NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

03 de noviembre de 2026

1

Pemex cierra septiembre con pérdida pese a crudo caro

La petrolera del Estado mexicano hiló su tercer año en números rojos en los primeros tres primeros trimestres, lapso en el que también se ubica lejos de las metas de producción de hidrocarburos y proceso de crudo de su Plan Estratégico.

Petróleos Mexicanos (Pemex) acumuló de enero a septiembre una pérdida neta de 38,763 millones de pesos, lo que si bien implicó una mejoría en contraste con los 45,055 millones negativos del mismo periodo del 2025, hiló su tercer año en números rojos al terminar el tercer cuarto, a pesar de que los precios del petróleo han estado en los niveles más altos desde el 2022.

En la última década, Pemex sólo ha logrado resultados positivos al llegar a septiembre en tres ocasiones: 2017, 2022 y 2023, con lo que desde que Morena asumió la presidencia del país, van seis años en que la petrolera del Estado llega al noveno mes del año con una pérdida neta luego de sus actividades.

Los resultados del 2026 se dan a pesar de que los ingresos acumulados al cierre de septiembre fueron de 1.362 billones de pesos, la segunda cifra más alta para ese lapso en la historia de Pemex, y que es 17% mayor que la del año pasado. Gracias a esto, la empresa pública mejoró sus índices financieros este año y cabe señalar que los ingresos que reporta Pemex son 80% superiores a los que tuvo en 2016.

Los costos de ventas de la empresa en el acumulado de los primeros nueve meses del año ascendieron a 981,366 millones de pesos, con un ligero incremento de 1.2% en un año. Éstos son de prácticamente el doble de lo que reportaba Pemex hace 10 años, pero están por debajo de los topes a los que se llegó superando incluso el billón de pesos entre el 2022 y el 2024.

La carga impositiva de la estatal, que incluye sobre todo el Derecho Petrolero para el Bienestar que se le cobra por comercializar el crudo de la Nación, fue de 179,242 millones de pesos en el acumulado de los tres trimestres, con lo que su erogación al Estado mexicano tuvo un incremento anual de 17.8%, y ya es 111% superior a la del 2024, año en que menos impuestos pagó Pemex en este lapso gracias a los decretos para recortar su pago de impuestos que realizó la pasada administración.

Pérdidas a pesar de precios altos

El reporte en situación de pérdida neta al tercer trimestre de Pemex se dio con un precio promedio de la mezcla mexicana de exportación de 81.15 dólares por barril, mismo que fue 30% más alto que el año anterior y es el segundo más alto en más de 10 años, sólo por debajo de los 93.6 dólares por barril del promedio de los primeros nueve meses del 2022.

En contraste con otras petroleras del mundo con participación estatal, en el acumulado de los nueve primeros meses de 2026, la utilidad neta de la noruega Equinor alcanzó los 10,489 millones de dólares, lo que representa un incremento del 180% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Petróleo Brasileiro (Petrobras), no ha publicado sus resultados financieros al tercer trimestre, pero por lo menos en la primera mitad del año ya arrastraba una utilidad neta de 16,627 millones de dólares, misma que gracias a los precios de los hidrocarburos tuvo un incremento del 55.3% en comparación con el mismo periodo de 2025, y la colombiana con participación mayoritaria del Estado, Ecopetrol, tuvo también en la primera mitad del año una utilidad neta acumulada 2,822 millones de dólares, luego de juntar resultados positivos tanto del primer como del segundo cuarto del año.

Operativamente, lejos de las metas

En materia operativa, la producción de hidrocarburos líquidos promedió 1.650 millones de barriles diarios, con un pequeño aumento de 0.15% en un año, pero muy por debajo de los 1.794 millones de barriles por día a los que se llegaría en 2026, según se proyectó en el Plan Estratégico 2025-2035 de la empresa al iniciar este sexenio.

El proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación, compuesto por las siete refinerías que operan en el país, fue de 1.097 millones de barriles diarios en promedio, con lo que tuvo un aumento de 12.8% en un año y finalmente superó el techo del millón de barriles diarios.

Con este indicador, Pemex utiliza en territorio nacional el 55% de la capacidad instalada que tiene para refinación, con lo que se ubica también muy por debajo de la proyección del Plan Estratégico, que era lograr un uso de 78% de los 1.980 millones de barriles diarios, es decir, llegar a un proceso de 1.544 barriles por día en sus refinerías.

