edad de los campos implica riesgos operativos, como fallas mecánicas, problemas de integridad de pozos y mayores costos de mantenimiento. Asimismo, las técnicas de recuperación mejorada deben aplicarse con criterios de sostenibilidad ambiental, especialmente en campos terrestres cercanos a comunidades.

Otro desafío clave es la disciplina financiera. Los episodios históricos de precios altos han demostrado que decisiones de inversión apresuradas pueden generar sobrecostos y dependencia excesiva de ingresos petroleros. Por ello, México debe aprovechar el alza de precios como una oportunidad para invertir de manera selectiva y estratégica en campos maduros, priorizando aquellos con mayor potencial técnico y económico.

En un escenario de precios elevados del petróleo, México enfrenta una oportunidad significativa de su sector energético mediante la exploración y desarrollo de campos maduros. Estos activos, lejos de estar agotados, representan una fuente considerable de valor si se gestionan con tecnología, planeación y disciplina. El aumento del precio del crudo mejora la viabilidad económica de proyectos de recuperación avanzada, atrae inversión, fortalece las finanzas públicas y genera beneficios sociales y regionales.

Aprovechar esta coyuntura requiere una visión de largo plazo que combine inteligencia técnica, apertura a esquemas de colaboración y un marco regulatorio que incentive la eficiencia sin perder de vista los intereses nacionales. Los contratos mixtos logran articular en gran medida estos elementos y los campos maduros podrán convertirse en una palanca estratégica para el presente y el futuro energético del país.

CONCLUSIÓN

En un escenario de precios elevados del petróleo, México enfrenta una oportunidad significativa de su sector energético mediante la exploración y desarrollo de campos maduros. Estos activos, lejos de estar agotados, representan una fuente considerable de valor si se gestionan con tecnología, planeación y disciplina. El aumento del precio del crudo mejora la viabilidad económica de proyectos de recuperación avanzada, atrae inversión, fortalece las finanzas públicas y genera beneficios sociales y regionales.

Aprovechar esta coyuntura requiere una visión de largo plazo que combine inteligencia técnica, apertura a esquemas de colaboración y un marco regulatorio que incentive la eficiencia sin perder de vista los intereses nacionales. Los contratos mixtos logran articular en gran medida estos elementos y los campos maduros podrán convertirse en una palanca estratégica para el presente y el futuro energético del país.

ANÁLISIS ESTRATÉGICO

PULSO AMESPAC

ASOCIACIÓN MEXICANA DE EMPRESAS DE SERVICIOS PETROLEROS A.C.

México frente a una nueva oportunidad energética

Aprender del mundo para desarrollar yacimientos no convencionales con responsabilidad

Juan Almeida
Gerente de Consultoría y Soluciones Energéticas, Baker Hughes

LECTURA EJECUTIVA

México debe adoptar las mejores prácticas de EE. UU., Canadá y Argentina para desarrollar no convencionales de forma responsable.

La digitalización y el reúso de agua permiten producir más con menos pozos, minimizando el impacto ambiental y el estrés hídrico.

La transparencia informativa y el involucramiento comunitario son esenciales para construir la confianza pública necesaria para operar.



Durante los últimos veinte años, tres países del continente americano han marcado el rumbo en el desarrollo de yacimientos no convencionales: Estados Unidos, Canadá y Argentina. Cada uno, desde realidades geológicas, regulatorias y sociales distintas, logró superar retos técnicos y ambientales que hoy forman parte de las mejores prácticas internacionales en la industria energética.

México, que cuenta con recursos significativos, pero aún poco desarrollados, se encuentra en una posición singular. A diferencia de estos países, no enfrenta el reto de descubrir cómo explotar los no convencionales, sino cómo hacerlo de manera responsable, eficiente y socialmente aceptable desde el inicio. La ventaja es clara: México no tiene que empezar de cero.

Aprovechar tecnologías probadas y lecciones ya aprendidas permitiría acelerar el desarrollo de estos recursos, reducir riesgos operativos y ambientales, y construir confianza pública en torno a un tema que históricamente ha generado controversia.

Estados Unidos: eficiencia, escala y digitalización

Estados Unidos es hoy el referente mundial en la producción de gas y petróleo no convencionales. Su liderazgo no se debe únicamente a la introducción de la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, sino a la optimización constante de estas tecnologías durante más de dos décadas.

Uno de los avances más importantes ha sido la perforación horizontal de gran alcance. Gracias a trayectorias laterales que se extienden por varios kilómetros, es posible drenar grandes volúmenes de roca desde una sola plataforma, reduciendo la cantidad de pozos necesarios y, con ello, el impacto en superficie.

A esto se suma el desarrollo del fracturamiento multietapa altamente controlado, que permite dirigir con precisión la energía de la fractura hacia zonas específicas del yacimiento, mejorando de forma significativa la recuperación del recurso.

Quizá el cambio más profundo ha sido la incorporación de la digitalización. Sensores en tiempo real, análisis avanzado de datos, inteligencia artificial y modelos predictivos permiten hoy ajustar las operaciones pozo por pozo, optimizar diseños y detectar problemas antes de que se conviertan en fallas mayores.

Para México, estas prácticas representan una oportunidad directa: producir más con menos pozos, reducir costos y minimizar la huella ambiental, algo fundamental en regiones donde existen comunidades cercanas y una alta sensibilidad social.

Canadá: la tecnología puesta al servicio del medio ambiente

Si Estados Unidos mostró cómo escalar la producción, Canadá demostró cómo hacerlo con un fuerte enfoque ambiental, especialmente en el manejo del agua y el control de la sismicidad inducida.

En varias provincias canadienses, la reutilización de agua producida se convirtió en práctica común. Esto permitió reducir de manera sustancial la necesidad de extraer agua fresca, una experiencia altamente relevante para un país como México, donde el estrés hídrico es cada vez más evidente.

Además, Canadá avanzó en el uso de agua salobre o no potable para operaciones de fracturamiento, evitando competir con el consumo humano, agrícola o industrial. En paralelo, desarrolló protocolos estrictos de monitoreo sísmico conocidos como sistemas "semáforo", que permiten ajustar o detener las operaciones ante señales tempranas de actividad sísmica.

Estas medidas no solo redujeron riesgos, sino que ayudaron a mejorar la percepción pública de la



actividad. Para México, adoptar estos modelos desde el inicio permitiría atender una de las mayores preocupaciones sociales: la protección del agua y del entorno.

Argentina: Vaca Muerta y la adaptación al contexto latinoamericano

El caso de Vaca Muerta, en Argentina, demuestra que el desarrollo de yacimientos no convencionales no es exclusivo de América del Norte. En un contexto económico y social más cercano al mexicano, Argentina logró avances importantes al apostar por un crecimiento gradual y una mayor participación del Estado en la regulación.

