

29 de octubre de 2025



Deuda de Pemex repunta pese a maniobras de control de pasivos

Al 30 de septiembre, el pasivo financiero de la petrolera volvió a superar los 100,000 millones de dólares y el saldo de compromisos con proveedores rebasó de nuevo los 500,000 millones de pesos.

Al 30 de septiembre del 2025 el pasivo financiero de Petróleos Mexicanos (Pemex) volvió a rebasar la barrera de los 100,000 millones de dólares, al ubicarse en 100,284 millones de dólares, lo que representa un alza de 2.7% respecto del monto al cierre del 2024, que fue de 97,632 millones de dólares.

Asimismo, los pasivos con proveedores volvieron a mostrar un repunte, para quedar en 517,098 millones de pesos, lo que representa un aumento de 2.2% respecto de los 505,989 millones de pesos del cierre del 2024 y 20% más respecto de los 430,540 millones de pesos registrados al 30 de junio pasado.

Estos repuntes se suscitaron en coincidencia, por un lado, con la ejecución de diferentes acciones de manejo de pasivos de Pemex en coordinación con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con el propósito de mejorar el perfil crediticio de la empresa.

Y por otro, con la ejecución de pagos continuos de adeudos de Pemex con sus proveedores, que apuntan a sumar ya 300,000 millones de pesos en lo que va del año, según informó la empresa en su reporte financiero del tercer trimestre.

Si bien ambas estrategias apuntan a reducir los pasivos, hasta el cierre del tercer cuarto del año no se habían reflejado en reducciones de saldos de deuda financiera ni de compromisos con proveedores.

En cuanto al manejo de pasivos, Pemex llevó a cabo una recompra de bonos por hasta 9.9 miles de millones de dólares un reporto por 11.3 mil millones de dólares, como parte de la Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento, diseñada y operada en coordinación con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía.

Sobre el reporto –que se contrató con vencimiento a agosto del 2030, Pemex informó que realizó la operación el 18 de agosto de 2025 y que su propósito fue atender vencimientos de corto plazo.

Cabe destacar que esta operación contribuyó a que el saldo de la deuda financiera de Pemex se elevara 2.7% al cierre del trimestre.

Sin embargo, Pemex argumentó que las operaciones financieras implementadas permitirán reducir la deuda de corto plazo en aproximadamente 32% y la deuda total en 10% al cierre del 2025.

“Se prevé que estas medidas, junto con una mejor posición de liquidez y acceso a financiamiento competitivo, impulsen la rentabilidad y el desarrollo de proyectos productivos estratégicos. Pemex reafirma su capacidad de adaptación y evolución, contribuyendo de manera sostenida al fortalecimiento del sector energético nacional”, dijo.

De materializarse la expectativa de reducción de deuda de 10% de Pemex, esta cerraría el 2025 en 87,868 millones de dólares, monto superior a los 80,000 millones de dólares que planteó en septiembre pasado como meta Édgar Amador Zamora, titular de la SHCP.

Sobre los adeudos a proveedores, Pemex dijo que los 299,768 millones de pesos pagados de enero a septiembre reflejan “la continuidad y consistencia en el cumplimiento de compromisos con proveedores y contratistas”.

El viernes pasado, Víctor Rodríguez, director de la estatal afirmó en su comparecencia ante diputados con motivo de la glosa del Primer Informe de Gobierno que, tras pagar ese monto, los adeudos de Pemex con sus contratistas “se habían reducido a la mitad”, sin embargo no especificó sobre cuál base de comparación.

Rodríguez Padilla explicó que para saldar los pasivos se está utilizando un fondo de 250,000 millones de pesos que estructuró Banobras para la empresa estatal –anunciado en agosto pasado– y refirió que la semana pasada ya se utilizaron 26,000 millones de pesos para liquidar pagos pendientes.

“En diciembre son 116,000 millones de pesos que se van a dispersar y todavía viene la dispersión en enero y febrero para esos pagos”, refirió.

Desde el último cuarto del año pasado, la crisis de impagos de Pemex a sus proveedores se recrudeció y muchos alzaron la voz refiriendo estar en situaciones precarias y al borde de la quiebra en diferentes localidades de estados petroleros como Campeche y Tabasco.

