

Mexico Energy Chatter

July 8, 2026

¿Pueden los fideicomisos hacer atractivo el fracking en México?

El gobierno de la presidenta Claudia Sheinbaum recibirá en breve la respuesta del comité de especialistas encargado de estudiar el marco regulatorio y financiero que podría permitir el desarrollo del gas de esquisto en México. Según fuentes conocedoras, el grupo está trabajando en un modelo de fideicomiso — un vehículo jurídico y financiero estructurado — como mecanismo potencial para canalizar capital hacia la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales.

Como hemos señalado en ediciones anteriores de este chatter, las mayores reservas de hidrocarburos del país están atrapadas en los yacimientos de esquisto del norte de México — particularmente en la Cuenca de Burgos y en la formación de Eagle Ford, que se extiende al sur desde Texas. Pemex carece de la tecnología, los recursos financieros y la cultura operativa necesarios para desarrollarlos de manera autónoma. Algún tipo de participación privada es indispensable si la producción ha de avanzar.

Según la propuesta, el fideicomiso recibiría aportaciones públicas, privadas o mixtas, con reglas claras sobre auditoría, transparencia y distribución de ingresos. El modelo busca aislar el riesgo del inversionista de las fluctuaciones presupuestarias del gobierno federal y de la exposición financiera de Pemex, al tiempo que mantiene la soberanía del Estado sobre los recursos del subsuelo.

El fideicomiso no resuelve las preocupaciones ambientales que los críticos del fracking — entre ellos AMLO y Sheinbaum en diferentes momentos — han planteado. Tampoco elimina la oposición política que ha nublado el tema durante años. Pero podría proporcionar una estructura lo suficientemente distinta del modelo de contratos directos con el sector privado como para darle cobertura política al gobierno: no es privatización, es un fideicomiso.

Los analistas financieros veteranos conocen bien los intentos anteriores de usar fideicomisos para atraer capital hacia la infraestructura de Pemex. El historial no es alentador. Los proyectos Pidiregas del sexenio de Fox atrajeron capital privado para la construcción de infraestructura bajo un modelo de financiamiento diferido, pero terminaron creando pasivos contingentes que quedaron fuera del balance y que finalmente tuvieron que ser absorbidos por la deuda de Pemex. La diferencia aquí es que el modelo propuesto apunta al upstream (exploración y producción) en lugar del downstream (refinería e infraestructura), con una estructura de riesgo diferente — aunque no necesariamente menos compleja.

Aún no conocemos los detalles de cómo funcionarían los contratos de exploración y producción en las cuencas de esquisto, pero sí sabemos que el precio está indexado al Henry Hub más el costo de transporte por ducto, dado que las importaciones de gasoducto desde EE.UU. abastecen más del 70 por ciento del consumo mexicano. Eso significa que cualquier gas mexicano de esquisto debería competir efectivamente con el gas importado — y el Henry Hub cotiza actualmente en torno a los 3.20 dólares por MMBtu, niveles que hacen que el desarrollo del esquisto en México sea marginalmente viable en el mejor de los casos.

Paradójicamente, la mejor oportunidad de México puede residir en el eventual agotamiento del propio auge que lo perjudica. El gas de esquisto estadounidense no es ilimitado: las tasas de declinación en los campos existentes son pronunciadas, y la aceleración de las exportaciones de GNL está comenzando a competir con el consumo interno de EE.UU., lo que eleva los precios. Algunas proyecciones de largo plazo sitúan el Henry Hub por encima de los 4.00 dólares por MMBtu hacia 2028–2030.

Si el Henry Hub sube como resultado, la economía del esquisto mexicano mejora mecánicamente, puesto que el precio de gas natural en México se fija en función de ese referencial. Eso aún no resuelve los problemas de infraestructura — México carece de suficiente capacidad de procesamiento, almacenamiento y transporte de gas para escalar la producción rápidamente —, pero transforma el cálculo de viabilidad de manera significativa.

La pregunta sigue siendo si un fideicomiso por sí solo puede responder a todas las incertidumbres que rodean la aspiración mexicana de su propio "shale moment": medioambientales, políticas, técnicas y de mercado. La respuesta honesta es no. Pero podría reducir una de ellas — la incertidumbre financiera y jurídica — lo suficiente como para que el proyecto pase de una discusión de política a una negociación de inversión.

López Obrador prohibió el fracking por decreto y dejó prescribir una reforma constitucional que lo habría prohibido de manera permanente. Sheinbaum heredó el decreto, que sigue vigente en su sexenio, pero el comité de especialistas es una clara señal de que la puerta no está del todo cerrada. Si la administración adopta el modelo de fideicomiso, necesitará o bien modificar el decreto o bien estructurar el fideicomiso de manera que lo eluda legalmente — un desafío jurídico no menor.

