

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de octubre de 2025



Los apremios de Pemex y su urgencia de depender de agentes privados

La noticia que ayer retomaron diversos medios sobre el contrato que Pemex asignó a empresas de Grupo Carso por 1,991 millones de dólares americanos para la perforación de 32 pozos en el campo Ixachi es un signo inequívoco de que la reforma energética aprobada durante la administración del presidente Peña Nieto tenía una lógica de enorme peso: que Pemex no puede, ni debe, enfrentar sola el riesgo que hay detrás de la actividad petrolera.

A lo largo de los siete años que han transcurrido desde que empezó a gobernar la 4T, hemos escuchado una y otra vez numerosas descalificaciones en contra de la reforma energética de 2013, cuya legislación secundaria fue aprobada en 2014. La alianza que han venido estructurando Pemex y Grupo Carso se inscribe en ese objetivo racional de buscar que la empresa paraestatal comparta el riesgo del desarrollo de campos petroleros en nuestro país. En el caso de la actual administración, se hace a través de un vehículo distinto: los Contratos de Desarrollo Mixto.

No hay duda de que compartir el riesgo es una política acertada. Eventualmente deberá analizarse, de manera independiente, si el vehículo elegido por el gobierno de la presidenta Sheinbaum es el mejor posible, porque cada alternativa implica costos y beneficios, para la paraestatal, y para los inversionistas privados, por supuesto.

Para nadie es un secreto que la realidad operativa y financiera de Pemex es apremiante en el sentido de que sus pasivos con proveedores siguen siendo excesivos, el tamaño de sus pasivos financieros es aún muy elevado; y el volumen de producción de crudo no logra mostrar signos de estabilización para colocarse en una trayectoria sostenida de crecimiento.

Por ejemplo, para el mes de agosto pasado Pemex reporta una producción promedio de 1 millón 373,000 barriles de petróleo crudo por día, prácticamente 100,000 barriles diarios menos que en el último mes del gobierno del presidente López Obrador. En este contexto, debe darse la bienvenida a los mecanismos que permitan que la paraestatal pueda mejorar su desempeño, disminuyendo el riesgo que tienen que asumir todos los mexicanos, al ser compartido con agentes privados.

Ahora bien, cuando digo que eventualmente deberá evaluarse si la fórmula diseñada por el gobierno federal y Pemex es la mejor o más conveniente, desde el punto de vista económico, implica revisar si es la más adecuada desde el punto de vista de los contribuyentes. Lo anterior, porque para que Pemex esté en condiciones de pagarle más adelante a Grupo Carso por los pozos que llegue a perforar como parte del contrato anunciado ayer, además de otros compromisos de la paraestatal, el gobierno federal ha tenido que realizar importantes esfuerzos presupuestales mediante la transferencia directa de alrededor de 1 billón 354,000 millones de pesos entre 2019 y 2025, además de significativos sacrificios fiscales por la reducción de la carga tributaria para Pemex.

No debe pasarse por alto lo que Grupo Carso expresa en el último párrafo del comunicado que dio a conocer ayer a la Bolsa Mexicana de Valores: “La experiencia de estas subsidiarias de Grupo Carso incluye perforación de pozos en campos estratégicos tales como Quesqui e Ixachi, a través de contratos de servicios con Pemex en los cuales hay saldos sustanciales pendientes de cobro por trabajos ya ejecutados”.

Es decir, que a pesar de que Pemex le debe montos sustanciales de dinero, Grupo Carso está dispuesto a asociarse con la empresa de todos los mexicanos en la aventura del campo Ixachi. De igual forma, tampoco podemos abstraernos del hecho de que Grupo Carso está dispuesto a esperar a que Pemex le empiece a pagar hasta enero de 2027. De ese tamaño será la recompensa económica que seguramente obtendrá.

Por eso es válido preguntarse si esta “novedosa” forma de asociación entre nuestra empresa petrolera y agentes privados, es la más adecuada, porque es altamente probable que terminemos pagando un sobrepago por el riesgo que están dispuestos a asumir agentes como Grupo Carso, que cuentan con cuantiosos recursos económicos (deep pockets, en inglés) para hacer frente a la incertidumbre que implica lidiar con Pemex. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de octubre de 2025

2

Pemex contrata a Grupo Carso por 1,991 millones de dólares para la perforación de 32 pozos en Ixachi

El conglomerado detalló que Petróleos Mexicanos comenzará a pagar mensualmente por cada pozo entregado hasta enero de 2027.

