

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

19 de enero de 2026

El mito del petróleo venezolano

1

La intervención de Estados Unidos en Venezuela para capturar y exfiltrar a su infame dictador (gran amigo del gobierno mexicano) no puede justificarse por el petróleo. Las afirmaciones de Trump no tienen sentido; parece atrapado en los años 70's. Las reservas probadas reales de petróleo de Venezuela están muy lejos de los 300,000 millones de barriles que infló la dictadura de Chávez y Maduro con fines de propaganda. Más aún, casi todas las reservas significativas se encuentran en la Faja del Orinoco, donde sólo hay hidrocarburos superpesados y extraordinariamente densos y de alta viscosidad, de menos de 10° API (entre mayor sea este parámetro, el petróleo es más ligero y fácil y barato de procesar). Un petróleo de buena calidad tiene más de 26° API). El petróleo venezolano de la Faja del Orinoco es tan pesado y viscoso que no fluye, no puede bombearse, ni se puede refinar directamente. Tiene un exagerado contenido de azufre; es muy parecido al petróleo de arenas bituminosas de Canadá, cuya explotación es increíblemente cara. Es indispensable calentar los yacimientos o inyectarles solventes, diluir el petróleo con condensados o naftas, hacer emulsiones agua-aceite con surfactantes (parecidos a los detergentes), y calentarlo para reducir viscosidad y poderlo mover por ductos, lo que implica un enorme gasto energético. Todo esto debe hacerse en los campos de producción y en terminales, para transformarlo en crudo sintético o Syncrude, capaz de ser exportado. Es preciso transportarlo en barcos con calefacción, y descargarlo altas temperaturas. En las refinerías es necesario hacer una doble destilación (atmosférica y al vacío) y coquizar las fracciones más pesadas en reactores carísimos a elevadísimas temperaturas, es decir, romper las moléculas más grandes (como los asfaltenos) para producir un poco más de destilados, y coque de petróleo. Esto, además de la necesidad de procesarlo durante la refinación en complejas plantas de Hidro-desulfurización, a base de Hidrógeno, para remover el azufre y convertirlo en Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) o Ácido Sulfídrico (que huele a "huevo podrido"). Muy pocas refinerías pueden hacer todo esto, que es sólo rentable con precios del petróleo superiores a 80 o 100 USD por barril. Además, este crudo superpesado venezolano se vendería con un gran descuento. Con los precios actuales en torno a 60 USD y las previsiones de niveles aún más bajos por menor demanda, por la electrificación acelerada del parque vehicular, y sobreoferta, nadie está interesado en los campos petroleros venezolanos. Las inversiones requeridas son astronómicas; según algunos analistas de 200,000 millones de USD para recuperar la producción de Venezuela en los años 1990, de unos 3 millones de barriles diarios.

(Hoy produce menos de 800,000 barriles diarios, por la confiscación de activos de empresas privadas, la estatización chavista de la industria, el despido de ingenieros competentes, y la entrega de PDVSA a personeros corruptos de la dictadura).

Los costos de solventes, diluyentes, surfactantes, energéticos para calentar, e hidrógeno son prohibitivos. Todo esto lo saben muy bien los directivos de las grandes empresas petroleras norteamericanas, y, como se lo hicieron saber hace algunos días a Trump, no están interesados en Venezuela. Restablecer la producción venezolana es totalmente fantasioso en el corto y mediano plazos, y no serviría a los intereses de Estados Unidos, que hoy es el primer productor de crudo del mundo (con 24 Millones de Barriles Diarios), y un exportador neto de petróleo y refinados. Esto, gracias a la revolución del Shale Oil (crudo de lutitas) y de las tecnologías de Fractura Hidráulica (Fracking). Nadie va a entrenar en Venezuela a miles de trabajadores altamente especializados, o a buscar, reentrenar y recontratar a los que huyeron (8 millones de venezolanos escaparon de la dictadura, casi la tercera parte de la población), ni a reconstruir infraestructura derruida y desarrollar la nueva infraestructura pantagruélica que se requiere, y con costosos equipamientos de protección ambiental. Esto, en cualquier escenario, llevaría más de 15 años. Nadie, además, va a invertir en ejércitos de guardias privados como defensa contra mafias, milicias y crimen organizado, en un país inundado de armas y corrompido hasta la médula. Tampoco, nadie va a asumir los brutales riesgos políticos cuando Trump intenta "gobernar" el país a través de las estructuras intocadas y podridas de la dictadura. Venezuela tiene más de 120,000 soldados y cerca de 300,000 milicianos comunistas armados, entrenados y manejados por la seguridad cubana, dispuestos a asesinar y a violentar cuanto sea necesario. Comparativamente, Irak habría sido una kermese infantil. Todo ello, con un mercado saturado, y mientras numerosos países de América descubren nuevas y cuantiosas reservas, como Argentina, Brasil y Guyana, e incluso, los propios Estados Unidos, reservas cuya explotación y comercialización es económicamente viable aún con un precio por debajo de 60 USD por barril. Trump debe buscar otro discurso justificativo para haber capturado al nefando dictador, no, el petróleo. Podría intentar con el retorno a la democracia y el llamado a nuevas elecciones supervisadas por organismos internacionales. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

