



Análisis del Grupo de trabajo sobre yacimientos de gas no convencional



Por instrucción presidencial, la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (Secihti), convocó a un grupo multidisciplinario de expertas y expertos. La diversidad de sus especialidades permitió consolidar un equipo encargado de analizar las técnicas de exploración y explotación de yacimientos no convencionales, así como su impacto ambiental, social y económico, asegurando el cumplimiento de normas y estándares de protección ambiental para este tipo de desarrollos.

Tras la presentación inicial del grupo multidisciplinario en la conferencia matutina del 15 de abril de 2026 y, dada la complejidad del tema, la Secretaría amplió la convocatoria a más especialistas para enriquecer el debate. Posteriormente, el 17 de abril se llevó a cabo la primera reunión de trabajo en la sede de la Secretaría, consolidando un equipo más diverso y numeroso. En este encuentro, se definieron los siguientes cuatro subgrupos para estructurar el análisis:

- **Ingeniería:** Encargado de la revisión de técnicas de exploración y explotación, geofísica, geología, geomecánica-hidromecánica, fluidos de perforación y fracturamiento, pronósticos de producción, tratamiento de agua, cadenas de suministros, marco regulatorio, benchmarking internacional, economía circular y reducción de impactos.
- **Agua:** Encargado del análisis del uso de agua, sus reservas y suministro, factores hidromecánicos y el tratamiento de agua asociada a actividades de aprovechamiento de gas no convencional.
- **Impacto:** Considera las implicaciones sociales, económicas, ecosistémicas, de salud, de seguridad e higiene en el trabajo. Así como el riesgo ecológico y ecotoxicológico, y el ordenamiento ecológico y territorial.
- **Planeación y prospectiva:** Encargado de la analizar la planeación económica y social, análisis financieros, política económica, normatividad, escenarios de reducción de la demanda de gas que desarrollará la Secretaría de Energía como parte complementaria de este esfuerzo por reducir la dependencia de las importaciones de gas.

Para consolidar esta visión integral, se llevaron a cabo múltiples sesiones de trabajo colaborativo que integraron la experiencia de actores clave como la Secretaría de Energía





(Sener), Petróleos Mexicanos (Pemex), la Comisión Nacional del Agua (Conagua) y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), enriquecida por la visión de especialistas internacionales en la materia.

Este esfuerzo multidisciplinario, en su primera fase, ha culminado en un análisis estructurado que aborda los desafíos técnicos, hídricos, sociales y económicos del aprovechamiento de gas no convencional. El presente documento es un resumen que compendia las conclusiones, hallazgos y recomendaciones derivadas de los cuatro subgrupos de trabajo, ofreciendo una perspectiva técnica y científica robusta para orientar la toma de decisiones informadas sobre el futuro energético del país.

Este informe no representa un punto final, sino el inicio de una ruta de trabajo continuo. La Secihti mantendrá un seguimiento constante sobre estas recomendaciones, integrando nuevas evidencias y colaborando estrechamente con todas las instituciones involucradas. Nuestro objetivo es claro: consolidar un modelo de desarrollo que no solo responda a las necesidades energéticas actuales, sino que asegure un futuro sostenible para el país.





GRUPO DE INGENIERÍA



2026
año de
**Margarita
Maza**



Coordinadores

Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa
Dra. Alma América Porres Luna
Dr. Erick Emanuel Luna Rojero

Facultad de Ingeniería, UNAM
Independiente
Instituto Mexicano del Petróleo

Participantes

Dr. José Fernando Barragán Aroche
Dr. Francisco Castellanos Páez
Dr. José Adalberto Morquecho Robles
Mtra. Rosa María Hernández Medel
Dr. Jorge Arévalo Villagrán
Dr. Ulises Hernández Romano
Dra. Dora Celia Carreón Freyre
Ing. Sandra Mabel Rodríguez Cruz
Dr. Luis Fernando Camacho Ortegón