A decir de asociaciones como la Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros (Amespac), otra de las consecuencias de la falta de pagos ha sido el freno en actividades productivas de la petrolera, como terminación de pozos petroleros, que hasta agosto se había desplomado en más de 50%, al pasar de 104 a 46. El Economista

29 de octubre de 2025

2

Pemex recorta 62% sus pérdidas en el tercer trimestre a 61,242 millones de pesos

Impactaron los menores precios del crudo y volúmenes de comercialización, así como la reactivación del pago de impuestos, pero las reducciones de costos y una utilidad cambiaria producto de la apreciación del peso atenuaron la merma.

Petróleos Mexicanos (**Pemex**) registró una pérdida neta de 61,242 millones de pesos de julio a septiembre del 2025, cifra 62% inferior a la merma de 161,455 millones de pesos del mismo trimestre del 2024, de acuerdo con el reporte financiero del tercer cuarto de este año, dado a conocer este lunes.

La **pérdida de Pemex** fue el reflejo de menores ingresos por ventas debido precios del crudo más bajos y caídas en los volúmenes de comercialización, así como un aumento significativo en los impuestos y derechos; si bien estos efectos fueron en alguna medida compensados por una notable utilidad cambiaria y la reducción en el costo de ventas.

Las ventas de la estatal cayeron 11.1% a 378,881 millones de pesos. A su interior, las de exportación fueron las más afectadas, con un descenso de 21.5% a 134,001 millones de pesos, mientras que las internas cayeron 4.2% a 244,110 millones de pesos.

Durante el [tercer trimestre de 2025](#) el precio de la **mezcla mexicana** de crudo cayó 10.5% a 62.2 dólares por barril y los volúmenes de exportación bajaron 23% a 557,000 barriles diarios en promedio.

En tanto, Pemex comercializó en el mercado mexicano un volumen de petrolíferos 4.2% menor, equivalente a un millón 296,000 barriles diarios.

Por otro lado, el **pago de impuestos** del tercer trimestre ascendió a 47,486 millones de pesos –por concepto del **nuevo Derecho Petrolero para el Bienestar**– lo que contrastó con el apoyo fiscal de más de 6,000 millones de pesos que otorgó el gobierno federal durante el mismo trimestre del 2024.

A favor de Pemex jugó la reducción del [tipo de cambio](#) que pasó de 19.629 a 18.383 pesos por dólar, al comparar los primeros nueve meses del 2025 contra el mismo período del 2024.

Esto dio pie a una ganancia en cambios de 33,384 millones de pesos, lo que contrasta con las pérdidas cambiarias de 130,111 millones de pesos del tercer cuarto del 2024, cuando se observó una notable depreciación del peso.

También en favor del flujo de la empresa se registró una reducción de 64% en el deterioro de valor de sus activos fijos (pozos, ductos, plantas y equipos) a 12,418 millones de pesos, mientras y una reducción de 5% en el costo de ventas a 329,143 millones de pesos.

El reporte del tercer trimestre del 2025 es el segundo reporte de la empresa bajo la nueva legislación en materia de energía –promulgada en marzo del 2025–, que establece que tanto Pemex, como la Comisión Federal de Electricidad (CFE) son empresas públicas del Estado, orientadas a proporcionar servicios públicos y no a maximizar su rentabilidad.

A la luz de los resultados del tercer cuarto del año, de forma acumulada las ventas de Pemex han caído 6.1% a un billón 166,091 millones de pesos.

En este corte, la empresa registra una pérdida acumulada de 45,055 millones de pesos, si bien ese monto es 89.5% menor al compararse con la merma de 430,103 millones de pesos observada de enero a septiembre del 2025, resultado que estuvo notablemente impactado en su momento por la depreciación del peso y pérdidas cambiarias.

Resultados operativos

Durante el tercer trimestre Pemex continuó enfrentando disminuciones en sus volúmenes de producción de crudo experimentaron, mientras que la producción de gas natural se mantuvo relativamente estable.

El bombeo de crudo cayó 6.6% interanual a un millón 648,000 barriles –lo que significa 116,000 barriles menos. El 64% provino de campos marinos y el 36% de campos terrestres, en tanto que los activos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y Abkatún-Pol Chuc concentraron el 68% de la producción total.