19 de enero de 2026

2

Crudo cae tras menor presión de Donald Trump sobre Irán

Los precios del petróleo cayeron alrededor de 4% el jueves, poniendo fin a una racha de cinco días de ganancias después de que Donald Trump, dijo que la represión contra los manifestantes en Irán estaba disminuyendo, aliviando las preocupaciones sobre una posible acción militar contra Irán y las interrupciones del suministro de petróleo.

Los precios del petróleo cayeron alrededor de 4% el jueves, poniendo fin a una racha de cinco días de ganancias después de que el presidente de Estados Unidos, Donald Trump, dijo que la represión contra los manifestantes en Irán estaba disminuyendo, aliviando las preocupaciones sobre una posible acción militar contra Irán y las interrupciones del suministro de petróleo.

Los futuros del Brent cerraron con una baja de 2.76 dólares (-4.15%), hasta los 63.76 dólares por barril. El crudo West Texas Intermediate (WTI) estadounidense cayó 2.83 dólares (-4.56%), hasta los 59.19 dólares. Ambos contratos habían subido a máximos de varios meses en las últimas sesiones.

La mezcla mexicana de exportación perdió 2.77 dólares, o 4.77%, a 55.30 dólares el barril.

Trump dijo que le habían dicho que los asesinatos durante la represión de las protestas en Irán estaban disminuyendo y creía que no había un plan actual para ejecuciones en gran escala, adoptando una postura de esperar y ver después de una intervención amenazante anterior.

Los comentarios redujeron la prima de riesgo acumulada en los últimos días, según los analistas. El miércoles, el Brent alcanzó un máximo de 66.82 dólares, su nivel más alto desde septiembre.

“Pasamos de una alta probabilidad de que Trump atacara a Irán a una baja probabilidad, y esa es la mayor parte de la presión a la baja sobre los precios este jueves”, dijo Phil Flynn, analista senior de Price Futures Group.

Estados Unidos está retirando parte de su personal de sus bases militares en Oriente Medio, dijo el miércoles un funcionario estadounidense, después de que un alto funcionario iraní dijera que Teherán había dicho a sus vecinos que atacaría bases estadounidenses si Washington ataca.

Otro factor que influyó aún más en los precios fue el aumento de los inventarios de crudo y gasolina en Estados Unidos la semana pasada en más de lo que los analistas habían estimado, dijo el miércoles la Administración de Información de Energía.

Por otra parte, Venezuela ha comenzado a revertir los recortes de producción de petróleo realizados bajo un embargo estadounidense, y las exportaciones de crudo también se están reanudando, dijeron tres fuentes.

Los analistas apuntaron a un mayor sentimiento bajista en el mercado luego de una llamada telefónica positiva entre Trump y la presidenta interina de Venezuela , Delcy Rodríguez, el miércoles, con expectativas de estabilidad en el corto plazo que llevarán a que más petróleo salga de Venezuela en las próximas semanas.

“Eso mantendrá los precios anclados”, dijo Flynn.

Aumentará la demanda

La OPEP dijo que la demanda de petróleo en 2027 quizá aumente a un ritmo similar al de este año y publicó datos que indican un equilibrio cercano entre la oferta y la demanda en 2026, lo que contrasta con otros pronósticos de exceso.