Entre los principales logros se encuentra una notable reducción de costos, producto del aprendizaje operativo y la estandarización de procesos. En lugar de un desarrollo acelerado y desordenado, Vaca Muerta creció de forma progresiva, permitiendo ajustes técnicos, regulatorios y sociales en el camino.

La planificación y supervisión estatal reforzaron el control ambiental y dieron mayor certidumbre a largo plazo. Para México, este ejemplo es relevante: muestra que es posible avanzar con un ritmo propio, adaptado a las capacidades nacionales, sin sacrificar competitividad ni estándares ambientales.

Beneficios concretos para México

Integrar las lecciones de Estados Unidos, Canadá y Argentina permitiría a México obtener ventajas claras y medibles. La primera es acelerar la curva de aprendizaje, evitando errores tempranos y optimizando desde el inicio los diseños de pozos y las estrategias de operación.

El uso de tecnologías probadas también reduce costos y riesgos, tanto técnicos como financieros.

Menos incertidumbre se traduce en proyectos más viables y mejor supervisados.

Otro beneficio clave es la aceptación social. La experiencia internacional muestra que el monitoreo continuo, el reúso de agua y la transparencia informativa contribuyen de manera decisiva a reducir la oposición social.

Finalmente, una mayor producción nacional fortalecería la seguridad energética, disminuyendo la dependencia de importaciones y aportando mayor estabilidad al sistema eléctrico y a la industria.

Tecnología alineada con la regulación mexicana

Lejos de ser un obstáculo, el marco regulatorio mexicano puede convertirse en un catalizador de mejores prácticas. Muchas de las tecnologías desarrolladas en otros países encajan naturalmente con requisitos ya existentes, como el monitoreo de línea base ambiental, los márgenes de seguridad para acuíferos, las regulaciones prohibitivas y los planes de abandono de pozos.

La regulación, cuando se aplica de forma consistente, incentiva el uso de tecnologías más limpias, más eficientes y mejor controladas. Esto permite diferenciar los proyectos mexicanos bajo un enfoque de mayor responsabilidad ambiental y social.

Transparencia: la clave para construir confianza

Uno de los aprendizajes más claros a nivel internacional es que la tecnología, por sí sola, no garantiza aceptación social. Estados Unidos y Canadá avanzaron —con tropiezos incluidos— hacia una mayor divulgación pública de información ambiental.

México puede evitar esos errores iniciales si apuesta desde el principio por la transparencia: publicar datos sobre calidad del agua, explicar claramente la composición de los fluidos de fractura, comunicar resultados del monitoreo sísmico e involucrar a las comunidades locales desde etapas tempranas.

Un marco regulatorio como punto de partida

Para que el desarrollo de los yacimientos no convencionales sea sostenible, el debate en México debe ir más allá del "sí" o el "no". La pregunta central es **cómo hacerlo bien**.

El país ya cuenta con una hoja de ruta basada en ocho ejes clave: líneas base ambientales, planes de gestión, márgenes de seguridad, regulaciones prohibitivas, monitoreo de procesos, adopción tecnológica, divulgación pública y abandono seguro de pozos.

No se trata de inventar nuevas reglas, sino de integrarlas, actualizarlas y aplicarlas de forma consistente.

México es diferente —y eso es una oportunidad

A diferencia de Estados Unidos, Canadá o Argentina, México enfrenta desafíos particulares: mayor densidad poblacional, limitaciones de superficie y estrés hídrico. Esto obliga a un enfoque distinto: más selectivo, más controlado y preciso.

Un desarrollo "quirúrgico", con menos pozos, mejor ubicados y altamente monitoreados, no es una desventaja. Al contrario, es una oportunidad para hacer las cosas mejor desde el principio y demostrar que los yacimientos no convencionales pueden desarrollarse con responsabilidad.

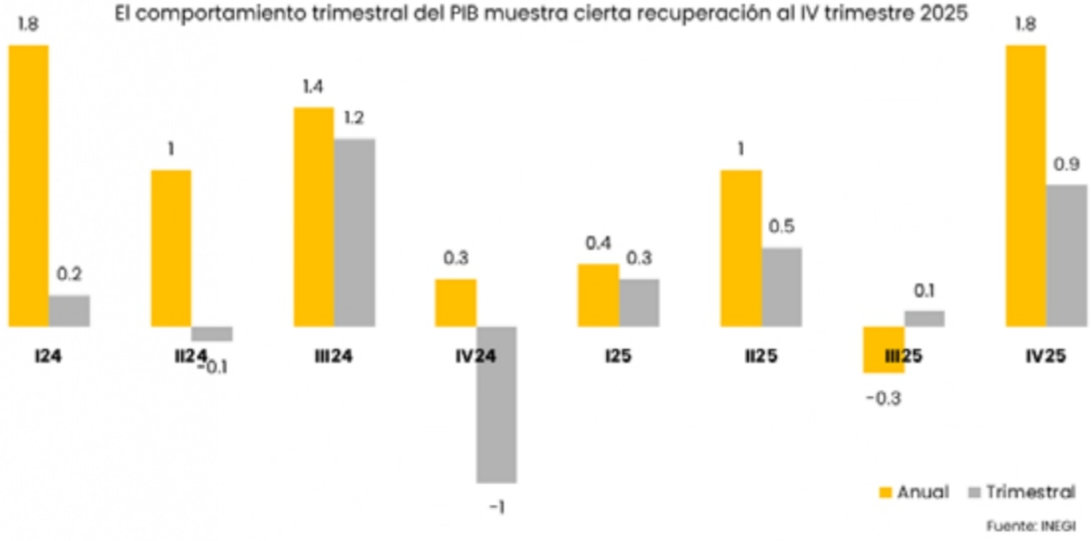
En un mundo donde la energía sigue siendo necesaria, la verdadera pregunta no es si México puede explotar sus no convencionales, sino si sabrá aprovechar la experiencia global para hacerlo mejor, más rápido y con mayor responsabilidad.