[Grupo Carso](#), de Carlos Slim firmó este lunes un contrato con **Petróleos Mexicanos** (Pemex) por hasta 1,991 millones de dólares para la perforación de hasta 32 pozos en el campo terrestre **Ixachi**.

En un comunicado a la Bolsa Mexicana de Valores (**BMV**), detalló que a través de sus subsidiarias GSM BRONCO y MX DLTA NRG 1, llevará a cabo las actividades en este contrato de servicios desarrollados y financiados para la perforación de pozos.

El [Campo Ixachi](#) pertenece a la asignación de Pemex AE-0032-6M-Joachín-02 y es considerado uno de los campos terrestres más importantes del país. Actualmente cuenta con una producción diaria de alrededor de 93,000 barriles de aceite y 715 millones de pies cúbicos de gas, lo que equivale a un total de 236,000 barriles diarios de petróleo equivalente, detalló Carso.

A la fecha, se han perforado en el campo un total de 28 pozos a una profundidad promedio de 7,650 metros, dentro de los cuales **Grupo Carso**, a través de sus subsidiarias, ha participado en su perforación.

Así, el nuevo contrato considera la perforación y terminación de hasta 32 pozos en un plazo de tres años, “lo cual contribuirá en un aumento sustancial de producción en el campo de aceite y gas”.

De conformidad con el contrato, **Pemex** empezará a pagar la perforación de estos pozos financiados hasta enero de 2027 y en 21 pagos mensuales por cada pozo entregado a partir de la fecha correspondiente. Para la fecha del primer pago, en enero de 2027, se estima tener en producción 12 pozos de este contrato.

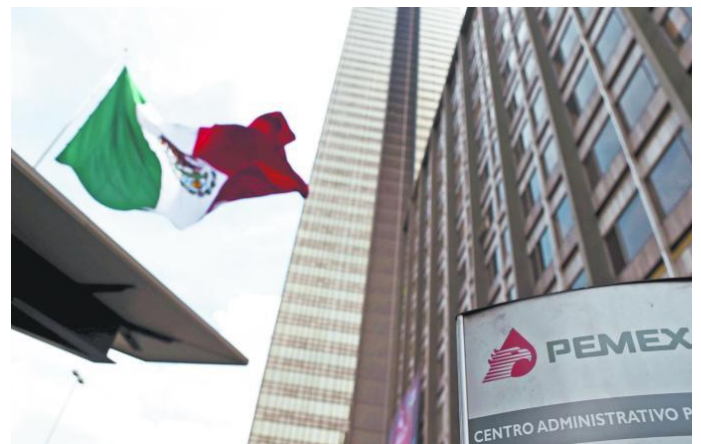
“De perforarse los 32 pozos, el monto máximo del contrato es la cantidad de USD\$1,991 millones de Dólares, incluyendo su financiamiento, monto que será menor en caso de perforarse menos pozos, manteniendo la misma fórmula de financiamiento”, detalló la empresa de Slim.

La fuente y mecanismo de pago del contrato será a través de los ingresos obtenidos de los hidrocarburos comercializables de la propia asignación de Pemex.

Grupo Carso explicó que a través de sus subsidiarias cuenta ya con más de 18 años de experiencia en servicios de perforación terrestre, marina y de construcción de plataformas empleando personal altamente calificado.

Adicionalmente cuenta con 19 equipos para perforación terrestre de distintas dimensiones y tres equipos de perforación marina incluyendo un Jack up y dos semi-sumergibles de última generación.

“La experiencia de estas subsidiarias de Grupo Carso incluye perforación de pozos en campos estratégicos tales como **Quesqui e Ixachi**, a través de contratos de servicios con Pemex en los cuales hay saldos sustanciales pendientes de cobro por trabajos ya ejecutados”, reveló Carso en su comunicado. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de octubre de 2025

3

Petróleo cae ante planes de la OPEP+ de aumentar producción

El organismo se reúne el domingo y es probable que confirme un aumento de la producción de al menos 137,000 barriles diarios para noviembre.