Las importaciones de petróleo de China en diciembre aumentaron 17% con respecto al año anterior, mientras que las importaciones totales en 2025 aumentaron 4.4%, mostraron datos del gobierno, y los volúmenes diarios de importación de crudo alcanzaron niveles récord. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

19 de enero de 2026

3

Petróleo sube con la atención puesta en el suministro por un posible ataque vs. Irán

Los precios del petróleo subían levemente este viernes, ya que los riesgos al suministro se mantenían en el centro de la atención a pesar de la disminución de la probabilidad de un ataque militar de Estados Unidos contra Irán.

Los precios del petróleo subían levemente este viernes, ya que los riesgos al suministro se mantenían en el centro de la atención a pesar de la disminución de la probabilidad de un **ataque militar de Estados Unidos contra Irán**.

El crudo **Brent** ganaba 50 centavos, o un 0.78%, a 64.26 dólares por barril a las 10:00 GMT, encaminándose a su cuarta subida semanal consecutiva. El **West Texas Intermediate** estadounidense subía 48 centavos, o un 0.81%, a 59.67 dólares.

Ambos referenciales alcanzaron máximos de varios meses esta semana después de que estallaron las protestas en Irán y de que el presidente de Estados Unidos, **Donald Trump**, señaló la posibilidad de ataques militares.

"Dada la posible agitación política en Irán, es probable que los precios del petróleo experimenten una mayor volatilidad a medida que los mercados digieren la posibilidad de interrupciones en el suministro", dijeron los analistas de BMI en una nota a clientes.

A última hora del jueves, Trump dijo que la represión de Teherán contra los manifestantes estaba disminuyendo, disipando las preocupaciones sobre una posible acción militar que podría interrumpir el suministro de petróleo.

"Si bien los riesgos (al suministro iraní) se han aliviado un poco, siguen siendo significativos, manteniendo al mercado nervioso en el corto plazo", dijeron los analistas de IG en una nota a clientes.

"Cualquier escalada con Irán también aumentará la preocupación por la posible interrupción de los flujos de petróleo a través del Estrecho de Ormuz, un punto de estrangulamiento por el que pasan unos 20 millones de barriles diarios", añadieron.

Los analistas prevén una mayor oferta este año, lo que podría crear un techo para la **prima de riesgo geopolítico** sobre los precios.

"A pesar de los riesgos geopolíticos y la especulación macroeconómica, el balance subyacente sigue apuntando a una oferta abundante", dijo Priyanka Sachdeva, analista de Phillip Nova.

"A menos que veamos una auténtica reactivación de la demanda china o un cuello de botella significativo en los flujos de barriles físicos, el petróleo parece en un rango, con el Brent rondando ampliamente entre 57 y 67 dólares". El Economista

Precios del petróleo cierran con ligera alza con la situación de Irán en la mira

Dado que el crudo iraní está sujeto a sanciones, "las interrupciones en el suministro iraní no tienen un impacto directo en los índices de referencia mundiales", según analistas de Oxford Economics.

Los **precios del petróleo** se recuperaron ligeramente este viernes tras la caída del día anterior, con los operadores siguiendo de cerca la evolución de la situación en Irán, un importante productor mundial de crudo.

Ahogada por una violenta represión que dejó miles de muertos, según expertos y **ONG**, la ola de protestas en Irán, iniciada a fines de diciembre, parece haber perdido impulso en los últimos días.

Lo que sucede en el país asiático es "el factor determinante de los precios en el mercado petrolero", afirmó Barbara Lambrecht, de Commerzbank.

El precio del crudo **Brent del Mar del Norte**, para entrega en marzo, subió un 0.58% el viernes, hasta los 64.13 dólares por barril.

Su equivalente estadounidense, el **West Texas Intermediate (WIT)**, para entrega en febrero, avanzó un 0.42%, hasta los 59.44 dólares por barril.

"Tras las últimas declaraciones del presidente estadounidense (Donald) Trump, el riesgo de una intervención (inmediata) estadounidense se ha revisado a la baja", dijo Lambrecht.

Trump agradeció este viernes a Teherán por haber cancelado "todos los ahorcamientos previstos" de manifestantes.

"Sin embargo, persiste el riesgo de una escalada de la situación", señaló Lambrecht, lo que impide una caída excesiva de los precios.