Una caída fulminante desde el poder

El exdirector general de Pemex, Víctor Rodríguez Padilla, fue detenido por la policía el 7 de julio, días después de que se difundiera un video que lo mostraba en un acto aparentemente violento contra Ingrid Jiménez, con quien tenía una relación sentimental.

El caso había ido desenvolviéndose durante aproximadamente dos semanas. Jiménez publicó el video por primera vez en su cuenta personal de YouTube el 26 de junio, donde permaneció sin mayor difusión durante varios días antes de ser retomado por medios y redes sociales. Jiménez copió luego a la fiscalía y a funcionarios públicos en sus publicaciones en redes sociales, lo que precipitó la reacción formal de las autoridades. La Fiscalía General de la República (FGR) inició una investigación, y la Policía Federal ejecutó la orden de detención.

El escándalo ya había puesto fin al breve regreso de Rodríguez a la vida pública antes de su arresto. Renunció a la dirección de Pemex en marzo de 2026 tras un sexenio que dejó resultados mixtos: una reducción de la deuda y cierta estabilización financiera, pero sin revertir la tendencia de caída en la producción de petróleo.

El episodio representa no solo un escándalo personal, sino un revés de gobernanza para el sector energético mexicano. La salida de Rodríguez deja a Pemex sin un liderazgo claro precisamente cuando la empresa se encuentra en el centro de múltiples negociaciones estratégicas: el MOU con Petrobras, las conversaciones sobre el esquisto y la recuperación de la refinería.

Regresión en la refinería

La recuperación de la refinería de Pemex se detuvo abruptamente en mayo, socavando el impulso que la empresa había proclamado apenas semanas antes. El Sistema de Información Energética (SIE) registró un procesamiento total de crudo de 663,988 barriles diarios — una caída del 7.3 por ciento respecto a los 716,427 b/d de abril, y por debajo del umbral de 700,000 b/d que Pemex había presentado como referencia de progreso.

Cinco de siete refinerías procesaron menos crudo que en abril. Minatitlán fue la más afectada: el procesamiento se desplomó un 52.5 por ciento hasta 56,648 b/d tras un incendio. Madero también cayó un 25.3 por ciento. Solo Salina Cruz y Tula registraron mejoras.

El analista sectorial Ramsés Pech atribuye el problema a la antigüedad de Minatitlán y Madero — ambas de más de un siglo — argumentando que el mantenimiento diferido ha hecho que estas instalaciones sean inherentemente poco confiables. En su opinión, las interrupciones imprevisibles son ahora estructurales, no coyunturales.

La caída es una reversión abrupta del informe del primer trimestre de Pemex, que mostraba un procesamiento de crudo con un incremento del 21.9 por ciento interanual hasta 730,736 b/d. Ese resultado fue presentado como evidencia de recuperación operativa. Los datos de mayo sugieren que ese nivel no era sostenible.

Una nueva mirada a Cantarell

México está considerando de nuevo la reactivación de Cantarell, el otrora dominante megayacimiento de la Sonda de Campeche, a través del reciente acuerdo de cooperación con Petrobras. La presidenta Sheinbaum anunció el 4 de julio que ambas empresas están evaluando el potencial de desarrollar recursos más profundos en el campo.

Sheinbaum afirmó que Pemex y Petrobras están evaluando si existen reservas comercialmente viables en un estrato más profundo por debajo de la zona ya agotada de Cantarell. La geología es plausible — existen formaciones de carbonatos a mayor profundidad que no han sido explotadas a escala —, pero la evaluación técnica y económica sigue siendo preliminar.

Descubierto a fines de la década de 1960 y puesto en desarrollo comercial a mediados de los años 1980, Cantarell alcanzó su máximo histórico en 2004 con 2.136 millones de barriles diarios (más de la mitad de la producción total de México en ese momento), tras una agresiva inyección de nitrógeno ampliamente considerada como la causa de su posterior y acelerada caída. La producción había descendido a cerca de 100,000 b/d para 2020. La idea de revivir Cantarell a través de nuevas tecnologías tiene un largo historial de promesas incumplidas.

Sheinbaum aprovechó el anuncio para lanzar una crítica política directa a sus predecesores panistas, argumentando que Cantarell fue mal gestionado durante esas administraciones. Es una narrativa conveniente, aunque incompleta: la inyección de nitrógeno que aceleró el declive del campo fue aprobada durante el gobierno del PRI en la década de 1990, y la caída de la producción se aceleró durante los sexenios de Fox y Calderón.

Petrobras aporta una reconocida experiencia global en el desarrollo pre-sal y en aguas ultraprofundas, con una producción propia que alcanza actualmente los 2.8 millones de b/d. Si los estudios geológicos iniciales son prometedores, el acuerdo podría evolucionar hacia contratos de servicio o inversión conjunta. Sin embargo, el camino desde la evaluación hasta la producción comercial en aguas profundas se mide en años y en miles de millones de dólares.