Los precios del petróleo cayeron el lunes más de 3%, ya que los planes de la OPEP+ de aumentar nuevamente la producción de petróleo en noviembre y la reanudación de las exportaciones de crudo de la región del Kurdistán iraquí a través de Turquía mejoraron las perspectivas de suministro mundial.

Los futuros del crudo Brent cayeron 2.16 dólares, o 3.08%, a 67.97 dólares el barril, tras cerrar el viernes en su nivel más alto desde el 31 de julio. El crudo West Texas Intermediate de Estados Unidos bajó 2.27 dólares, o 3.45%, a 63.45 dólares. La mezcla mexicana de exportación perdió 2.10 dólares o 3.2% a 62.05 dólares el barril.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo y aliados (OPEP+), se reúne el domingo y es probable que confirme un aumento de la producción de al menos 137,000 barriles diarios para noviembre con el fin de ganar cuota de mercado, según tres fuentes. La OPEP+ ha estado bombeando casi 500,000 barriles diarios menos de lo previsto.

“Con la OPEP+ centrándose en la cuota de mercado, los fundamentos parecen más débiles y prevalecen las preocupaciones por el exceso de oferta”, afirmó Claudio Galimberti, economista jefe de Rystad Energy.

El crudo fluyó a través de un oleoducto desde la región semiautónoma del Kurdistán, en el norte de Irak, hasta Turquía el sábado por primera vez en dos años y medio, según informó el Ministerio de Petróleo de Irak.

El flujo de petróleo crudo desde Kurdistán hasta el puerto turco de Ceyhan es de entre 150,000 y 160,000 barriles diarios, según informaron dos fuentes del sector a Reuters.

Se espera que la reanudación del suministro devuelva hasta 230,000 barriles diarios de crudo a los mercados internacionales.

La semana pasada, los precios del WTI y Brent subieron más de 4% después de que los ataques con drones ucranianos contra la infraestructura energética rusa mermaran las exportaciones de combustible del país.

“Es muy probable que Ucrania redoble sus ataques estratégicos contra las refinerías rusas”, afirmaron los analistas de SEB.

Rusia bombardeó Kiev y otras partes de Ucrania el domingo por la mañana en uno de los ataques más prolongados contra la capital desde la invasión de Moscú en 2022.

El presidente de Estados Unidos, Donald Trump, dijo el lunes que era hora de que el grupo militante palestino Hamás aceptara una propuesta de paz de 20 puntos que él acordó con el primer ministro israelí, Benjamin Netanyahu, sobre el futuro de Gaza. El Economista

Remesas superan ingresos por petróleo

Los dólares que ingresaron a Colombia por remesas volvieron a superar los que entraron por el petróleo.

Los dólares que ingresaron a Colombia por remesas volvieron a superar los que entraron por el petróleo. Hasta agosto de 2025, por este concepto llegaron 8,661 millones de dólares por los giros de los trabajadores en el exterior, una cifra que, comparada de manera individual con las exportaciones de café, carbón, y ferroníquel, resulta superior.

Hasta julio de 2025, el país recibió 7,599 millones de dólares por las ventas externas del petróleo, es decir, poco más de 1,000 millones de dólares menos que el flujo proveniente de las remesas.

Aunque las proyecciones del mercado financiero apuntaban a que en agosto se superarían 1,100 millones de dólares por remesas, la cifra reportada por el Emisor fue de 1,095.3 millones de dólares. En lo corrido del año, el mes con más ingresos fue julio, con 1,158 millones de dólares.

Según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Dane, hasta julio, el dato más reciente, las exportaciones por carbón aportaron más de 2,852 millones de dólares, una cifra que las remesas hasta agosto prácticamente triplican. Hasta esa mismo mes, el ferroníquel sumó 269.2 millones de dólares y el café más de 3,151 millones de dólares. Así, al comparar el café con las remesas, estas últimas casi triplican los ingresos generados por las exportaciones del grano.