Dado que el crudo iraní está sujeto a sanciones, "las interrupciones en el suministro iraní no tienen un impacto directo en los índices de referencia mundiales", según analistas de Oxford Economics.

Pero una pérdida significativa de barriles iraníes, sostienen, no puede compensarse indefinidamente en el mercado paralelo e "incrementaría la demanda" en el mercado tradicional, e impulsaría los precios al alza.

En cuanto a la oferta, la producción de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (**OPEP+**) cayó en diciembre a 42.83 millones de barriles diarios, lo que moderó en cierta medida las expectativas de sobreoferta. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

19 de enero de 2026

4 EU no considera usar petróleo venezolano para llenar reserva estratégica: Departamento de Energía

Los comentarios de las autoridades estadounidenses se dieron después de que dos fuentes dijeron a Reuters que el Gobierno estaba explorando un plan para intercambiar petróleo pesado venezolano por crudo medio y amargo estadounidense para llenar la Reserva Estratégica.

El Gobierno de Estados Unidos no está considerando actualmente usar petróleo venezolano en un intercambio con compañías del sector para rellenar la Reserva Estratégica del país, dijo el viernes el Departamento de Energía.

Los comentarios de la cartera se dieron después de que dos fuentes dijeron a Reuters que el Gobierno estaba explorando un plan para intercambiar petróleo pesado venezolano por crudo medio y amargo estadounidense para llenar la Reserva Estratégica.

Las fuentes señalaron que el Gobierno está buscando trasladar el crudo venezolano a tanques de almacenamiento en el **Puerto Petrolero Offshore de Luisiana**, desde donde puede ser enviado a las refinerías.

A cambio del crudo venezolano, las empresas proporcionarán crudo medio y agrio estadounidense que puede ir directamente al almacenamiento SPR, dijeron dos fuentes.

"Esto es falso", dijo un portavoz del **Departamento de Energía** estadounidense. "Actualmente no estamos considerando utilizar petróleo venezolano para llenar la SPR".

Tampoco hay ningún intercambio previsto actualmente, agregó el portavoz.

El **crudo venezolano** es en gran medida más denso y más alto en azufre que el crudo en el SPR, que durante mucho tiempo se ha llenado con crudo producido en los Estados Unidos.

En el pasado, el Gobierno ha utilizado los intercambios para liberar y adquirir petróleo.

Normalmente, en un intercambio, un **refinador de petróleo** toma prestado crudo por un corto período de tiempo, debido a eventos tales como huracanes o interrupciones temporales del suministro, y más tarde lo repone en su totalidad, junto con una prima de una cantidad adicional de petróleo. El Economista

Después de 7 años, Pemex buscará financiamiento en BMV hasta por 31,500 millones de pesos

El Gobierno mexicano espera que Pemex ya no requiera ayuda para pagar las amortizaciones de deuda a partir de 2027.

Petróleos Mexicanos (Pemex) informó este viernes a la **Bolsa Mexicana de Valores (BMV)** que a principios de febrero **buscará emitir tres certificados bursátiles**, con el que espera obtener un monto conjunto de hasta 31 mil 500 millones de pesos.

De concretarse esta operación, **representaría el regreso de Pemex al mercado de deuda local a través de la BMV**, luego de que su última colocación en este mercado se registrara en 2019.

De manera detallada, la petrolera que dirige Víctor Rodríguez Padilla informó que los certificados bursátiles nombrados Pemex 26, Pemex 26-2 y Pemex 26U tendrán una vigencia de 5, 8 y 10 años, respectivamente.

Se espera que la oferta pública se concrete entre el 3 y 13 de febrero próximos.

El bono PEMEX 26 tendrá un plazo de aproximadamente cinco años y pagará intereses cada 28 días a una tasa variable referenciada a la TIIE de fondeo.

Respecto al bono PEMEX 26-2, este tendrá un plazo de aproximadamente ocho años y pagará intereses semestralmente a una tasa fija nominal; mientras que el bono PEMEX 26-U tendrá un plazo de aproximadamente diez años y pagará intereses semestralmente a una tasa fija real.

Los intermediarios colocadores serán Grupo Financiero Banorte, Grupo Financiero BBVA México, MONEX Grupo Financiero, Grupo Financiero Santander México, Grupo Financiero Scotiabank Inverlat y Grupo Financiero Ve por Más a través de sus casas de bolsa.