Una red de huachicol enredada

Reportajes publicados esta semana en Reforma y El País han revelado nuevos detalles sobre lo que se describe como una de las operaciones de robo de combustible más grandes y sofisticadas documentadas en México: un esquema multimillonario de huachicol, o hurto fiscal de combustible, operado principalmente a través de una agencia aduanera de Nuevo León.

Según documentos judiciales revisados por Reforma, una estructura criminal contrabandearía 144 millones de litros de diésel, gasolina y turbosina a lo largo de cuatro años — entre 2020 y 2024 — acumulando una deuda fiscal estimada en 3,900 millones de pesos. El combustible habría sido importado ilegalmente y vendido en el mercado negro evadiendo el IEPS. Los investigadores identifican al dueño de esa agencia, Armando III Riestra Fernández, como el líder de la red; actualmente se encuentra detenido, al igual que otros cinco cómplices. Seis más siguen prófugos.

Reforma enmarca el caso como evidencia de que el huachicol fiscal no depende de un solo grupo criminal y ha operado durante años con aparente impunidad, aprovechando deficiencias en la fiscalización aduanera y en la coordinación entre el SAT, el IMSS y las fuerzas de seguridad.

El caso comenzó a destaparse el 21 de julio de 2025, tras una denuncia anónima ante la FEMDO. Un operativo ese mismo día en la agencia aduanera incautó documentación y activos, lo que dio inicio a una investigación que finalmente condujo a las detenciones.

El último reportaje también apunta a una vinculación con el Ejército. Dos de los seis prófugos son tenientes coroneles que se desempeñaron como consignatarios de mercancías controladas, lo que sugiere que el esquema se benefició de acceso privilegiado a las cadenas de custodia aduanera.

Este caso encaja en un patrón más amplio de corrupción aduanera vinculada a las fuerzas armadas. Surge casi exactamente diez meses después de que las autoridades detuvieran a cuatro militares en Sonora por su presunta participación en el tráfico de fentanilo — lo que sugiere que la infiltración criminal en las instituciones de seguridad sigue siendo un problema activo, no un caso aislado.

En otras noticias de energía...

Repercusiones del fracking. Un reportaje en Milenio esta semana examina el impacto de las operaciones de fracturación de pozos convencionales por parte de Pemex en la zona de Papantla, Veracruz, como parte de los esfuerzos por aumentar la recuperación en yacimientos maduros de la Cuenca Tampico-Misantla. Las comunidades locales han presentado quejas por contaminación de fuentes de agua y daños a tierras agrícolas, y algunos ejidatarios están buscando asesoría legal. El caso ilustra la tensión entre los objetivos de producción de Pemex y las obligaciones de consulta comunitaria — incluso cuando la fracturación se aplica a pozos convencionales, no a formaciones de esquisto.

Un estudio de 2010 de la propia Comisión Nacional de Hidrocarburos supuestamente advirtió sobre los riesgos de desarrollar el campo de esta manera. El hecho de que esos riesgos estén materializándose ahora complica la narrativa del gobierno sobre la fracturación como herramienta de recuperación responsable.

Agronitrogenados se niega a desaparecer. El arresto de Gilda Susana Lozoya Austin, hermana del exdirector general de Pemex Emilio Lozoya, ha revivido uno de los expedientes más emblemáticos de la corrupción en el sector energético mexicano. Según la FGR, Gilda Lozoya desempeñó un papel activo en el caso de lavado de dinero relacionado con la compra, supuestamente sobrepreciada, de la planta de Agronitrogenados por parte de Pemex en 2013.

El caso vuelve a situar a Agronitrogenados en el debate de política energética e industrial de México. El complejo de fertilizantes, adquirido por Pemex por una suma ampliamente considerada fraudulenta, nunca ha logrado operar de manera eficiente bajo la administración estatal. Su destino sigue siendo incierto: ¿reparación, venta o cierre?

Krem-1 se convierte en un pasivo de largo plazo. Más de cuatro meses después de la explosión del pozo exploratorio Krem-1 de Pemex en Veracruz, el incendio continúa quemándose a pesar de múltiples intentos de control —incluyendo el uso de explosivos para extinguirlo—, y el pozo sigue sin poder ser sellado de manera permanente. El costo acumulado del incidente aún no ha sido divulgado públicamente por Pemex.

La emergencia prolongada está evolucionando de un accidente operacional a una prueba más amplia de la credibilidad ambiental de Pemex y de su capacidad para gestionar contingencias complejas. La falta de transparencia en torno al cronograma, los costos y el plan de remediación está generando críticas de los organismos reguladores ambientales y de las comunidades locales.