Los resultados del 2026 se dan a pesar de que los ingresos acumulados al cierre de septiembre fueron de 1.362 billones de pesos, la segunda cifra más alta para ese lapso en la historia de Pemex, y que es 17% mayor que la del año pasado. Gracias a esto, la empresa pública mejoró sus índices financieros este año y cabe señalar que los ingresos que reporta Pemex son 80% superiores a los que tuvo en 2016. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

03 de noviembre de 2026

2

SHCP mantiene subsidio al diésel pero reduce estímulo complementario

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público detalló en el DOF que disminuirán los subsidios para las gasolinas Magna y Premium.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público mantendrá por octava semana consecutiva la cuota cero del **Impuesto Especial sobre Producción y Servicios** (IEPS) para el diésel, sin embargo, redujo levemente el estímulo complementario.

Además, se disminuirán los subsidios para las gasolinas **Magna y Premium**, mientras los precios referenciales del crudo continúan elevados a nivel global.

De acuerdo con lo publicado en el **Diario Oficial de la Federación** (DOF), estos son los estímulos fiscales para la semana del 31 de octubre al 6 de noviembre:

- **Gasolina Magna**: estímulo de 2.92 pesos por litro, 0.32 pesos menos que la semana anterior.
- **Gasolina Premium**: estímulo de 2.57 pesos por litro, 0.31 pesos menos que la semana pasada.
- **Diésel**: estímulo de 7.36 pesos por litro, lo mismo que la semana anterior. Adicionalmente el estímulo complementario para el diésel pasó de 2.63 pesos a 2.6021 pesos por litro.

De esta manera, las cuotas de Impuesto Especial sobre Producción y Servicios que se tendrán que pagar serán:

- **Gasolina Magna**: 3.78 pesos por litro, el 56.44% de la cuota completa.
- **Gasolina Premium**: 3.09 pesos por litro, el 54.55% de la cuota completa.
- **Diésel**: 0 pesos por litro, no pagará cuota.

Precios del petróleo

Los **precios del petróleo** registraron alzas durante el viernes, impulsados por nuevos temores alrededor del crucial estrecho de Ormuz en Oriente Medio y el anuncio de que Ucrania reanudó ataques contra refinerías rusas.

El **precio del barril de Brent del mar del Norte** para entrega en diciembre subió 2.40% a 117.64 dólares, un máximo desde inicios de mayo.

La referencia estadounidense, el barril de W**est Texas Intermediate** (**WTI**) para entrega el mismo mes, ganó un 2.08% a 104.12 dólares.

"Los precios del petróleo hoy se sostienen por múltiples factores", el primero "los ataques contra petroleros en el estrecho de Ormuz", resumió a la AFP Andy Lipow, de Lipow Oil Associates.

Las fuerzas armadas iraníes afirmaron el jueves que cuatro petroleros quedaron en llamas tras impacto con minas en Ormuz, la estratégica vía marítima comercial que Washington había anunciado como desminada en su mayor parte.

¿Cuánto cuesta la gasolina en México?

Este viernes 30 de octubre, la **gasolina Magna** se vendía a 23.70 pesos por litro, sin cambios respecto a la semana pasada, según datos de los precios promedio nacionales aproximados que registra **PETROIntelligence**.

Mientras que la **gasolina Premium** se vendía a 28.60 pesos por litro, igual que la semana anterior.

Al tiempo que el **diésel** se negociaba en 26.99 pesos por litro, igual que la semana pasada.

Cabe recordar que el **acuerdo voluntario** para la estabilización de los precios de los combustibles en México continúa, por lo cual la gasolina regular se mantiene por debajo de los 24 pesos por litro y el diésel se ubica por debajo de los 27 pesos por litro a nivel nacional.

El Gobierno federal publica cada viernes en el **Diario Oficial de la Federación** los montos de estímulo fiscal que dará la siguiente semana a las gasolinas y el diésel.