Luis Fernando Mejía, economista y director de Fedesarrollo, señaló que en 2024 las remesas alcanzaron un récord de 11,848 millones de dólares y que, para este año, se proyecta un máximo histórico de 13,200 millones de dólares, lo que equivale a un promedio cercano a 1,100 millones mensuales.

“Este es uno de los factores que ha contribuido al buen desempeño de la moneda colombiana en lo corrido del año. Sin embargo, no es el único. También han influido otros elementos, como la depreciación global del dólar frente a otras monedas, y los ingresos de divisas asociados al narcotráfico. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de octubre de 2025

Petróleo abre con caídas; plan de la OPEP+ se suma a expectativas de excedente de oferta

Los precios del petróleo caían este martes a la espera de otro aumento previsto de la producción por parte de la OPEP+ y de que la reanudación de las exportaciones de petróleo desde la región iraquí del Kurdistan a través de Turquía refuerzan las expectativas del mercado de un excedente de oferta.

Los **precios del petróleo** caían este martes a la espera de otro aumento previsto de la producción por parte de la **OPEP+** y de que la reanudación de las exportaciones de petróleo desde la región iraquí del Kurdistan a través de Turquía refuerzan las expectativas del mercado de un excedente de oferta.

Los futuros del **Brent** para entrega en noviembre, que vencen el martes, cedían 53 centavos, o un 0.8%, hasta los 67.44 dólares el barril, a las 4:26 a.m. hora de la CDMX. El West Texas Intermediate en Estados Unidos (**WTI**) restaba 62 centavos, o un 1%, a 62.83 dólares. Los descensos ampliaban las caídas del lunes, cuando tanto el Brent como el WTI declinaron más de un 3%, sus mayores descensos diarios desde el 1 de agosto.

La presión vendedora se intensificó cuando **fuentes de la OPEP+ insinuaron un nuevo aumento de la producción**, después de que los precios bajaron tras la reanudación de las exportaciones de crudo de la región iraquí del Kurdistan a través de Turquía, según Tamas Varga, analista de PVM.

Es probable que la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados, incluida Rusia, conocidos en conjunto como OPEP+, aprueben el domingo otro incremento del bombeo petrolero de al menos 137,000 barriles por día (bpd), dijeron tres fuentes conocedoras de las conversaciones.

"Aunque (la OPEP+) está por debajo de su cuota de todos modos, al mercado sigue sin gustarle que entre más petróleo", dijo Ed Meir, analista de Marex.

Por otra parte, el crudo empezó a fluir el sábado por un oleoducto desde la región semiautónoma del Kurdistan, en el norte de Irak, hasta Turquía, **por primera vez en dos años y medio**, tras un acuerdo provisional que desbloqueó la situación, según informó el Ministerio de Petróleo iraquí.

El mercado ha mantenido la cautela en las últimas semanas, equilibrando los riesgos de suministro, derivados sobre todo de los ataques con drones de Ucrania a las refinerías rusas, con las expectativas de exceso de oferta y debilidad de la demanda. El Economista

Precios del petróleo cierran con bajas de hasta 1.7% por posible excedente de oferta

Los precios del petróleo cayeron este martes, ya que los inversores se preparaban para un excedente de oferta debido a los posibles planes de la OPEP+ de un mayor aumento de la producción el próximo mes y a la reanudación de las exportaciones de petróleo desde la región del Kurdistan iraquí a través de Turquía.

Los **precios del petróleo** cayeron este martes, ya que los inversores se preparaban para un excedente de oferta debido a los posibles planes de la **OPEP+** de un mayor aumento de la producción el próximo mes y a la reanudación de las exportaciones de petróleo desde la región del Kurdistan iraquí a través de Turquía.

Los futuros del **Brent** para entrega en noviembre, que vencen el martes, cedieron 95 centavos, o un 1.4%, hasta los 67.02 dólares el barril. El **West Texas Intermediate** de Estados Unidos (WTI) restó 1.08 dólares, o un 1.7%, a 62.37 dólares.

Los descensos prolongaban las caídas del lunes, cuando tanto el Brent como el WTI perdieron más de un 3%, sus mayores descensos diarios desde el 1 de agosto.