Los certificados de la emisión recibieron una calificación de AAA por parte de las agencias Moody's Local y HR Ratings.

Esta calificación es considerada como las de más alta calidad en cada una de las agencias, lo que significa gran seguridad para el pago oportuno de las obligaciones de deuda y mantiene un mínimo riesgo crediticio.

Hasta el cierre del tercer trimestre del año, Pemex enfrenta una deuda de 100 mil 284 millones de dólares, además de que enfrentará un perfil de vencimiento de deuda complicado para este 2026.

El Gobierno de México espera que, a partir de 2027, Pemex ya no requiera ayuda de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para pagar sus amortizaciones de deuda, ya que podría hacerlo con recursos propios. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

19 de enero de 2026

5

Pemex, UNAM e IMP lanzan proyecto de geotermia para impulsar la transición energética en México

La geotermia representa solo 1.8% de la matriz energética, pero un nuevo proyecto busca detonar su potencial en el país.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), [Petróleos Mexicanos \(Pemex\)](#), el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) dieron inicio al primer proyecto conjunto de [geotermia](#) enfocado en la [transición energética](#) del país.

La geotermia es una forma de obtener energía aprovechando **el calor que existe dentro de la Tierra**.

Actualmente, la geotermia aún tiene una participación pequeña en la matriz energética mexicana, pero el país tiene un **enorme potencial geotérmico** debido a su actividad volcánica y tectónica.

De acuerdo con el monitor de energía del Instituto Mexicano para la Competitividad, la generación de [energía geotérmica](#) representó el **1.8 por ciento de la matriz energética al cierre de 2025**, por lo que se encuentra por debajo de otras tecnologías como la nuclear (que aportó el 5.5 por ciento), fotovoltaica solar (10.7 por ciento), eólica (12), e hidroeléctrica (16.1).

La geotermia como la energía del futuro

Durante el arranque del proyecto, **Elizabeth Mar Juárez**, directora general del IMP, destacó que el trabajo coordinado entre las cuatro instituciones demuestra que la suma de capacidades científicas, técnicas y operativas es clave para avanzar en la transición energética.

“Este proyecto es el primero de muchos; es un orgullo impulsarlo de manera conjunta con Pemex, el INEEL y la UNAM, con la visión de seguir construyendo soluciones para el país”, afirmó.

Por otra parte, **Guillermo Lastra Ortiz**, subdirector de geoenergías de la dirección de transformación energética de Pemex, resaltó que este proyecto simboliza un cambio de paradigma en la forma de trabajar entre instituciones.

Señaló que durante años se realizaron esfuerzos aislados que limitaron el impacto de los proyectos, por lo que la colaboración actual sienta las bases para un nuevo modelo de trabajo conjunto.

“Este proyecto de geotermia debe ser el inicio de muchos otros para la [transición energética de México](#)”, puntualizó.

Una de las bases de la matriz energética nacional

Mario Ramírez de Santiago, director de sistemas mecánicos del INEEL, recordó que esta iniciativa comenzó a gestarse en 2024 como una idea incipiente que hoy se consolida como un proyecto real y aplicable.

Destacó que el relanzamiento de la [geotermia en México](#) ya es una realidad, con el desarrollo de pozos en distintas regiones del país, y confió en que este proyecto se convertirá en un referente para el sector energético nacional.

Desde el ámbito académico, **Héctor Miguel Aviña**, coordinador del grupo IIDEA del Instituto de Ingeniería de la UNAM, felicitó el compromiso de las cuatro instituciones y subrayó la importancia de impulsar proyectos de desarrollo tecnológico con sello mexicano.

Señaló que la geotermia debe consolidarse como una de las bases de la matriz energética nacional, mediante innovación y tecnología propia, para avanzar hacia una verdadera [soberanía energética](#).

Asimismo, **Erik Luna Rojero**, director de investigación del IMP, destacó que este proyecto no sería posible sin el respaldo de la [Secretaría de Energía \(SENER\)](#), lo que refuerza su relevancia estratégica y su alineación con las políticas públicas del sector.