Con esa política fiscal, el gobierno busca aminorar el impacto en México de los incrementos en los precios internacionales del petróleo. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

03 de noviembre de 2026

3

Sin electricidad, el nearshoring no impulsará el crecimiento

La economía mexicana muestra señales de recuperación. Según estimaciones del INEGI, el PIB creció 3.2% anual en el tercer trimestre. Sin embargo, para sostener este crecimiento el país requiere infraestructura eléctrica suficiente para atraer nuevas inversiones.

De acuerdo con el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039, se proyecta que la demanda eléctrica crezca 2.5% anual y se prevé incorporar 28 mil megawatts de capacidad de generación entre 2025 y 2030. El desafío también está en la transmisión, cuya red creció apenas 3.8% entre 2018 y 2025, según el IMCO. Este rezago podría limitar nuevas inversiones industriales.

La insuficiencia de infraestructura eléctrica amenaza las oportunidades del nearshoring, estrategia que consiste en trasladar procesos productivos a países cercanos a los mercados de consumo. México es el principal socio comercial de Estados Unidos, con un intercambio bilateral de bienes y servicios de aproximadamente 976 mil millones de dólares en 2025, según el Servicio de Investigación del Congreso estadounidense. La cercanía geográfica, el T-MEC y su capacidad manufacturera favorecen la llegada de empresas, pero estas ventajas resultan insuficientes sin electricidad confiable, suficiente y a precios competitivos.

El problema destaca en los corredores industriales, donde las empresas requieren disponibilidad inmediata de energía. Además, una nueva central de generación no resuelve la situación si las redes de transmisión y distribución carecen de capacidad para abastecer las zonas industriales. Esta limitación puede retrasar, encarecer o desviar inversiones hacia otros países.

En este contexto, la CFE busca atraer capital privado. Así lo manifestó Eugenio Amador Quijano, director de Finanzas de la institución, en una entrevista con Bloomberg publicada el 29 de octubre, donde señaló que la empresa prevé captar mil millones de dólares, lo que equivale a cerca de 18.5 mil millones de pesos, a través de su Fibra E, administrada por CFE Capital, para financiar infraestructura de transmisión eléctrica.

La operación cobra relevancia ante las restricciones presupuestarias de un gobierno autodeclarado austero. El Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para 2027 contempla unos 61 mil millones de pesos de inversión física para la CFE, por lo que la emisión anunciada permitiría complementar los recursos públicos. Sin embargo, el financiamiento debe acompañarse de certidumbre jurídica y ejecución oportuna para evitar que México pierda inversiones y oportunidades de nearshoring.

La participación de inversionistas institucionales y organismos multilaterales podría contribuir a financiar la expansión de la red eléctrica. Esta infraestructura también es indispensable para integrar nuevas fuentes de energía renovable al sistema, aunque la emisión no ha sido presentada como un instrumento financiero verde.

Otro desafío, además de ampliar la capacidad eléctrica, es su costo. La dependencia de México del gas natural importado de Estados Unidos lo expone a riesgos de suministro y volatilidad de precios, en un mercado internacional afectado por conflictos como los de Ucrania y Medio Oriente. México necesita reducir esta dependencia. Para lograrlo, no basta con construir centrales renovables: también debe invertir en almacenamiento y redes capaces de transportar la electricidad hasta donde se consume.

El nearshoring representa una oportunidad para México, pero las empresas no instalarán sus fábricas únicamente por nuestra cercanía con Estados Unidos. Necesitan electricidad, y la necesitan donde van a invertir. Su aprovechamiento dependerá de transformar los planes de inversión en infraestructura operativa, garantizar un suministro eléctrico confiable y mantener costos competitivos.

De poco servirá anunciar miles de millones de pesos para infraestructura eléctrica si las empresas continúan esperando una conexión a la red para comenzar a operar. Sin electricidad suficiente, México podría perder las oportunidades de inversión que hoy se le presentan.
El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

03 de noviembre de 2026

Robo de combustibles genera a Pemex pérdidas por más de 18,200 millones de pesos en nueve meses

4

Los indicadores ambientales también registraron incrementos, toda vez que de enero a septiembre de 2026, las emisiones de dióxido de carbono equivalente de Pemex alcanzaron 57.9 millones de toneladas..

Petróleos Mexicanos (Pemex) registró pérdidas por 18,218 millones de pesos por sustracción de combustibles entre enero y septiembre de 2026, una disminución de 10% respecto al mismo periodo del año anterior, cuando el monto ascendió a 20,246 millones de pesos.