La OPEP+ podría acelerar el aumento de la producción en noviembre, tras el incremento de 137,000 barriles diarios que anunció para octubre en su reunión del domingo, mientras su líder, Arabia Saudita, busca recuperar cuota de mercado, según tres fuentes familiarizadas con las conversaciones.

Ocho miembros de la OPEP+ podrían acordar un aumento de la producción en noviembre entre 274,000 y 411,000 bpd, es decir, dos o tres veces más que el alza de octubre, según dos de las tres fuentes. La OPEP+ produce aproximadamente la mitad del petróleo mundial.

"Esta estrategia (de la OPEP+) podría reducir significativamente los márgenes de los productores estadounidenses de esquisto, con tienen costos elevados, lo que podría obligarlos a reducir la producción récord que han mantenido", dijo Alex Hodes, analista de StoneX.

Por otra parte, el crudo empezó a fluir el sábado por un oleoducto desde la región semiautónoma del Kurdistan, en el norte de Irak, hasta Turquía, **por primera vez en dos años y medio**, tras un acuerdo provisional que desbloqueó la situación, según informó el Ministerio de Petróleo iraquí.

"Los precios del petróleo están bajo presión en previsión de que la OPEP+ decida restablecer cantidades adicionales de petróleo en el mercado, junto con la reanudación de las exportaciones kurdas, por lo que el aumento de la oferta está lastrando los precios", dijo Andrew Lipow, presidente de Lipow Oil Associates.

El mercado ha mantenido la cautela en las últimas semanas, equilibrando los riesgos de suministro, derivados sobre todo de los ataques con drones de Ucrania a las refinerías rusas, con las expectativas de exceso de oferta y debilidad de la demanda. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de octubre de 2025

5

Pemex se convirtió en una carga financiera para México: Se encamina a su mayor déficit fiscal en 87 años

Pemex está cerca de registrar su mayor déficit fiscal para el gobierno en sus 87 años: un déficit estimado de 31 mil millones de dólares. El gigante petrolero mexicano [Petróleos Mexicanos \(Pemex\)](#) ha pasado de ser la gallina de los huevos de oro del país a un **desastre financiero**.

Después de años de inyectar dinero en las arcas de México, [Pemex está en camino de registrar su mayor déficit](#) fiscal para el gobierno en sus 87 años de historia: un déficit que los analistas estiman en aproximadamente 31 mil millones de dólares, gracias a la disminución de los ingresos y a los rescates masivos destinados a ayudar a la compañía a hacer frente a una carga de deuda de **100 mil millones de dólares**.

Es un punto de inflexión notable para un gigante estatal que durante años fue la principal fuente de ingresos de México, llegando a representar en ocasiones casi la mitad de los ingresos del país. El hecho de que Pemex sea ahora uno de sus mayores gastos revierte el viejo dicho de que “el petróleo de México es de los mexicanos”, afirmó Jorge Cano, analista de la consultora México Evalúa.

“Ahora, efectivamente, **Pemex dejará de contribuir a las finanzas públicas**”, dijo Cano. “Y sí, los contribuyentes tendrán que pagar más para subsidiar a Pemex”.

[El déficit de Pemex](#) no se debe únicamente al nuevo apoyo gubernamental. Los ingresos petroleros de la compañía han disminuido a medida que la producción se desplomó a casi la mitad de su máximo de hace dos décadas. Además, los cambios en la legislación fiscal de los últimos años también implican que Pemex paga una porción mucho menor de sus ingresos por ventas al gobierno, lo que amplía su déficit general, afirmó Cano.

¿Cuánto dinero le dio AMLO a Pemex?

Por supuesto, el apoyo gubernamental **a Pemex no es nada nuevo**. El [expresidente Andrés Manuel López Obrador](#) inundó a Pemex con cerca de 80 mil millones de dólares mediante inyecciones de capital y exenciones fiscales a lo largo de su mandato.

Ahora, la presidenta [Claudia Sheinbaum](#) está intensificando la asistencia, recaudando 12 mil millones de dólares de su llamado acuerdo P-Cap, 13 mil millones de dólares de bancos locales de desarrollo y 14 mil millones de dólares de emisiones soberanas que financiarán una operación de recompra que finaliza a finales de este mes. El gobierno también transferirá a Pemex más de 14 mil millones de dólares para el pago de deuda y otros gastos en 2026.