02

Análisis de los resultados financieros y operativos trimestrales de PEMEX

México: Evolución del Producto Interno Bruto, porcentajes

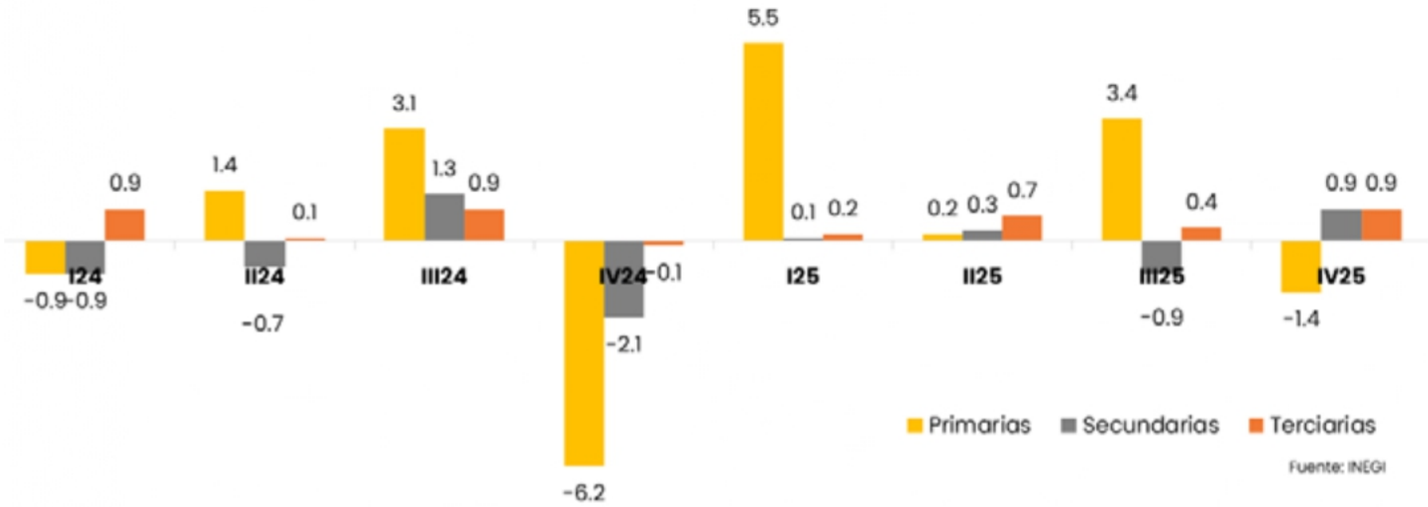
El comportamiento trimestral del PIB muestra cierta recuperación al IV trimestre 2025



Fuente: INEGI

México: Evolución de PIB trimestral por actividad económica, porcentajes

Actividades primarias: Agricultura, Ganadería y Pesca.- Altamente volátiles
Actividades Secundarias: Industria manufacturera, energía.- Poco dinamismo
Actividades terciarias: Servicios, educación, salud, comercio, entretenimiento.- Estables con tendencia positiva



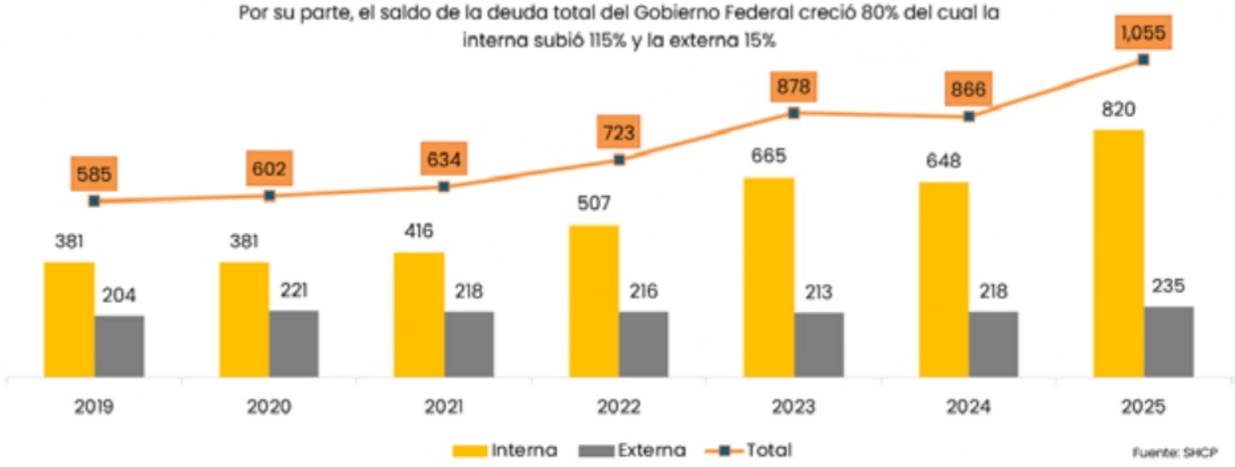
Fuente: INEGI

Balance Financiero del Gobierno Federal / Miles de millones de pesos							
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Ingreso petroleros	956	606	1,156	1,482	1,079	959	1,222
Ingresos no petroleros	4,429	4,734	4,804	5,121	5,960	6,534	7,007
Total	**5,385**	**5,340**	**5,961**	**6,603**	**7,039**	**7,493**	**8,229**
Egresos totales	5,793	5,995	6,736	7,554	8,122	9,164	9,594
Déficit	**-(408)**	**-(655)**	**-(775)**	**-(951)**	**-(1,083)**	**-(1,671)**	**-(1,366)**

Entre 2019 y 2025, los ingresos totales del GF se incrementaron 53% en tanto que los egresos aumentaron 66% determinando un incremento del déficit de 2.4 veces. Fuente: SHCP

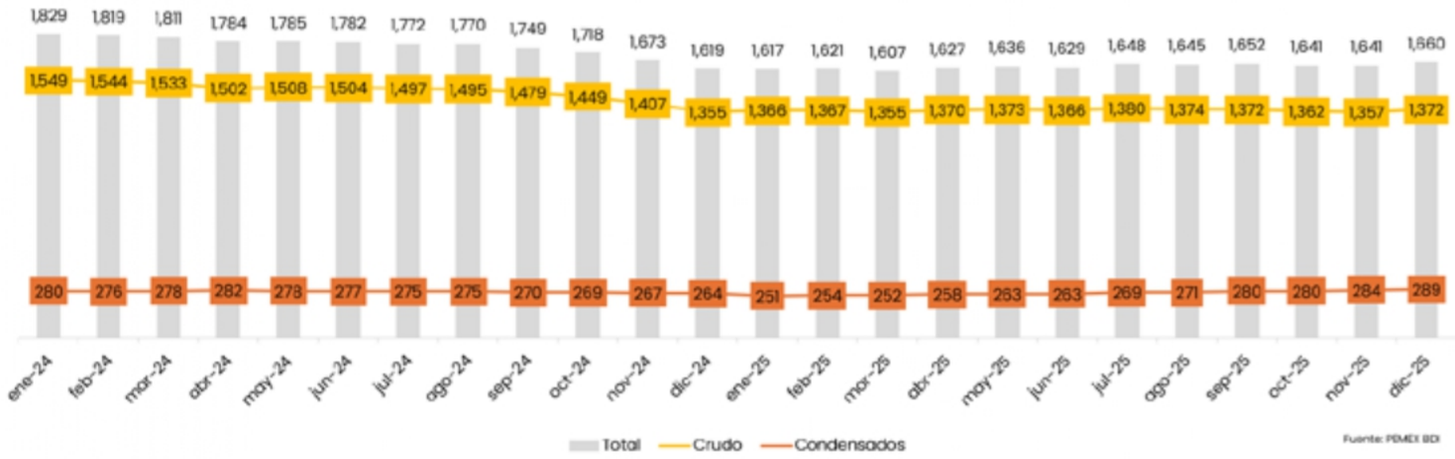
Saldo de la deuda del Gobierno Federal a diciembre, Miles de millones de dólares