Según la información de los anexos de su reporte financiero del tercer trimestre del 2026, publicado el pasado 30 de octubre, Tan sólo entre julio y septiembre, la petrolera contabilizó 5,226 millones de pesos por este concepto, frente a los 7,125 millones registrados en el tercer trimestre de 2025, una caída anual de 26.6%.

Cambio con respecto al segundo trimestre

El comportamiento de las pérdidas durante 2026 presentó variaciones entre trimestres. En el segundo trimestre, correspondiente al periodo de abril a junio, Pemex reportó 9,180 millones de pesos por sustracción de combustibles, frente a los 7,650 millones registrados en el mismo lapso de 2025.

Esto representó un incremento interanual de 20%, equivalente a 1,529 millones de pesos adicionales.

Aumentan emisiones contaminantes

Mientras que los indicadores ambientales reportaron incrementos. Entre enero y septiembre de 2026, las emisiones de dióxido de carbono equivalente de Pemex alcanzaron 57.9 millones de toneladas, 14% más que los 50.8 millones registrados en el mismo periodo de 2025.

Las emisiones de metano aumentaron 16.9%, al pasar de 562.8 a 657.7 millones de toneladas, de acuerdo con las cifras presentadas en los anexos. Mientras que, las emisiones de óxidos de azufre crecieron 12.6%, de 995.3 a 1,120.7 millones de toneladas.

Otro indicador que mostró un retroceso fue el aprovechamiento de gas en las actividades de Exploración y Producción. Su proporción disminuyó de 93.7 a 89.3% en el acumulado a septiembre, una caída de 4.4 puntos porcentuales.

Por su parte, el envío de gas a la atmósfera aumentó 76.6%, al pasar de un promedio de 396 a 699 millones de pies cúbicos diarios durante los primeros nueve meses del año.

En materia de agua, Pemex reportó que el reúso de agua residual en sus refinerías alcanzó 30.5 millones de metros cúbicos, frente a los 28 millones registrados en el mismo periodo de 2025, un incremento de 8.9%. El Economista

"Se descartan más P-Caps para Pemex"

Las Notas Precapitalizadas (P-Caps) para apoyar la situación financiera de Petróleos Mexicanos (Pemex) no se volverán a usar el siguiente año, afirmó Amador Zamora, secretario de Hacienda.

Las Notas Precapitalizadas (P-Caps) para apoyar la situación financiera de Petróleos Mexicanos (Pemex) no se volverán a usar el siguiente año, afirmó Amador Zamora, secretario de Hacienda.

"No estamos previendo volver a utilizar este tipo de estrategias financieras para Pemex. Creo que el esfuerzo y trabajo conjunto entre Pemex, la Sener y la SHCP ha resultado en un nivel adecuado de los pasivos de Pemex y una reducción de sus diferenciales de tasa de interés".

Las P-Caps son un instrumento financiero emitido por el gobierno federal, y que está estructurado para financiar y dar liquidez a la petrolera sin aumentar su deuda financiera tradicional. Así, el gobierno emite estas notas en los mercados internacionales aprovechando su calificación crediticia.

Por otro lado, Pemex ha utilizado 51% de la línea presupuestria aprobada este año para amortiguar deuda, de acuerdo con la información de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

María del Carmen Bonilla, subsecretaria de Hacienda, explicó que entre enero y septiembre pasado, se le transfirieron a la petrolera 136,000 millones de pesos para el pago de su deuda financiera.

Explicó que, de este monto, 52% se utilizó para la amortización de bonos y 46% para la deuda bancaria.

El informe trimestral de Pemex mostró que, a septiembre, su deuda fue de 77,600 millones de dólares, una disminución de 8.9 anual. Convertida al tipo de cambio de 17.8413 pesos por dólar, equivale a aproximadamente 1.384 billones de pesos. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

03 de noviembre de 2026

5

OPEP+ mantiene sin cambios objetivos de producción de petróleo para diciembre

La OPEP+ se enfrenta a una decisión extremadamente difícil para 2027. El grupo tiene que planificar teniendo en cuenta la enorme incertidumbre en torno a la guerra entre EU e Irán.