“Este cambio estructural convierte a Pemex en el principal beneficiario de los flujos fiscales, mientras que el gobierno —y por extensión, el público— resulta ser el perdedor neto”, escribió en una nota Alejandro Schtulmann, director general de la consultora EMPRA, con sede en la Ciudad de México. Esto “plantea dudas sobre la sostenibilidad de este modelo basado en subsidios”.

¿Cuáles han sido los déficits fiscales de Pemex?

A lo largo de su historia, la petrolera nacional fue consistentemente la principal fuente de ingresos del gobierno. Esto comenzó a cambiar con la reforma energética del [presidente Enrique Peña Nieto](#), y posteriormente con López Obrador, o AMLO, quien redujo drásticamente los **impuestos a Pemex, conocidos como “DUC”**, del 65 por ciento al asumir el cargo al 30 por ciento al dejar el cargo el año pasado.

Desde entonces, Sheinbaum ha desechado el sistema DUC en favor de un régimen fiscal más simplificado. Pemex ahora paga alrededor del 30 por ciento de impuestos sobre los ingresos petroleros y un 11.67 por ciento sobre el gas natural.

Y aunque Pemex ha sido durante mucho tiempo un lastre para el balance general de México, nunca había sido un pasivo a tan gran escala. Pemex registró **deficits netos para México en 2021 y 2024**, tras los importantes paquetes de apoyo de AMLO, según IPD Latinoamérica, consultora energética.

El efecto del apoyo en la calificación soberana de México es menos claro. Si bien Fitch Ratings y Moody's Ratings mejoraron recientemente el perfil crediticio de Pemex, Fitch prevé que la relación deuda/PIB de México superará el 57 por ciento el próximo año (frente a aproximadamente el 45 por ciento en 2023) a medida que la carga de deuda de la compañía comience a migrar al balance general del soberano, escribieron analistas en una nota.

“Es un gran problema desde una perspectiva soberana”, dijo John Padilla, director general de IPD. “Un déficit anual de 20 mil millones de dólares para el gobierno probablemente no sea un gran cambio por sí solo, pero si la economía continúa sin crecer, podría eventualmente poner en riesgo la calificación crediticia de México”. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de octubre de 2025

6

A revisión, gasolineras en el norte

La gasolinera de Costco presuntamente no cuenta con la Autorización del Estudio de Impacto Social de la Secretaría de Energía, que lleva Luz Elena González Escobar.

No es un secreto que en el sexenio anterior echar a andar alguna gasolinera, sobre todo si no era de bandera Pemex, podría resultar en toda una epopeya para quien osaba competirle a la marca del aguilita. Verá, en el gobierno de AMLO se registraron años, como en 2021, donde se otorgaron menos de 70 permisos para nuevas estaciones. Sin embargo, cada administración tiene a sus consentidos.

En este contexto, el 14 de noviembre de 2024, Costco inauguró su primera estación de servicio en Torreón, Coahuila. El evento destacó por la rapidez con la que obtuvo los permisos para la comercialización de gasolinas, un proceso que para muchos otros empresarios puede llevar años.

Señalamientos de distintas fuentes que se acercaron a este espacio revelan que la gasolinera de Costco presuntamente no cuenta con la Autorización del Estudio de Impacto Social de la Secretaría de Energía (Sener), que lleva Luz Elena González Escobar. Sin este requisito, la extinta Comisión Reguladora de Energía —ahora integrada en la Comisión Nacional de Energía (CNE), bajo la dirección de Juan Carlos Solís Ávila— no podía legalmente conceder el permiso para iniciar operaciones.

A pesar de esta supuesta falta de autorización, Costco continúa operando sin restricciones, lo que plantea interrogantes sobre la aplicación de las normativas.

En el ámbito ambiental, la situación sería igualmente irregular. La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), dirigida por Armando Ocampo Zambrano, exige que todas las estaciones de servicio se inscriban en el Registro Nacional de Instalaciones de Gasolinas y Gas LP (RENAGAS).

Sin embargo, Costco no podría cumplir con este requisito, ya que la superficie construida y los dispensadores de combustible exceden el límite autorizado.