Por su parte, el saldo de la deuda total del Gobierno Federal creció 80% del cual la interna subió 115% y la externa 15%



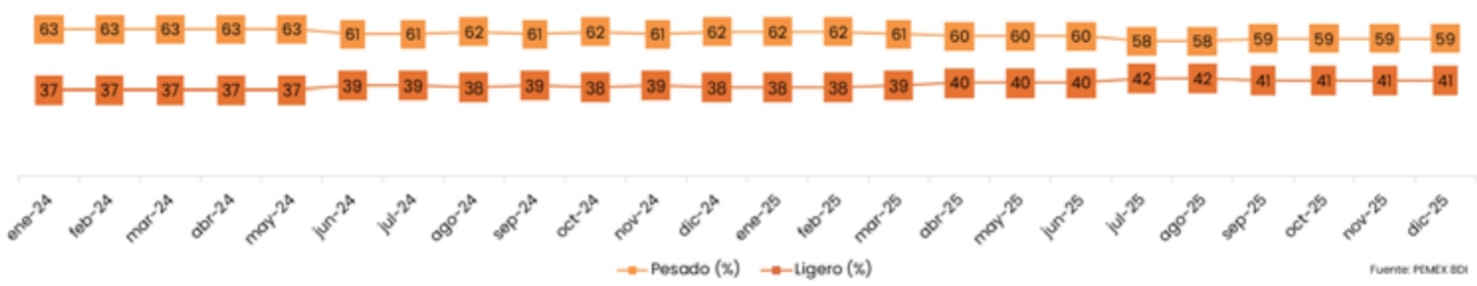
PEMEX: Producción de hidrocarburos líquidos, miles de barriles diarios

Entre Enero-Diciembre 2024, la producción de petróleo crudo se redujo 13%, pero a partir de 2025 se ha estabilizado. Los condensados han mantenido un nivel estable.



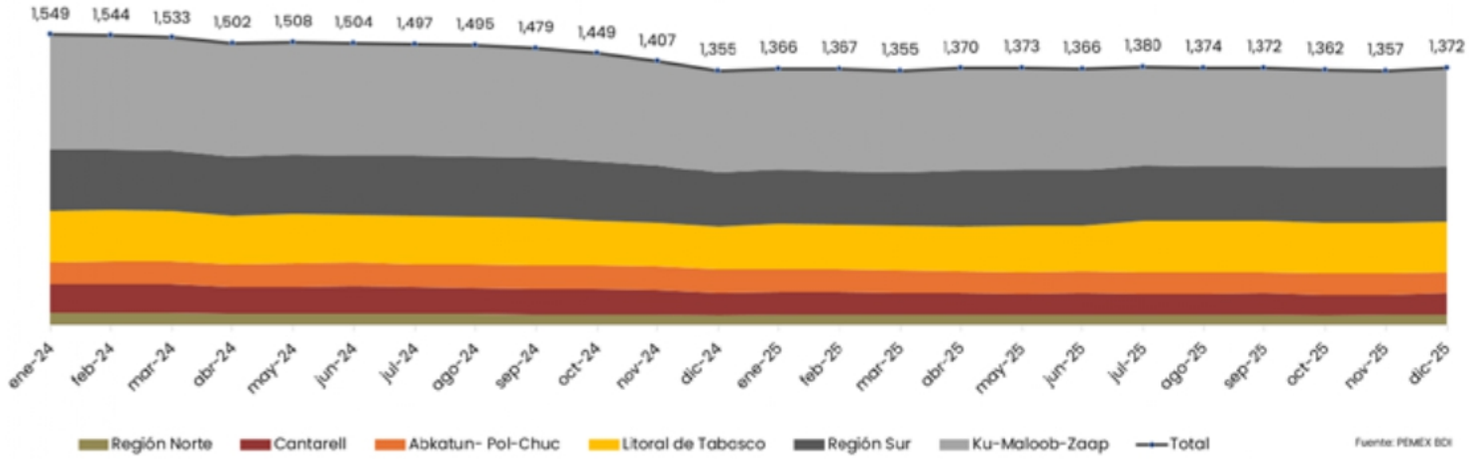
PEMEX: Producción de petróleo crudo por tipo, porcentajes

La producción de petróleo crudo muestra una tendencia a aligerarse debido al agotamiento de los campos maduros y a la entrada en operación de nuevos campos de crudo ligero



PEMEX: Producción de petróleo crudo por región, miles de barriles diarios

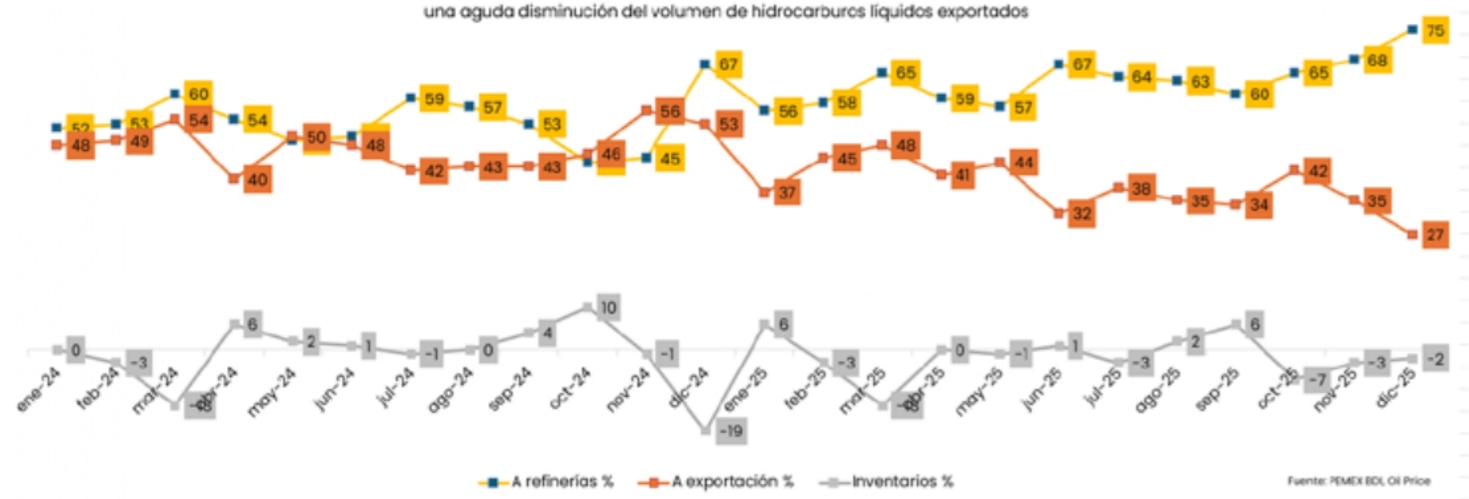
Entre enero 2024 y diciembre 2025 la producción de petróleo crudo disminuyó en todas las regiones