“Este comportamiento se debió principalmente a la declinación natural de los campos Quesqui, Tupilco Profundo, Zaap y Maloob; a la mayor complejidad operativa en pozos de alta presión y temperatura; al retraso en la instalación de infraestructura marina en los campos Xanab y Quesqui; y a condiciones climatológicas atípicas que afectaron temporalmente las operaciones costa afuera”, explicó Pemex.

La coyuntura desafiante coincide con la astringencia presupuestaria de Pemex, que en lo que va del año ha ejercido gastos de inversión por 110,664 millones de pesos, cifra que es 12.2% menor al monto promedio para enero-septiembre observado entre el 2019 y el 2024.

En tanto, la producción de gas natural (hidrocarburo) tuvo una disminución marginal interanual de 19 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), con lo que se ubicó en 3,730 mmpcd.

“La entrada en operación del campo Bakté y nuevos pozos en Ixachi ayudaron a mitigar parcialmente esta caída, reflejando avances en la estrategia de producción terrestre”, refirió Pemex.

En el terreno de la transformación industrial, Pemex reportó una leve mejora en el rendimiento de su Sistema Nacional de Refinación (SNR), con un alza de 4.8% en el proceso de crudo a 1 millón 9,000 barriles diarios.

“Este aumento se debe principalmente a la continuidad operativa del SNR, complementada con la operación de dos trenes en la refinería Olmeca”, refirió la empresa petrolera. El Economista

29 de octubre de 2025

3

Pemex, pago a proveedores: cifras dispar

En días pasados, el director de Pemex, Víctor Rodríguez Padilla, dijo que la empresa ya pagó la mitad de su deuda con proveedores.

Reveló que al corte de septiembre, Pemex ha cubierto cuentas por 300,000 millones de pesos, gracias al fondo Pemex, creado en Banobras.

Dijo que el compromiso es saldar todas las inversiones realizadas en 2025 y los adeudos de 2024.

Sin embargo las cifras oficiales de la empresa petrolera, muestran que la deuda de Pemex, en pesos, sumó 517,000 millones de pesos, con un aumento de 28.4% respecto del saldo al cierre del 2024.

La deuda de Pemex a proveedores, en dólares creció 37.1% y superó los 28,000 millones de dólares, de acuerdo con las gráficas de la empresa y que difundió, en un post en X, el analista Carlos Ramírez.

Tal vez falta que se consoliden y se registren las cifras correctas.

Aunque el propio Fondo Pemex informó en días pasados que la suma total de desembolsos que ha realizado, asciende a 29,197 millones de pesos.

Por lo pronto, llama la atención la disparidad de las cifras. El Economista

Carso estudia viabilidad de proyecto de gas en aguas profundas de campo Lakach

Grupo Carso, del empresario Carlos Slim, está revisando la viabilidad del proyecto de gas en aguas profundas Lakach con la petrolera estatal Pemex y realizando nuevos análisis para definir qué hacer con el campo, dijo este martes un directivo de la empresa.

Grupo Carso, del empresario Carlos Slim, está revisando la viabilidad del proyecto de gas en aguas profundas Lakach con la petrolera estatal Pemex y realizando nuevos análisis para definir qué hacer con el campo, dijo este martes un directivo de la empresa.

Grupo Carso firmó un acuerdo el año pasado para asociarse con Pemex y desarrollar el **campo Lakach**, en el Golfo de México, buscando revivir un proyecto que la estatal había abandonado dos veces debido a los altos costos.

"Lo que se está revisando es la viabilidad en cuanto al tema del precio de costo beneficio porque el gas no tiene un precio tan relevante como la inversión que se tiene que hacer ahí", dijo el director de Administración y Finanzas de Grupo Carso, Arturo Spinola, en una llamada sobre los resultados financieros de la empresa en el tercer trimestre.

"Se están haciendo nuevos análisis para definir qué es lo que se va a hacer en ese campo", añadió.

Reuters reveló en enero que **representantes de Slim y de Pemex estaban discutiendo cambios sustanciales** al acuerdo para hacer rentable Lakach, en medio de un precio de gas más bajo de lo que habían proyectado inicialmente, de acuerdo con fuentes.