Los países miembros de la OPEP+ mantuvieron sin cambios los objetivos de producción de petróleo para diciembre en una reunión celebrada el domingo, lo que confirma las expectativas de que no se producirán más ajustes en la política hasta el año que viene, mientras el grupo se enfrenta a interrupciones en los envíos causadas por el conflicto entre Estados Unidos e Irán.

Siete **miembros principales de la OPEP+** —Arabia Saudita, Rusia, Irak, Kuwait, Argelia, Kazajistán y Omán— tomaron la decisión en una reunión en línea celebrada el domingo, informó la OPEP en un comunicado.

Aunque los miembros del Golfo han estado aumentando las exportaciones, que llevaban meses interrumpidas por el conflicto, la mayoría sigue produciendo muy por debajo de sus objetivos.

La OPEP+ está formada por la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados, entre los que se incluye Rusia. Solo estos siete miembros —además de los Emiratos Árabes Unidos hasta que abandonaron la OPEP en mayo— han participado en las decisiones mensuales sobre la producción en los últimos años.

Todos los miembros del grupo, compuesto por 21 países, tienen previsto reunirse el 29 de noviembre, fecha en la que los analistas esperan que se decidan las cuotas para 2027.

"La decisión de hoy ha sido la más fácil", afirmó Jorge León, analista de Rystad. "La prueba mucho más importante llegará en la reunión ministerial del 29 de noviembre, cuando la OPEP+ decidirá su marco de producción para 2027".

"La OPEP+ se enfrenta a una decisión extremadamente difícil para 2027. El grupo tiene que planificar teniendo en cuenta la enorme incertidumbre en torno a la guerra entre Estados Unidos e Irán, el ritmo de recuperación del tráfico por el estrecho de Ormuz y la magnitud del excedente que podría surgir una vez que se restablezca el suministro de los barriles afectados por las interrupciones".

Análisis de capacidad petrolera en el punto de mira

Los siete miembros han estado aumentando los objetivos de producción durante gran parte de 2026 y, en septiembre, completaron la retirada gradual del recorte de suministro de 1,65 millones de barriles al día acordado inicialmente en 2023.

En reuniones anteriores, mantuvieron estables los objetivos para octubre y noviembre.

La OPEP+ aún cuenta con una ronda más de recortes de producción de unos 2 millones de barriles diarios que afecta a la mayoría de los miembros hasta finales de 2026.

El grupo debe completar una revisión de la capacidad de producción de sus miembros durante el cuarto trimestre antes de establecer las **bases de referencia para 2027**, que determinarán las futuras cuotas y definirán los planes para revertir dichos recortes, según han indicado algunas fuentes.

La guerra de Irán ha trastocado los proyectos de **ampliación de la capacidad** en todo Oriente Medio, lo que ha sumido en la incertidumbre las estimaciones sobre el potencial de producción futuro, según informó Reuters en octubre. Como consecuencia, ahora se espera que la revisión concluya a mediados de noviembre.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

03 de noviembre de 2026

6

¿Listo para un mundo sin efectivo en las gasolineras? El 35% de las operaciones aún se paga en cash

En medio de la aprobación de la Ley de Economía Digital para Pagos Digitales y Electrónicos, el panorama en las gasolineras, a nivel nacional, es que la proporción de pagos en efectivo es de 35.1%, en promedio.

El **sector gasolinero** se perfila para ser uno de los primeros en dejar atrás el efectivo y operar con medios digitales como única forma de pago; sin embargo, el **uso del *cash*** en las gasolineras aún es "elevado" y un número importante de estaciones presenta problemas de conectividad que dificultan las operaciones electrónicas, señala el área de Estudios Económicos de Banamex.

A nivel nacional, **la proporción de pagos en efectivo es de 35.1%, en promedio;** es decir, uno de cada tres; sin embargo, al ver por estados, en algunos llega hasta 52.9%, lo cual refleja la preferencia de pagar con billetes y monedas en mano.

Hace unos días, el Congreso aprobó la ***Ley de Economía Digital para Pagos Digitales y Electrónicos***, la cual busca disminuir el uso de efectivo, modernizar los sistemas de pagos, reducir costos de transacción, aumentar la trazabilidad y favorecer la inclusión financiera. Como parte de esta estrategia, en breve, el gobierno definirá los primeros sectores que ya no aceptarán *cash* como medio de pago.