Fuente: PEMEX BDI

PEMEX: Distribución de hidrocarburos líquidos, porcentajes

El estancamiento de la producción de crudo y el incremento en el nivel de aprovechamiento del SNR determinó una aguda disminución del volumen de hidrocarburos líquidos exportados



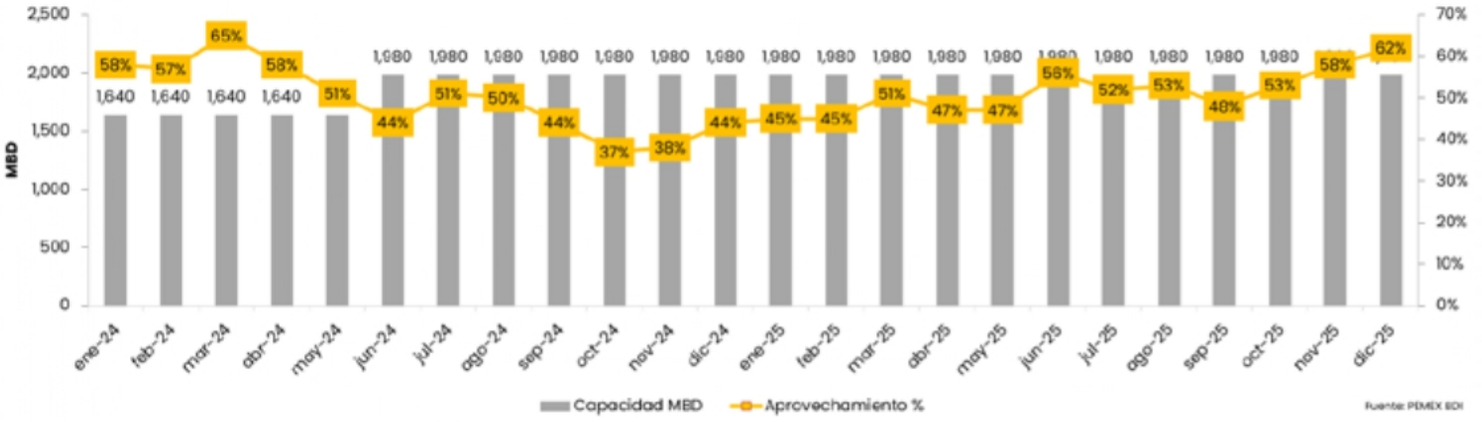
Fuente: PEMEX BDI, Oil Price

Precio crudos y gasolina			
	Dic 2025	**Mar 12 2026**	**Cambio %**
Brent USD/Bl	62.5	101.1	**61.8**
WTI USD/Bl	58	96.1	**65.7**
MME USD/Bl	55.6	81.6	**46.8**
Murban USD/Bl	105	121	**15.2**
Gasolinas USD/Gl	1.81	2.97	**64.1**

El conflicto bélico en Medio Oriente ha disparado los precios del crudo y la gasolina

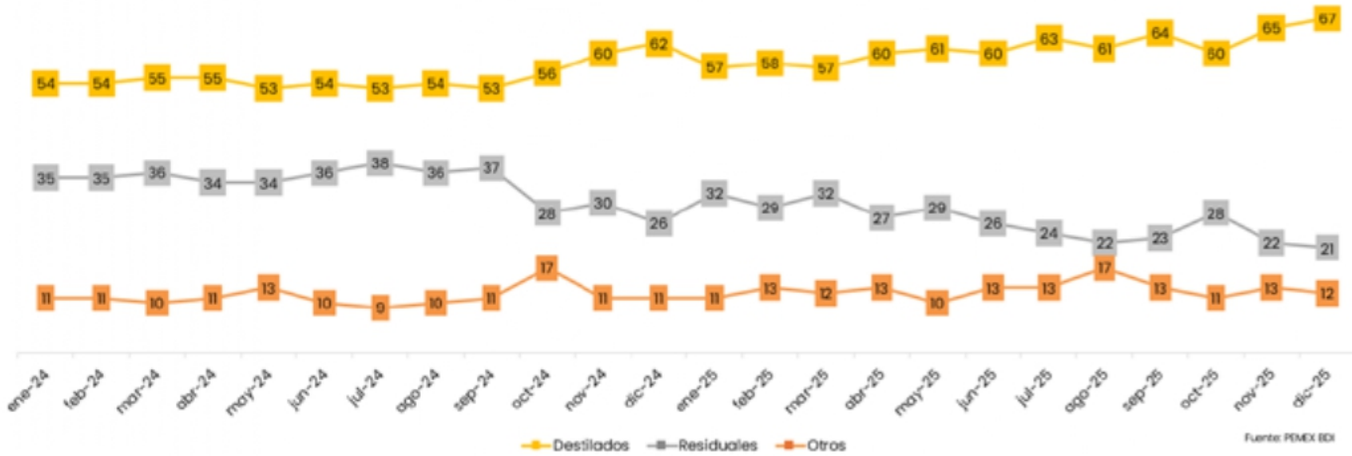
Fuente: PEMEX BDI, Oil Price

PEMEX: Aprovechamiento de la capacidad instalada del Sistema Nacional de Refinación



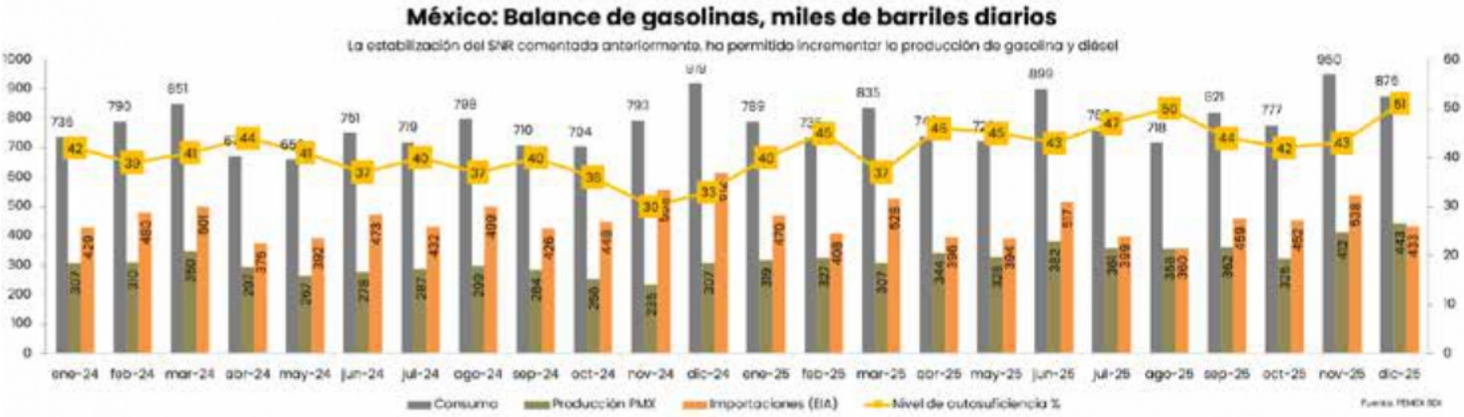
PEMEX: Producción de principales líneas de refinados, porcentajes