En febrero, Slim dijo que el proyecto es "complicado" y que la profundidad a la que está enterrado el recurso en el Golfo de México lo hace más difícil. El yacimiento, situado a unos 90 kilómetros del puerto de Veracruz, en el Golfo de México, contiene unos 900,000 millones de pies cúbicos de gas, según las cifras disponibles. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

29 de octubre de 2025



HR Ratings mantiene calificación positiva para Pemex en octubre

La ratificación de las calificaciones de Petróleos Mexicanos y de las emisiones vigentes, se basa en la acción de calificación soberana del país, la cual se ratificó en escala global, modificando la Perspectiva Negativa a Estable, el 28 de octubre de 2025.

La agencia **HR Ratings** ratificó la calificación de HR AAA con Perspectiva Estable para [Petróleos Mexicanos](#) (Pemex) en su revisión de octubre, pero debido a que la deuda de la petrolera se recarga en la del país, según los apoyos mostrados por el gobierno este año. También mantuvo la nota HR+1 y HR BBB+ para distintas emisiones de la empresa y subió a Estable, desde Negativa, la calificación para otras.

La ratificación de las calificaciones de **Pemex** y de las emisiones vigentes, se basa en la acción de calificación soberana de México, la cual se ratificó en escala global, modificando la Perspectiva Negativa a Estable, el 28 de octubre de 2025, explicó la empresa.

“Lo anterior debido al estatus de soberana de facto que consideramos mantiene la deuda de la Empresa debido al apoyo mostrado por el Gobierno Federal a través de aportaciones para el pago del servicio de la deuda e inversiones de capital y apoyos fiscales”, explicó HR Ratings, “se considera, además, la relevancia que tiene Pemex como fuente de ingresos para el país”.

HR Ratings previno que en caso de que se presentara un cambio en la [relación entre Pemex y el Gobierno Federal](#), que demuestre que la deuda de la Empresa ya no cuenta con el respaldo por parte del Gobierno Federal, la calificación de la empresa podría ser modificada.

También expresó que cualquier cambio, positivo o negativo, de la [calificación soberana de México](#) y en su perspectiva se reflejaría directamente en la calificación global de Pemex porque “HR Ratings considera que la deuda de Pemex tiene una garantía de facto por parte del Gobierno Federal”. El Economista

Precios del petróleo retroceden por señales de exceso de oferta

El mercado espera que ocho miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (OPEP+) decidan un nuevo aumento de sus cuotas de producción, del orden de 137,000 barriles diarios, durante su reunión prevista para el domingo.

Los [precios del petróleo](#) cayeron el martes debido a temores de un exceso de oferta y a la espera de que se empiecen a ver las consecuencias de las sanciones de Estados Unidos contra dos gigantes rusos del sector.

El precio del barril de Brent del mar del Norte para entrega en diciembre perdió 1.86% y cerró en 64.40 dólares.

Su equivalente estadounidense, el barril de West Texas Intermediate, para entrega en el mismo mes, retrocedió 1.89%, hasta los 60.15 dólares.

“La preocupación general en el mercado es por el volumen total de petróleo suministrado en un contexto en el que la previsión de crecimiento de la demanda no es muy optimista”, resume Andy Lipow, de Lipow Oil Associates, en declaraciones a la AFP.

El analista destaca especialmente la “acumulación de petróleo almacenado en buques”, un indicador de que los productores tienen dificultades para encontrar compradores.

Según los datos de Bloomberg, el **volumen de petróleo** en cargueros en altamar supera ya los niveles alcanzados durante la pandemia.

Paralelamente, el mercado espera que ocho miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (**OPEP+**) decidan un nuevo aumento de sus cuotas de producción, del orden de 137,000 barriles diarios, durante su reunión prevista para el domingo. El Economista



29 de octubre de 2025



La petrolera rusa Lukoil venderá todos sus activos en el exterior tras nuevas sanciones de Trump

El segundo mayor productor de petróleo de Rusia, Lukoil, dijo que vendería sus activos internacionales tras las sanciones sobre Ucrania anunciadas la semana pasada por Estados Unidos.