Señaló que este apoyo es fundamental para otorgar el peso técnico y estratégico que requiere una iniciativa de esta magnitud. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

19 de enero de 2026

6

Subcontratistas denuncian sobregiros y falta de fondos en contratos de Pemex con proveedores

Frente Amplio de Subcontratistas al Servicio de Pemex denunció señalaron que las empresas no les pagan pues la petrolera no ha liberado fondos.

Subcontratistas que prestan servicios a Petróleos Mexicanos (Pemex) denunciaron la existencia de **sobregiros y falta de fondos en contratos de empresas proveedoras directas de la petrolera**, situación que ha derivado en la falta de pago por trabajos ya ejecutados y que mantiene en una situación financiera crítica a pequeños empresarios, técnicos y trabajadores del sector.

A través de un oficio dirigido a la alta dirección de Pemex, el Frente Amplio de Subcontratistas al Servicio de **Pemex** denunció que empresas como Chemiservis, Petroservicios Integrales México, OPP Servicios Petroleros y Apoyo Técnico Operativo Aniqpac argumentan que no les han podido pagar a los subcontratistas debido a que **Pemex no les ha liberado los recursos correspondientes**.

Sin embargo, los subcontratistas acusan que el problema de fondo es que dichos contratos ya no contaban con monto disponible y aun así se continuaron asignando y ejecutando trabajos, sin que ellos fueran informados de que los contratos estaban sobregirados.

El Frente Amplio reclamó que esta práctica trasladó indebidamente el riesgo financiero a los subcontratistas, quienes realizaron los servicios con la expectativa de pago, mientras las empresas contratistas pretenden recuperar los montos excedentes hasta el finiquito contractual.

El documento también expresó preocupación por versiones difundidas en medios de comunicación que apuntan a que la deuda de Pemex con proveedores podría liquidarse de manera gradual en un plazo de hasta ocho años.

Para los subcontratistas, este escenario resulta inviable, ya que prolonga la falta de liquidez y mantiene en riesgo la continuidad de sus operaciones.

Ante este panorama, los subcontratistas exigieron que los pagos realizados por Pemex no se queden únicamente en manos de los proveedores directos, sino que fluyan de manera efectiva hasta quienes aportan la mano de obra y la capacidad técnica.

Asimismo, informaron que han iniciado y continuarán promoviendo acciones legales contra las empresas responsables, con el objetivo de obtener una solución por la vía institucional.

El Frente Amplio también demandó que Pemex realice una investigación exhaustiva sobre las empresas señaladas y sobre otros contratos vigentes que presuntamente operan sin saldo disponible, para esclarecer cómo se autorizaron los sobregiros y por qué estas irregularidades derivaron en la falta de pago a subcontratistas, incluso dentro de los mecanismos de pago gestionados a través de Banobras.

“Es de nuestro conocimiento que las empresas Chemiservis y OPP Servicios Petroleros están siendo sujetas a investigación por parte de la Fiscalía General de Justicia de la Ciudad de México, en las carpetas CI-FIDDS/E/UI-3 C/D/01137/09-2024 y FED/FEMCC/FEDHCAE-CDMX/0000415/2024, respectivamente por diversos hechos del orden federal, hecho que sólo aumenta nuestra incertidumbre”, se puede leer en el oficio.

Los subcontratistas afirmaron que han comenzado a implementar medidas preventivas para evitar repetir estas situaciones, como la verificación constante de saldos contractuales, la revisión de la vigencia legal de los contratos y la exigencia de mayor transparencia antes de ejecutar nuevos trabajos, con el fin de proteger a sus agremiados y promover relaciones comerciales más justas en la cadena productiva de **Pemex**. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

19 de enero de 2026

7 México se queda con el petróleo de 'baja calidad': ¿Por qué Pemex manda su petróleo más ligero a Cuba?

El crudo más ligero y mejor para trabajar que produce Pemex, termina en los envíos de petróleo a Cuba por una razón. El ['mejor' petróleo que produce Pemex termina en Cuba](#), y existe una razón detrás de esta medida que se relaciona [con la infraestructura de la isla](#).

Tras la captura de Nicolás Maduro, la prohibición a Venezuela para que [el chavismo deje de exportar petróleo a Cuba](#), ordenada por Donald Trump, pone a [México como el principal proveedor de crudo](#) al país gobernado por Miguel Díaz-Canel.