La estabilización de la refinería de Dos Bocas y el arranque de la reconfiguración de Tula, han incrementado el nivel general de utilización del SNR y han determinado el aumento de la elaboración de destilados (gasolina, diésel y turbosina) que son los de mayor valor, frente a los residuales (combustóleo y coque) lo que se traducirá en un mejor desempeño económico del SNR



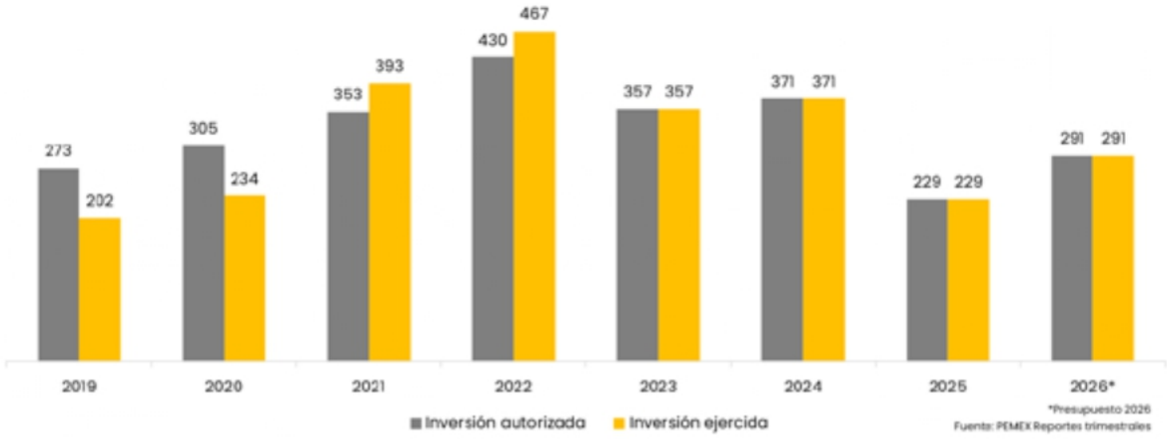
México: Balance de gasolinas, miles de barriles diarios

La estabilización del SNR comentada anteriormente, ha permitido incrementar la producción de gasolina y diésel



PEMEX: Inversión presupuestal, miles de millones de pesos

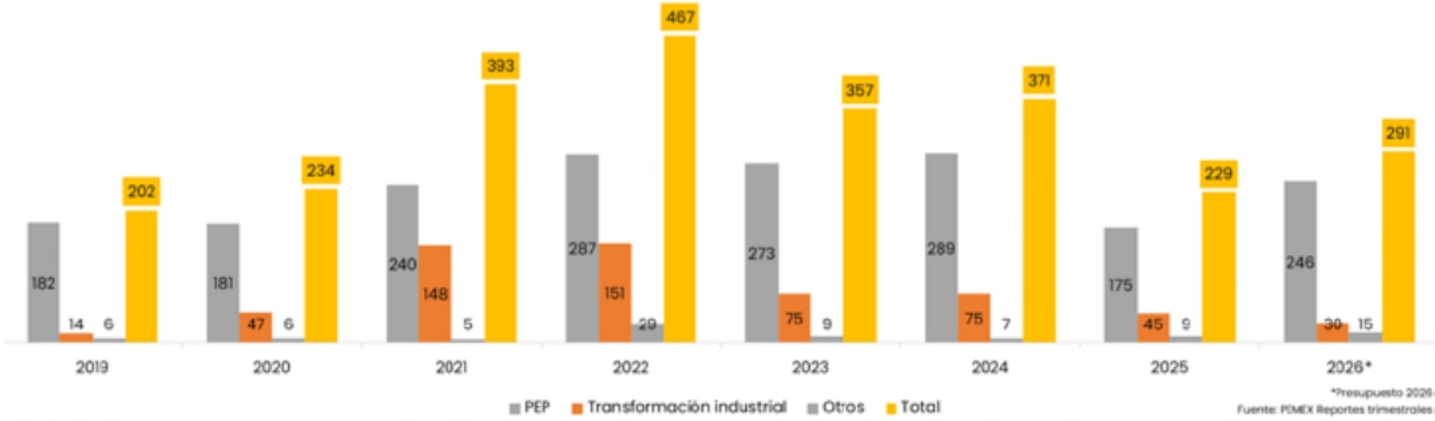
§La inversión presupuestal aprobada para 2026 de 291 mil millones de pesos representa un. incremento de 27% respecto a la de 2025 de 229 mil millones de pesos.



*Presupuesto 2026
Fuente: PEMEX Reportes trimestrales

PEMEX: Inversión ejercida por línea de negocios, miles de millones de pesos

Sin embargo el 4 de febrero de 2026 la Dirección General de PEMEX anunció que para este año la inversión total alcanzaría 425 mil millones de pesos. Aparentemente, la diferencia de 134 mil millones de pesos se cubriría básicamente con inversión privada a través de contratos mixtos.