El **segundo mayor productor de petróleo de Rusia**, Lukoil, dijo que vendería sus activos internacionales tras las sanciones sobre Ucrania anunciadas la semana pasada por Estados Unidos.

La venta prevista de los activos es la medida más trascendental hasta ahora de una empresa rusa a causa de las sanciones occidentales por la **guerra de Rusia en Ucrania**, que comenzó en febrero de 2022.

"La venta de los activos se lleva a cabo bajo licencia de liquidación de la OFAC. Si es necesario, la compañía planea solicitar la extensión de la licencia para garantizar las operaciones ininterrumpidas de sus activos internacionales", dijo Lukoil en su comunicado, y añadió que la consideración de las ofertas de los compradores potenciales había comenzado.

El 22 de octubre, el presidente de Estados Unidos, **Donald Trump**, impuso sanciones relacionadas con Ucrania a las mayores petroleras rusas, Lukoil y Rosneft.

El 15 de octubre, Reino Unido también había aplicado sanciones a Lukoil y Rosneft, así como a 44 de los llamados petroleros de la flota en la sombra, que consisten principalmente en petroleros antiguos de propiedad opaca, en lo que describió como un nuevo intento de endurecer las sanciones energéticas y ahogar los ingresos del Kremlin.

La actividad de Lukoil, con sede en Moscú, representa alrededor del 2% de la producción mundial. Su nombre deriva de tres ciudades petroleras de la región de exploración tradicional de Lukoil en Siberia occidental: Langepas, Urai y Kogalym.

La empresa no identificó los activos concretos que se venderán.

Su mayor activo en el extranjero es el yacimiento petrolífero iraquí West Qurna 2, uno de los mayores del mundo, en el que posee una participación del 75 por ciento.

La producción de este yacimiento superó los 480,000 barriles diarios (bpd) en abril, según informó la agencia rusa Interfax.

La empresa es propietaria de la refinería Lukoil Neftohim Burgas, de 190,000 bpd, en Bulgaria, la mayor de los Balcanes, así como de la refinería Petrotel, en Rumanía.

Lukoil suministra crudo a Hungría y Eslovaquia, así como a la refinería STAR de Turquía, propiedad de la azerbaiyana SOCAR, que depende en gran medida del petróleo ruso.

La empresa también participa en terminales petrolíferas y cadenas de distribución de combustible en Europa, y tiene varios proyectos en Asia Central, incluido Kazajistán, y en África y América Latina. El Economista

Petróleo cae 2% mientras mercado evalúa sanciones a Rusia y plan de producción de la OPEP+

Los precios del petróleo caían un 2% este martes, marcando su tercer día de descensos, ya que los inversores evaluaban el efecto de las sanciones de Estados Unidos a las dos mayores compañías petroleras de Rusia, junto con un posible plan de la OPEP+ para aumentar su producción.

Los **precios del petróleo** caían un 2% este martes, marcando su tercer día de descensos, ya que los inversores evaluaban el efecto de las sanciones de Estados Unidos a las dos mayores compañías petroleras de Rusia, junto con un **posible plan de la OPEP+** para aumentar su producción.

Los futuros del crudo Brent caían 0.81 dólares, o un 1.23%, a 64.81 dólares por barril. Los futuros del crudo estadounidense **West Texas Intermediate (WTI)** bajaban 0.71 dólares, o un 1.16%, a 60.6 dólares.

Los precios más bajos se dan después de que el Brent y el WTI registraron la semana pasada su mayor subida semanal desde junio, reaccionando a la decisión del presidente de Estados Unidos, **Donald Trump**, de imponer sanciones a Rusia por la guerra en Ucrania por primera vez en su segundo mandato, apuntando a las petroleras **Lukoil** y **Rosneft**.

"El mercado del petróleo sigue debatiendo si las últimas sanciones afectarán o no a las exportaciones de crudo ruso, con los agentes del mercado reduciendo algo la prima de riesgo de suministro acumulada la semana pasada", dijo el analista de UBS Giovanni Staunovo.

El director ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía, Fatih Birol, afirmó este martes que el efecto de las sanciones sobre los países exportadores de petróleo será limitado debido al exceso de capacidad.