De acuerdo con Banamex, además de las gasolineras, casetas de peaje, servicios públicos y algunos trámites gubernamentales podrían estar también entre los primeros sectores en operar exclusivamente con **medios de pago digitales**.

Estos rubros de la economía generan transacciones recurrentes, cuentan con infraestructura relativamente centralizada y permiten al gobierno coordinar directamente la adopción, con la salvedad de que **una proporción importante de los usuarios de estos servicios podría no estar bancarizado**, lo que también limitaría una aplicación generalizada.

El objetivo de digitalizar la economía se vuelve complicado cuando **91% de los usuarios acostumbra a utilizar efectivo en sus gastos diarios**, frente a 17% que recurre a la tarjeta de débito y apenas 3% que utiliza pagos electrónicos o transferencias .

Entre quienes pagan en efectivo, 52% lo considera más práctico, **16% señala que es su única opción** y 13% lo percibe como más seguro, según la última Encuesta Nacional de Inclusión Financiera.

¿Cómo están las gasolineras?

Aunque las **estaciones de servicio aparecen entre los candidatos naturales para una adopción temprana de pagos digitales**, las condiciones operativas son heterogéneas, comenta el grupo financiero.

Por un lado, el **uso del efectivo para la compra de gasolina** sigue siendo "elevado" y presenta diferencias importantes entre entidades federativas, con una proporción de pagos en efectivo que oscila entre 16.2% (Sonora) y 52.9% (Nayarit). El promedio nacional es de 35.1% y en la CDMX, 35.6 por ciento.

El presidente de la Organización Nacional de Expendedores de Petróleo (Onexpo) nacional, Enrique Felix, respalda la digitalización de la economía, pero pide que sea gradual y sin prohibir el uso de efectivo en las gasolineras, porque esa medida **excluye a consumidores que prefieren pagar de manera tradicional.**

Por otro lado, hay **problemas de conectividad**. Según un análisis de PETROIntelligence, 203 estaciones de servicio se ubican fuera de la cobertura móvil garantizada para procesar pagos digitales, las cuales se encuentran principalmente en Veracruz, Chihuahua y Michoacán.

Además, se identificaron **350 estaciones donde Altán es la única red con cobertura garantizada**, lo que obliga a verificar la compatibilidad de las terminales y la estabilidad de las comunicaciones antes de imponer una transición obligatoria.

Esto sugiere que la viabilidad de los pagos digitales no depende únicamente de la regulación, sino también de factores estructurales como la conectividad, calidad de la red, disponibilidad de equipos de cobro y los hábitos de pago de los consumidores", señala Banamex.

PETROIntelligence añade, en su estudio, que aproximadamente **16.9 millones de personas no usan internet** y 247,000 personas viven cerca de estaciones fuera de cobertura móvil garantizada. "La transición debe tomar en cuenta ambas situaciones y hacerse de forma paulatina, de tal forma que se permita verificar y atender las condiciones de cada estación antes de exigirle la aceptación de pagos digitales".

¿De qué depende el éxito de la Ley de Economía Digital?

El Poder Ejecutivo aún no publica la ***Ley de Economía Digital para Pagos Digitales y Electrónicos*** **en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF)**, una vez que lo lleve a cabo, entrará en vigor al día siguiente y comenzará a correr el plazo de 15 días hábiles para que la Secretaría de Hacienda determine los sectores estratégicos y las actividades relevantes en los que los pagos digitales podrán constituirse como la única forma de pago.

Para Banamex, la efectividad de la ley —posiblemente— **dependerá menos de la obligación jurídica (que no está exenta de riesgos)** y más de la capacidad para cerrar las brechas de conectividad, bancarización, confianza de los consumidores y habilidades digitales que persisten entre regiones, actividades económicas y tamaños de empresa. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

03 de noviembre de 2026

7 Petróleo cae casi 4% por esperanza de avance en negociaciones EU-Irán para acabar con la guerra

Los negociadores iraníes abandonaron las conversaciones de Doha el domingo, pero no debido a dificultades en las negociaciones.

El **precio del petróleo** caía casi un 4% este lunes, ya que las conversaciones entre funcionarios iraníes y qataríes sobre un acuerdo **para poner fin a la guerra de Estados Unidos e Irán** despertaron la esperanza de que puedan aliviarse las interrupciones en el suministro de Oriente Medio.