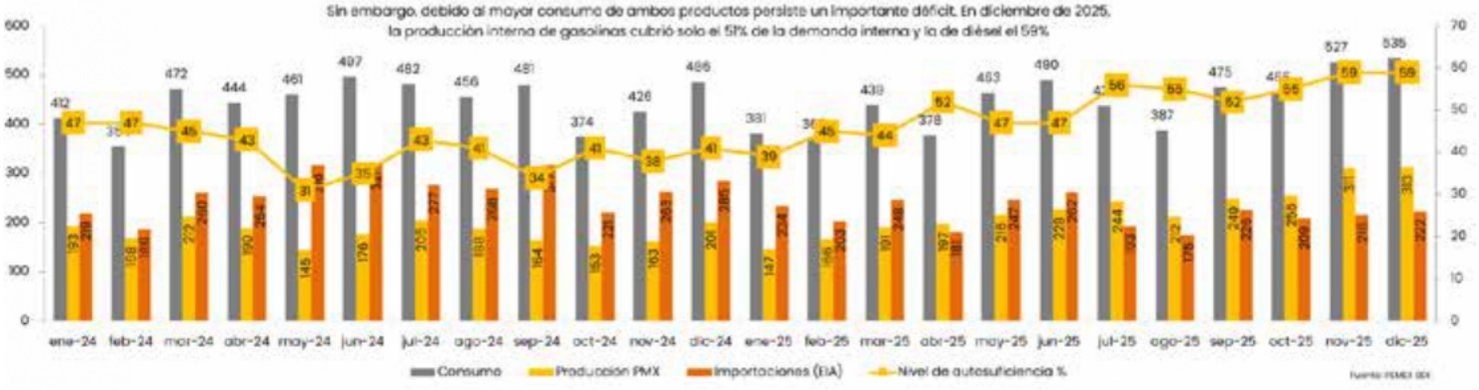


*Presupuesto 2026
Fuente: PEMEX Reportes trimestrales



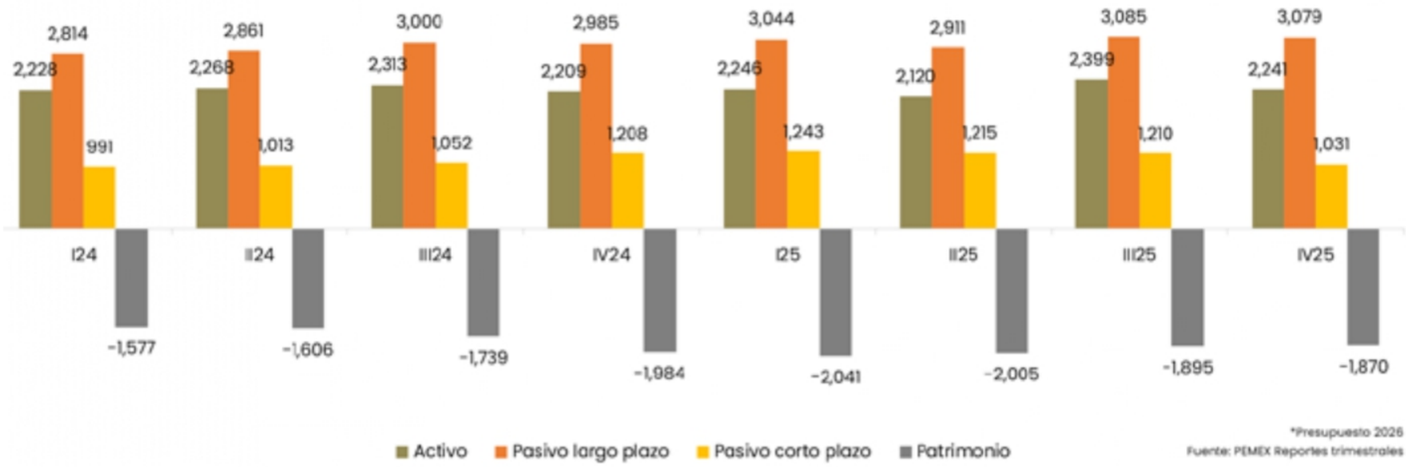
México: Balance de diésel, miles de barriles diarios

Sin embargo, debido al mayor consumo de ambos productos persiste un importante déficit. En diciembre de 2025, la producción interna de gasolinas cubrió solo el 51% de la demanda interna y la de diésel el 59%



PEMEX: Estructura del balance general, miles de millones de pesos

El pasivo a corto plazo es el renglón mas dinámico del balance



*Presupuesto 2026
Fuente: PEMEX Reportes trimestrales



03

Declaraciones relevantes de funcionarios públicos

Posturas públicas que inciden en el sector energético.

Conferencia "Mañanera del Pueblo" del Miércoles 04 de febrero de 2026

La Secretaria de Energía señaló:

- En 2025 se logró el fortalecimiento (de PEMEX) gracias a los instrumentos financieros.
- Logramos capitalizar a PEMEX.
- Se logró hacer frente a todas las obligaciones financieras de la empresa.
- Se dio paso al pago de proveedores.
- Por primera vez, en 2025, se redujo en 20 por ciento la deuda de PEMEX, total.
- Las tres principales calificadoras internacionales: Moody's, Fitch y Standard & Poor's, han mejorado ya la calificación crediticia de PEMEX.
- Se estabilizó la producción de petróleo. Se tiene ya la producción necesaria para poder surtir de crudo a nuestras refinerías.
- Hoy nuestras refinerías están procesando 1.2 millones de barriles de petróleo.
- La comercialización de productos de mayor valor se incrementó en 7.8 por ciento.
- El secretario (de Hacienda) presentó todos los incrementos que van a haber de inversión pública y mixta. Y en el caso de hidrocarburos, en el caso de este sector, se está incrementando la inversión en 34 por ciento. Esto también para proyectos estratégicos.

El Director General de PEMEX señaló:

- Una disminución de 20 mil millones de dólares en el saldo de la deuda, en comparación con 2018.
- Se implementó el Programa de Financiamiento de Inversión, coordinado con Banobras y la Secretaría de Hacienda. Con este programa y los recursos generados por la empresa, el pago a proveedores alcanzó más de 390 mil millones de pesos.
- En términos anuales, la producción nacional aumentó en más de 122 mil barriles diarios.
- El procesamiento de crudo alcanzó 1.5 millones de barriles por día, ya considerando la refinería de Deer Park.
- Las refinerías de Tula y Dos Bocas destacan por el volumen procesado de hasta 280 mil barriles y 320 mil barriles diarios, respectivamente.
- Hablando de inversión productiva, el monto que traemos es de los 427 mil millones de pesos, lo que representa un incremento de 34 por ciento más con respecto a 2025.
- En el campo de la exploración-producción, destacan tres proyectos: que es el proyecto Trión, Zama y Maloob, y otros más, que nos permitirán cumplir con la meta de 1.8 millones de barriles por día.
- En gas natural tenemos proyectos estratégicos en Ixachi, Bakté y Burgos, con el objetivo de alcanzar una producción de 4 mil 500 millones de pies cúbicos diarios.
- La meta es alcanzar un procesamiento, en las refinerías, de un millón 560 mil barriles diarios de petróleo crudo. Esto será posible gracias a inversión pública y mixta, en mantenimiento, modernización y mayor aprovechamiento de residuales.
- En los últimos años, la deuda financiera se redujo 20 por ciento.
- El pago a proveedores llegó a casi 400 mil millones de pesos.

Resumen de las intervenciones del Director General y el Director de Finanzas de PEMEX durante la presentación de los resultados de PEMEX al 4º Trimestre de 2025

a Dr. Víctor Rodríguez Padilla, Director General de PEMEX:

- Nuestro enfoque está centrado en incrementar la eficiencia productiva, fortalecer la posición de liquidez, reducir riesgos estructurales y garantizar que cada proyecto contribuya de manera tangible a la generación de valor.
- En agosto de 2025 se presentó el plan estratégico 2025-2035 que incluye el diseño y ejecución de esquemas financieros coordinados con SHCP y SENER , con el objetivo de atender la deuda con proveedores y contratistas,



reducir el nivel de deuda financiera, optimizar el costo de fondeo y equilibrar concentraciones de vencimientos, así como disminuir el costo financiero.

- Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de la deuda financiera disminuyó 13% con respecto al cierre de 2024 y 19% con respecto al cierre de 2018
- En cuanto a los pagos a proveedores y contratistas, la empresa destinó más de 582,000 millones de pesos a cumplir con sus compromisos, de los cuales 191,000 millones se canalizaron en el segundo semestre a través del programa de financiamiento de inversión diseñado por la SHCP
- En el cuarto trimestre de 2025 PEMEX incrementó en 7% las ventas de los principales combustibles respecto al mismo periodo del año anterior.
- En líquidos se logró estabilizar la producción en 1,640,800 barriles diarios durante el cuarto trimestre, manteniéndose al mismo nivel que estaba previsto
- En cuanto al gas, la producción con socios al cierre de diciembre de 2025 promedió 3,879 millones de pies cúbicos diarios, marcando el tercer trimestre consecutivo con incremento en la producción
- El proceso den refinerías alcanzó 1,136,000 barriles diarios, un incremento de 44% con respecto al mismo periodo de 2024 gracias a la rehabilitación de infraestructura y la operación óptima de las refinerías
- La elaboración de petrolíferos alcanzó 1,177,000 barriles diarios, incluyendo destilados de alto valor como gasolina y turbosina, que crecieron en 53% respecto al cuarto trimestre de 2024, fortaleciendo la capacidad de abasto nacional.
- Estos avances han permitido una reducción de 17.6 % de importaciones de petrolíferos;en el cuarto trimestre de 2025.
- También se avanzó en el fortalecimiento de las capacidades financieras, técnicas y tecnológicas de la empresa a través de los contratos de desarrollo mixto. A la fecha se han adjudicado siete de ellos, tres firmados, mientras que tres contratos adicionales se encuentran en proceso competitivo. PEMEX continuará evaluando nuevos proyectos bajo ese esquema.
- Estos avances en producción y en la colaboración con el sector privado están alineados con el objetivo de abastecer primero el Sistema Nacional de Refinación, que ahora incluye siete refinerías con la incorporación total de la refinería Olmeca,

Mtro. Juan Carlos Carpio Fragoso,
Director de Finanzas de Petróleos Mexicanos:

- Se han logrado avances financieros importantes para la empresa. Primero, una reducción tangible del saldo de la deuda;. Segundo, un esquema transparente y estructurado de pago a proveedores; Tercero, una mejora significativa en nuestra calificación crediticia; Y cuarto, el exitoso regreso al mercado local

con la emisión de certificados bursátiles.

- **Primer eje.- Reducción estructural del saldo de la deuda.** Al cierre de 2025, el saldo de la deuda financiera total se ubicó en 85 mil millones de dólares, lo que representa una disminución de 13 % respecto a 2024. Es el nivel de deuda más bajo en 11 años.

  En particular, las recompras y pagos anticipados de bonos ejecutados en el cuarto trimestre de 2025 disminuyeron la deuda de mercado y liberaron presiones de caja al recortar amortizaciones futuras y los intereses asociados.
- **Segundo eje: incremento sustancial en el pago a proveedores.** En 2025, el monto pagado a proveedores y contratistas superó los 580 mil millones de pesos, lo que ha permitido normalizar la operación y fortalecer la cadena de valor. Este avance se logró combinando los pagos con recursos propios y los provenientes del programa de financiamiento de inversión diseñado por SHCP ejecutado a través de Banobras, un vehículo financiero con capacidad de hasta 250,000 millones de pesos que aceleró los flujos de la cadena de suministro y que en los primeros meses de 2026 continúa liquidando deudas con proveedores.

  Solo en el segundo semestre de 2025, a través de este esquema se liquidaron 192,000 millones de pesos de adeudos a proveedores y contratistas. Mantendremos el pago oportuno, continuo y permanente para sanear balances, proteger el empleo, reactivar economías regionales y reducir riesgos operativos con el aseguramiento de una operación estable y contención de costos.
- **Tercer eje: Mejora de la calificación crediticia.** Fitch Ratings mejoró la calificación de PEMEX en tres niveles. S&P la elevó a doble B más y Moody's la mejoró en dos niveles a B1, ambas con perspectiva estable lo que se traduce en condiciones de financiamiento más competitivas, mayor confianza de inversionistas y más opciones de fondeo.
- **Cuarto eje.- Regreso al mercado local con la emisión de certificados bursátiles.** El pasado 13 de febrero de 2026, PEMEX, después de seis años, regresó de manera exitosa al mercado local de capitales con una emisión de certificados bursátiles por 31,500 millones de pesos bajo el esquema de vasos comunicantes. La emisión tuvo una sobredemanda de 2.5 veces, permitiendo una compresión promedio de la tasa de 32 puntos base.

Declaraciones relevantes en el evento del 88° Aniversario de la Expropiación Petrolera, el 18 de marzo de 2026:

1. Que el pago a proveedores y contratistas alcanzó prácticamente el 100% de cumplimiento;
2. Que la deuda financiera de PEMEX se redujo un 13% en el último año, y un 19% acumulado en el periodo 2018-2025.
3. Que el objetivo central ahora es aumentar la producción nacional de gas natural, buscando reducir la dependencia de las importaciones que actualmente cubren el 75% del consumo nacional.
4. Que el Sistema Nacional de Refinación procesa 1.3 millones de barriles diarios, cifra que incluye la operación de la refinería Olmeca (Dos Bocas) con su capacidad de 340,000 barriles por día.
5. Que se mantiene la meta de sostener los niveles de producción de petróleo actuales para garantizar el suministro a las refinerías.
6. Que existe un plan activo para la rehabilitación de complejos petroquímicos y el aumento en la producción de fertilizantes, la cual creció un 25% en 2025.
7. Finalmente, se anunció la creación de la Comisión Consultiva del Petróleo, la cual será presidida por el ingeniero Cuauhtémoc Cárdenas y estará orientada al análisis estratégico de las tendencias condiciones y perspectivas nacionales e internacionales de la industria de los hidrocarburos.

Año 1, No. 1, Enero-Marzo 2026

PULSO AMESPAC

ASOCIACIÓN MEXICANA DE EMPRESAS
DE SERVICIOS PETROLEROS A.C.



UNIDOS SOMOS MÁS FUERTES

Representamos y defendemos los intereses del sector ante autoridades y actores clave.

COMPROMETIDOS CON LA SOSTENIBILIDAD

Fomentamos operaciones responsables que generan valor para México y su gente.

INNOVACIÓN QUE TRANSFORMA

Impulsamos la adopción tecnológica y la colaboración para construir el futuro del sector.

NUESTRA MISIÓN

Fortalecer a las empresas de servicios petroleros y contribuir al desarrollo energético de México con integridad, colaboración y visión de largo plazo.

SOMOS AMESPAC

MÁS DE 60 EMPRESAS
UN SOLO PROPÓSITO

+60
Empresas asociadas

+120,000
Empleos generados

+20
Años de experiencia

1
Industria, un país

CONOCE MÁS SOBRE AMESPAC
amespac.org.mx

amespac.org.mx | AMESPAC | @AMESPACMX | AMESPAC