En circunstancias normales, esta infracción sería causa de clausura, o de menos, fuertes sanciones económicas.

El vacío legal en este caso no es menor: al operar sin permisos completos, gasolineras operando en una situación no permitida por las diferentes autoridades, podrían evadir la obligación de reportar las compras y ventas de combustible, lo que oscurece la cadena de suministro y abre la puerta a posibles prácticas de evasión fiscal.

Algo que debería investigarse para deslindar responsabilidades, sobre todo en un contexto en el que la fiscalización en la distribución de combustibles en el país está tocando fibras muy, pero muy sensibles.

Esta falta de transparencia en las operaciones de estaciones como la de Costco Gas ha generado preocupación entre los consumidores y las autoridades. Parece que mientras la ley se aplica con rigor a cientos de estaciones de servicio en todo el país, otros pueden operar con excepciones y privilegios.

Este caso pone de manifiesto la necesidad de una aplicación más justa y uniforme de las normativas para garantizar un mercado energético transparente y competitivo. El Financiero



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de octubre de 2025

7

Slim petrolero: Firma acuerdo de hasta 1,991 mdd con Pemex para perforar pozos

Grupo Carso firmó un acuerdo con Pemex, mediante dos de sus subsidiarias, para la perforación de pozos en el campo Ixachi.

[Grupo Carso, empresa de Carlos Slim](#), anunció este lunes 29 de septiembre a la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) que firmó un **contrato con Petróleos Mexicanos (Pemex)** por hasta mil 991 millones de dólares para perforar pozos en el Campo Ixachi.

El acuerdo fue realizado mediante las subsidiarias de Grupo Carso, **GSM BRONCO y MX DLTA NRG 1**.

“El objeto del contrato considera la **perforación y terminación de hasta 32 pozos** en un plazo de tres años, lo cual contribuirá en un aumento sustancial de producción en el campo de aceite y gas”, se puede leer en el comunicado.

De perforar los 32 pozos, el monto máximo del contrato ascenderá a mil 991 millones de dólares, incluyendo su financiamiento, monto que será menor en caso de perforar menos pozos, manteniendo la misma fórmula de financiamiento.

La fuente y mecanismo de pago del contrato será a través de los ingresos obtenidos de los hidrocarburos comercializables de la propia asignación.

Las [subsidiarias de Grupo Carso](#) esperan que [Pemex](#) empiece a pagar la perforación de estos pozos financiados hasta enero de 2027 y en 21 pagos mensuales por cada pozo entregado a partir de la fecha correspondiente.

Para la fecha del primer pago, en enero de 2027, se estima tener en producción 12 pozos de este contrato.

La empresa detalló que sus subsidiarias cuentan con más de 18 años de experiencia en servicios de perforación terrestre, marina y de construcción de plataformas empleando personal altamente calificado.

Adicionalmente cuenta con 19 equipos para perforación terrestre de distintas dimensiones y 3 equipos de perforación marina incluyendo un Jack up y dos semi-sumergibles de última generación.

“La experiencia de estas subsidiarias de Grupo Carso incluye perforación de pozos en campos estratégicos tales como Quesqui e Ixachi, a través de contratos de servicios con Pemex en los cuales hay saldos sustanciales pendientes de cobro por trabajos ya ejecutados”, apuntó la empresa.

El **campo Ixachi** es considerado como uno de los campos terrestres más importantes del país, actualmente cuenta con una producción diaria de alrededor de 93 mil barriles de aceite y 715 millones de pies cúbicos de gas, lo que equivale a un total de 236 mil barriles diarios de petróleo equivalente.

Grupo Carso detalló que, hasta la fecha, se han perforado en el campo un total de 28 pozos a una profundidad promedio de 7 mil 650 metros, dentro de los cuales Grupo Carso, a través de sus subsidiarias, ha participado en su perforación.

A lo largo de este mes, [Pemex evaluó la capacidad operativa](#) y la solidez financiera de diversas empresas interesadas en suscribir contratos mixtos.

De esta manera, el [contrato con Grupo Carso](#) fue el primero en ser dado a conocer, aunque se espera que, en total, se den a conocer seis contratos adicionales con empresas privadas. El Financiero