Tras las sanciones de Estados Unidos, **Lukoil**, el segundo mayor productor de petróleo de Rusia, dijo el lunes que vendería sus activos internacionales. Se trata de la medida más importante adoptada hasta ahora por una empresa rusa a raíz de las sanciones occidentales por la guerra de Rusia en Ucrania, que comenzó en febrero de 2022.

En tanto, las refinerías indias no han realizado nuevos pedidos de compra de petróleo ruso desde que se impusieron las sanciones, ya que esperan claridad por parte del Gobierno y los proveedores, según dijeron fuentes a Reuters este martes.

La OPEP+, que agrupa a la Organización de Países Exportadores de Petróleo y a sus aliados, incluida Rusia, se inclina por otro modesto aumento de la producción en diciembre, dijeron a Reuters cuatro fuentes familiarizadas con las conversaciones.

Tras reducir la producción durante varios años en un intento de sostener el mercado del petróleo, el grupo empezó a revertir esos recortes en abril. El Economista

29 de octubre de 2025

6

El litio en México, de la ilusión a la incertidumbre

En México, la ilusión que empresas y autoridades construyeron alrededor de la “fiebre del litio” ahora está en el aire. No hay certeza sobre cuánto litio hay en el territorio nacional. Además, el organismo creado por el Estado para explotarlo apenas tiene presupuesto, el país enfrenta demandas en tribunales internacionales y varios títulos mineros traslapan con los territorios de al menos 20 ejidos. En esta historia, los que han ganado son quienes vendieron las concesiones mineras que tenían a su nombre.

Con un entusiasmo desbordado, el gobernador de Sonora Alfonso Durazo Montañó habló de los minerales asociados a la construcción de autos eléctricos. Al grafito, al cobre y en especial al litio los colocó como las llaves que cambiarían el destino económico del estado de Sonora y de todo México. Los yacimientos de litio, dijo, “habrán de ser un pilar para el desarrollo nacional y para el bienestar de las comunidades y territorios”.

El 18 de febrero de 2023, Durazo Montañó [lanzó](#) esas afirmaciones frente al entonces presidente Andrés Manuel López Obrador, secretarios de Estado y pobladores de Bacadéhuachi, una pequeña localidad de poco más de mil habitantes ubicada a unas tres horas de la frontera con Arizona. Durante su discurso de poco más de 12 minutos, el funcionario dijo que en la “alta sierra de Sonora, en el corazón profundo” del norte de México, se encontraba un yacimiento de litio tan grande que, incluso, podía mirarse. Aseguró tener información de que “la lengua de litio” — como la llamó— abarcaba siete kilómetros de largo, dos y medio de ancho y 400 metros de profundidad. “Me voy a atrever a mencionar que esa lengua baja de [Bacadéhuachi a Sahuaripa](#), porque se ve”, dijo. Esa “veta”, insistió, era visible.

El discurso del gobernador sonorense se escuchó el mismo día en que el gobierno federal publicó el [decreto](#) para crear la Zona de Reserva Minera de Litio Li-MX, en poco más de 234,855 hectáreas distribuidas en siete municipios de Sonora. Diez meses antes, en abril de 2022, el Estado mexicano había [reformado](#) la Ley Minera y declarado en el Artículo 5 Bis la utilidad pública al litio, por lo que cualquier actividad relacionada con la exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento del mineral “se reserva en favor del pueblo de México”. Además estipuló que “las cadenas de valor económico del litio se administrarán y controlarán por el Estado”.

Durazo Montañó no fue el único que aseguró que el territorio mexicano era rico en litio. Desde 2009, el empresario minero Martín Sutti difundió que el país tenía un “enorme yacimiento”, pero no lo ubicó en Sonora. Afirmaba que se hallaba en la zona limítrofe entre Zacatecas y San Luis Potosí, justo en la región donde él tenía a su nombre varias concesiones mineras.

Algunos años después, y sobre todo a partir de 2019, empresas, revistas especializadas en minería y funcionarios mexicanos empezaron a repetir la versión que colocaba al país en un lugar destacado en el mapa del litio, un mineral considerado estratégico para la transición energética.