La presidenta Claudia Sheinbaum aseguró que los [envíos de petróleo a Cuba](#) continuarán, y tan solo el fin de semana el [buque petrolero Ocean Mariner](#) llevó **86 mil barriles de crudo a La Habana**.

La decisión de Pemex de entregar crudo de mayor calidad a Cuba, **Dos Bocas e Istmo**, significa un costo económico para México en un contexto de baja producción, según Jorge Piñón, investigador del Instituto de Energía de la Universidad de Texas.

¿Por qué México le da su crudo de mayor calidad a Cuba?

[México entrega el crudo de mayor calidad a Cuba](#), que es el más ligero y más fácil de refinar, debido a que [su infraestructura es muy antigua](#), según Jorge Piñón.

El especialista explicó que para Cuba es más complicado **procesar crudo pesado con alto contenido de azufre**, por lo que México le envía los dos crudos más ligeros que produce desde el Gobierno del expresidente Andrés Manuel López Obrador.

¿Cuánto le afecta a México que Pemex envíe su crudo de mayor calidad a Cuba?

De acuerdo con Jorge Piñón, el costo de oportunidad es significativo para Pemex, ya que en un escenario de **producción petrolera en declive** y exportaciones en niveles mínimos, "[cada barril de crudo ligero enviado a Cuba](#) significa un barril que deja de ser refinado en México o comercializado en condiciones más favorables".

Desde razones como adeudos hasta ayuda humanitaria, [Pemex no reporta datos oficiales de cuánto petróleo le entrega a Cuba](#), lo que especialistas catalogan como **opacidad y susceptibilidad en el tema**. El Financiero

Entre envíos de petróleo a Cuba y caída del crudo, Pemex sufre: Extiende deterioro de sus activos

Hasta septiembre del año pasado, el deterioro de los activos de Pemex alcanzó los 52.6 mil millones de pesos.

Petróleos Mexicanos ([Pemex](#)) extendió el deterioro del valor de [sus pozos](#), ductos, propiedades, plantas y equipo, como reflejo de un entorno adverso marcado por la caída de los precios del crudo, el **incremento en los costos de producción**, y ajustes regulatorios que afectaron de forma directa la rentabilidad de sus activos reveló el informe 6-K entregado por la petrolera a la Comisión Bolsa y Valores de Estados Unidos (SEC).

Hasta septiembre del año pasado, el deterioro neto de estos activos alcanzó 52.6 mil millones de pesos, **un incremento de 771 millones de pesos** respecto al deterioro registrado en el mismo lapso de 2024, cuando se ubicó en 51.8 mil millones de pesos.

El mayor impacto se concentró en el segmento de [Pemex Exploración y Producción](#), cuyas unidades generadoras de efectivo reportaron **un deterioro neto de 32.4 mil millones de pesos**.

Este resultado obedeció, principalmente, al efecto negativo de los precios internacionales del petróleo, el aumento de los costos de producción y **las fluctuaciones cambiarias**, factores que redujeron el valor recuperable de los activos vinculados a la producción de hidrocarburos.

A este escenario se sumó el deterioro registrado en la unidad generadora de efectivo del negocio de logística, ahora integrado **al segmento de 'otras subsidiarias operativas'**.

En este caso, el deterioro neto ascendió a 22.1 mil millones de pesos y estuvo relacionado con una disminución en los flujos de efectivo futuros estimados, derivada de un cambio regulatorio que eliminó la posibilidad de **recuperar, vía tarifas y precios**, las pérdidas ocasionadas por el huachicol.

[Pemex está en el ojo de especialistas](#) internacionales debido a **las entregas de petróleo a Cuba**.

[México se convirtió en el principal exportador de crudo a Cuba](#) tras la captura de Nicolás Maduro, **y no solo eso**, sino que [Pemex le envía a La Habana el petróleo de mayor calidad](#) respecto al que se queda en el país.

Los reportes indican que [México envía a Cuba crudos como Olmeca e Istmo](#), que se caracterizan por ser más ligeros y sencillos de refinar, esto **debido a la vieja infraestructura de la isla**, donde es difícil refinar el petróleo pesado y con más azufre.

Jorge Piñón, investigador del Instituto de Energía de la Universidad de Texas, explicó que esta medida implica un costo económico para México en un contexto de baja producción. El Financiero