Los negociadores iraníes abandonaron las conversaciones de Doha el domingo, pero no debido a dificultades en las negociaciones, según declaró el lunes a Reuters un funcionario conocedor de la reunión.

"El nuevo mes trajo consigo nuevas esperanzas de un avance en el estancamiento iraní", afirmó Tamas Varga, de la correduría petrolera PVM.

A las 09:00 GMT, **los futuros del crudo Brent perdían 4.2 dólares**, o un 3.7%, a 109.23 dólares el barril, mientras que los del **West Texas Intermediate en Estados Unidos restaban 3.98 dólares**, o un 3.8%, a 100.14 dólares.

El Brent cerró octubre en su nivel más alto de los últimos seis meses, entre preocupaciones de que el conflicto entre Washington y Teherán pudiera recrudecerse de nuevo tras las elecciones de mitad de mandato que se celebrarán el martes en Estados Unidos.

"Las esperanzas persistentes de algún tipo de avance diplomático, junto con la ausencia de una escalada militar significativa durante el fin de semana, han aliviado por ahora parte de la presión inmediata sobre los precios", afirmó Tim Waterer, analista jefe de mercados de KCM Trade.

El ministro de Relaciones Exteriores iraní, Abbas Araqchi, declaró el domingo que el objetivo de las conversaciones "en curso y que avanzan" es continuar las consultas con los mediadores qataríes, y **añadió que Teherán está preparado "tanto para la defensa como para la diplomacia"**.

Las conversaciones se producen tras un reciente aumento de los ataques contra petroleros que transitan por el estrecho de Ormuz, aunque también hay indicios de que están aumentando los envíos de algunos de los principales exportadores, como Arabia Saudita. EL Economista

Petrolera estatal de Emiratos anuncia alianza con OpenAI

ADNOC será la primera empresa energética del mundo en desplegar OpenAI Frontier, una plataforma destinada a las empresas.

La petrolera emiratí ADNOC anunció el lunes en Abu Dabi una alianza con el gigante estadounidense de inteligencia artificial **OpenAI**, que presentó como la primera de este tipo en el mundo en el sector energético.

El acuerdo se dio a conocer durante una conferencia de la industria petrolera a la que asistió el director de la empresa creadora del asistente conversacional ChatGPT, Sam Altman.

El acuerdo se convertirá en ADNOC en "la primera empresa energética del mundo en desplegar OpenAI Frontier", una plataforma destinada a las empresas, declaró su director general y ministro emiratí de Industria, Sultan Ahmed Al Jaber.

No se dieron a conocer detalles financieros.

Según el comunicado de ADNOC, **los modelos de OpenAI integrarán décadas de datos** sobre yacimientos, reservas e instalaciones energéticas, así como consideraciones comerciales y de gastos para "optimizar" los planos de desarrollo de la empresa.

"Los agentes de IA interconectados pronosticarán de forma continua la oferta, la demanda, los precios y los márgenes del crudo, predecirán sus impactos antes de que se produzcan y evaluarán las repercusiones comerciales y operativas de cada decisión", explicó.

Emiratos Árabes Unidos es uno de los principales actores de la IA en Oriente Medio y aspira a convertirse en una potencia mundial del sector.

En 2017 nombró al primer ministro de IA del mundo y se convirtió en el segundo país, después de Canadá, en adoptar una estrategia nacional sobre esta tecnología.

Un año después se fundó G42, un fondo soberano que ofrece una gama de productos de IA y emplea a más de 23,000 personas. Esta firma también integrará la alianza con ADNOC y OpenAI.

"Desde el momento que nació ChatGPT, **el mundo se ha preguntado qué puede hacer la energía por la IA**. Ahora, juntos descubriremos qué puede hacer la IA por la energía", afirmó el director general y presidente ejecutivo de ADNOC, Sultán al Jaber.

De su lado, Altman ensalzó a Emiratos por haber "sido consistentemente el país más visionario del mundo en la adopción de la IA".

La alianza coincide con un momento delicado para la industria petrolera del Golfo, que ve sus exportaciones entorpecidas por **el bloqueo iraní del estrecho de Ormuz** desde que comenzó la guerra regional. El Economista