Y el litio lo es, porque de él dependen las baterías que impulsan los vehículos eléctricos, esenciales para alejarnos de los combustibles fósiles que hoy todavía mueven gran parte del transporte mundial. También está en el centro de los sistemas de almacenamiento de electricidad que hacen posible aprovechar a gran escala la energía producida por fuentes renovables como el sol o el viento. Esos dos, el transporte y la generación de energía eléctrica, son los [sectores que más emisiones](#) de gases de efecto invernadero producen en el planeta.

Por ser estratégico, el gobierno de López Obrador decidió declarar que su exploración, explotación y aprovechamiento se “reserva en favor del pueblo de México”. Incluso, la acción se comparó con la nacionalización del petróleo que Lázaro Cárdenas realizó en 1938 y que llevó a la expropiación de los bienes de compañías petroleras extranjeras. A diferencia de ese entonces, con el litio no se realizó ninguna expropiación.

Graciela Márquez fue una de las pocas voces que, desde el gobierno, llamó a la cautela sobre los supuestos grandes yacimientos de litio en México. En octubre de 2020, la entonces secretaria de Economía mencionó algo clave: en México el litio se encuentra en arcillas. Además, la funcionaria advirtió que los depósitos identificados tenían “un contenido muy bajo” del mineral.

Lo que Márquez dijo no era menor.

En Bolivia, Argentina y Chile, el litio se encuentra en la salmuera de los salares en lo alto de los Andes. En Australia, está en rocas conocidas como pegmatitas. Para esos dos tipos de yacimientos, ya hay procesos rentables que permiten extraer litio. Países como Estados Unidos y Serbia también poseen el mineral, pero como México, lo tienen sobre todo en arcillas. Y hasta septiembre de 2025, en ningún lugar del mundo se producía en forma comercial litio proveniente de ese tipo de depósitos.

El doctor [Luca Ferrari](#), investigador del Centro de Geociencias de la UNAM, explica en entrevista con Quinto Elemento Lab que las arcillas son minerales con una composición compleja, muy variable, “sacar el litio de ahí es mucho más complicado”. El gran desafío, dice, es contar con un procedimiento tecnológico eficaz que permita separar el litio de las arcillas y, sobre todo, que sea económicamente viable.

En el caso de México hay otro obstáculo. A diferencia de lo que se afirmaba durante el gobierno de López Obrador, hoy no se tiene certeza sobre cuánto litio existe en el territorio mexicano. Tampoco se sabe cómo o con qué recursos el Estado producirá ese mineral. En medio de esa incertidumbre, el país lidia con demandas internacionales presentadas por empresas que reclaman la cancelación de sus concesiones mineras.

Además, aún están vigentes al menos 35 títulos mineros en lugares donde se sabe que hay litio en arcillas, territorios que pertenecen a por lo menos 20 ejidos. Una de las empresas canadienses que tienen esas concesiones ahora asegura que, si no puede producir litio por los cambios a la ley. El Economista

29 de octubre de 2025

[Entrar al mapa del litio](#)



Cuando en 2009, el empresario minero Martín Sutti propagó a los cuatro vientos que había un enorme yacimiento de litio en México, el país no figuraba en las listas de naciones con reservas de este mineral. Fue hasta septiembre de 2012 que la empresa Bacanora Minerals Ltd —entonces de capital canadiense; después cambió su domicilio al Reino Unido y su nombre a Bacanora Lithium Plc— publicó en su página de internet un reporte técnico en donde se hablaba, de nuevo, del litio en México. Dos años antes, la compañía había adquirido concesiones mineras ubicadas en Sonora, a través de una subsidiaria mexicana llamada Minera Sonora Borax, como lo informó en la página 4 de su reporte.

Los autores del reporte concluyeron que en Sonora existía “un recurso significativo de litio”, pero también advertían que la estimación de recursos no implicaba “la existencia de un yacimiento de litio rentable... Será necesario realizar más pruebas para confirmar su viabilidad económica”.

Fue hasta 2016 cuando en su reporte [anual](#), el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) aseguró que el país contaba con recursos potenciales por 180,000 toneladas de litio. En ese mismo documento, se estimaba que Argentina, Chile y Bolivia tenían cada uno entre 6.5 y 9 millones de toneladas. En minería “recurso” se refiere a la posible cantidad de mineral que existe, pero sin que haya certeza de que tecnológicamente sea viable explotar.