Facultad de Química, UNAM
Secretaría de Energía
ESIA Ticomán-IPN
ESIA Ticomán-IPN
Secretaría de Energía
Petróleos Mexicanos
Instituto de Geociencias, UNAM
Petróleos Mexicanos
Universidad Autónoma de Coahuila

Agradecimientos a:

M. en I. José Gregorio Martínez Osorio, Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez, M. en C. Ricardo Torres Vargas, Ing. David Avilés Contreras, Dr. Juan Pedro Morales Salazar, Ing. Diego López Toledo, M. en I. Ámbar Isabel Chayres Varela, Ing. Héctor Gustavo Ruiz Monjaraz, Dra. Itzel Ariadna Avelino Jiménez, M. en Des. Soc. Eleonor Guzmán Gaytán



Factibilidad de explotación de yacimientos no convencionales en México

La explotación de los recursos no convencionales en rocas de lutita o *shale*, representa, una gran oportunidad estratégica para garantizar la seguridad y soberanía energética de México. En este documento se describen brevemente las tecnologías de última generación (desarrollados durante los últimos 5 años) y otras consideraciones, desde la perspectiva de la ingeniería, para el aprovechamiento de estos recursos minimizando la huella ambiental, mejorando la logística y siguiendo las buenas prácticas internacionales, así como las regulaciones nacionales vigentes, desarrollando un plan de maduración de recursos de acuerdo a la experiencia internacional por medio de pruebas piloto, antes de la masificación de la explotación.

Contexto Energético de México

En la actualidad, México importa cerca del 75% (o el 90% excluyendo el consumo de Pemex) del gas natural (gas seco) para satisfacer las necesidades internas, principalmente desde los yacimientos no convencionales de Estados Unidos. Esta dependencia nos coloca en una situación vulnerable ante fluctuaciones de precios o crisis internacionales. Sumado a esto, los yacimientos convencionales de nuestro país han mostrado una declinación natural y acelerada en los últimos años, con una tasa baja de incorporación de reservas. El gas natural es el combustible de la transición energética y es la forma más económica de generar electricidad (costo aproximado de 39.94 dls/MWh frente a los 117.86 dls/MWh del combustóleo), produciendo muchas menos emisiones contaminantes. Explotar los recursos no convencionales reduciría la dependencia extranjera y fortalecería la soberanía energética del país por las próximas décadas

1. Potencial de Recursos Petroleros no Convencionales en México

De acuerdo con datos internacionales, México ocupa el sexto lugar a nivel global en recursos técnicamente recuperables de gas natural en lutitas (con un estimado de 545 billones de pies cúbicos, según la Agencia de Información Energética de Estados Unidos) y está en el décimo lugar en recursos de petróleo en rocas de lutita (con 13.1 mil millones





de barriles). Se estima un potencial prospectivo de 64.2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMBpce). En México, esa energía equivale aproximadamente a 53 años de consumo energético total, o alrededor de 90 años de generación eléctrica al ritmo actual. De los recursos de gas natural no convencional (141.5 mil millones de pies cúbicos, estimados por México (CNH, marzo 2021)) casi la mitad es gas seco y húmedo

1.1 Definición de Zonas de Mayor Factibilidad

Se requerirán diferentes fases para la maduración de la explotación de estos recursos: 1) la integración de información, líneas base ambiental y social y fuentes de agua; 2) pruebas piloto con toma de información intensiva; 3) repetibilidad operativa, curvas tipo, recuperación final de hidrocarburos, definición de costos, manejo de agua y emisiones de gases de efecto invernadero y aceptación social; y 4) reclasificación de recursos y decisión de escalamiento. La implementación masiva tendría lugar sólo si se da la viabilidad técnica, económica, ambiental y social (Anexo I.1, sección 2).