En enero de 2018, Bacanora Minerals Ltd publicó un nuevo reporte técnico sobre la factibilidad del proyecto de litio en Sonora. Al año siguiente, en el reporte de la USGS, México dio un salto espectacular en la estimación del litio en su territorio. A partir de [2019](#), se [afirma](#) que el país tiene recursos de litio equivalentes a 1.7 millones de toneladas. Eso lo pondría en el noveno puesto en el ranking global. Sin embargo, advertía que “las fuentes de arcilla de litio se encontraban en diversas etapas de desarrollo o exploración”.

El doctor Luca Ferrari explica que esa cifra se calculó considerando la cantidad de roca del yacimiento, con una concentración de 1,500 partes por millón (ppm). El investigador es enfático en que no había evidencias suficientes para afirmar que en México se tenía un enorme yacimiento de litio. En especial, porque los depósitos identificados en Sonora y en otras partes del país tienen concentraciones de litio demasiado heterogéneas. En Bacadéhuachi, por ejemplo, se calcularon concentraciones promedio de 3,400 ppm de litio; pero la variación media de una capa de arcilla a otra va desde menos de 100 a más de 10,000 ppm. Para que sea más claro, es como si el litio fuera sal mezclada, en diferentes concentraciones, en toneladas de arcilla.

No existe una veta continua como lo afirmaba Durazo Montañón.

Aun así, en agosto de 2019, revistas del sector minero, como Mining Technology aseguraban que en Sonora estaba el “yacimiento de litio más grande del mundo”.

Esas afirmaciones desataron aún más la especulación alrededor de las concesiones mineras ubicadas en lugares donde se sabía que había posibilidades de tener depósitos de litio. Entre 2019 y 2022, empresas mineras de capital extranjero dedicadas a la exploración y conocidas como “juniors” —sobre todo de Canadá— comenzaron a adquirir títulos mineros en México y a publicitar aún más sus proyectos para buscar inversionistas y compradores. En ese periodo, el precio del litio se elevó hasta llegar a su máximo a finales de 2022.

Ahora, sin un depósito viable

El 1 de octubre de 2021, en una conferencia matutina, el entonces presidente de México, Andrés Manuel López Obrador [anunció](#) que la explotación y producción del litio sólo la haría el Estado. Seis meses después, un día antes de realizar las reformas a la ley para declarar el mineral como de “utilidad pública”, el mandatario se refirió a las dificultades tecnológicas alrededor de la producción del litio en arcillas. “Estuve leyendo comentarios de que para qué vamos a tener el litio si nos va a faltar la tecnología. Pero ahí vamos a ir desarrollando la tecnología o se adquiere, pero el litio es nuestro”, dijo.

El Estado mexicano también [creó](#) Litio para México (LitioMX), un organismo público descentralizado para hacerse cargo de la exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento del mineral.

Y aunque en el discurso se habló de una nacionalización del litio, en los hechos se creó un doble régimen jurídico para este mineral: “Por un lado, las concesiones ya otorgadas, que la Secretaría de Economía regula y vigila, y por el otro, la exploración y explotación posterior a la reforma que llevará a cabo la empresa estatal”, según escribió Fernanda Ballesteros, integrante del grupo de coordinación de transición energética del Instituto de Gobernanza de los Recursos Naturales (NRGI), en un documento publicado en julio de 2022.

Con ese doble régimen, apunta Ballesteros, no quedan claros los objetivos y responsabilidades del Estado: “Para que la explotación y procesamiento del litio pueda ser una oportunidad que se traduzca en beneficios para los mexicanos se requiere de políticas claras, consistentes y creíbles”.

El colectivo GeoComunes, la Red Mexicana de Afectadas/os por la Minería (REMA) y la organización MiningWatch Canadá también advirtieron, en un [informe](#) publicado en 2023, que “la modificación quirúrgica que se realizó a la Ley Minera, no garantiza la posesión exclusiva del Estado mexicano sobre la explotación y las cadenas de procesamiento del litio”. El Economista