Las zonas con mayores recursos se localizan en el norte y oriente del país, en las cuencas:

- **Sabinas-Burro-Picachos:** Concentra el 47.3% del gas natural no convencional (principalmente gas seco).
- **Burgos:** Concentra el 38.1% de los recursos, con abundante gas húmedo y seco. Es la continuación directa en territorio mexicano de la exitosa formación "Eagle Ford" de Texas.
- **Tampico-Misantla:** Concentra el 14.6% del potencial, destacando por su inmensa riqueza en aceite, condensados y gas.

Destaca la Cuenca de **Burgos** debido a su cercanía con la infraestructura de gasoductos ya existente y **Sabinas-Burro-Picachos** por sus recursos prospectivos. Por ejemplo, al considerar el potencial de estas cuencas se realizaron diferentes escenarios para estimar la producción (desarrollo), resalta el escenario que considera la explotación de **9** bloques (de **42** posibles), con dicho escenario se podría sostener una plataforma de producción de hasta 3.55 MMMpcd (miles de millones de pies cúbicos diarios), correspondiente a la tercera parte del consumo diario nacional actual, incorporando más de 24,671 MMMpc de producción acumulada durante el periodo 2027-2060. Este escenario tiene las siguientes premisas: a) un equipo de perforación por bloque, b) curvas tipo de



producción de pozos del sur de Texas, c) factor de recuperación del 30% para gas seco y 25% para gas húmedo, con base en volumen prospectivo de cada bloque, d) pozos de 3000 metros en su longitud horizontal con 40 etapas de fracturamiento, e) costo de 13.5 millones de dólares por pozo y f) un promedio de 16 pozos perforados al año por equipo. **Considerando que estos bloques representan solo una parte del inventario prospectivo en dos de las tres principales cuencas, el potencial de crecimiento y expansión futura de la producción nacional de gas o gas asociado es significativamente mayor.**

2. Tecnologías Requeridas

2.1 Descripción

Los hidrocarburos no convencionales se encuentran almacenados en rocas de muy baja permeabilidad (rocas tan compactas que el gas y el aceite no pueden fluir por sí solos), por lo que es necesario utilizar caracterización de yacimientos avanzada (modelado predictivo). Para definir las mejores áreas de explotación se requieren dos tecnologías conjuntas altamente probadas para su extracción:

- **Perforación horizontal:** Se realiza en dos etapas, primero se perfora un pozo verticalmente hasta llegar a la roca objetivo (a profundidades de 1500 - 3000 metros) y luego la tubería gira de forma lateral y paralela a través de la capa de roca almacenadora hasta por 1500 - 5000 metros.
- **Fracturamiento hidráulico multietapa:** Se inyecta un fluido a presión, compuesto por 99.2% de agua y arena, y apenas un 0.8% de productos o aditivos químicos (algunos biodegradables). Esta presión crea minúsculas grietas en la roca que se mantienen abiertas por los granos de arena, creando canales para que el hidrocarburo fluya hacia el pozo y suba a superficie.

2.2 Innovaciones tecnológicas hacia la sostenibilidad

La industria ha evolucionado drásticamente para ser más limpia y amigable con el medio ambiente. Hoy en día se tienen:

- **Equipos eléctricos (E-frac):** Motores eléctricos de hasta 10,000 caballos de fuerza que reemplazan a los motores diésel durante la perforación y fracturamiento,



eliminando las emisiones de gases de efecto invernadero (NOx) en un 99%, así como partículas suspendidas, son más silenciosos (hasta 40%) y se reducen costos de energía (70%).

- **Fluidos modernos y *slickwater* avanzado:** Se utilizan productos químicos (ej. reductores de fricción de alta viscosidad, HVFR) novedosos que presentan buen desempeño con agua de mar, salobre o la producida por la misma formación, **eliminando la necesidad de usar agua dulce.**
- **Aditivos de menor impacto ambiental:** Se sustituyen químicos y aditivos tradicionales por productos naturales, menos tóxicos y/o biodegradables que son más seguros para el medio ambiente y el personal que los maneja. El desarrollo de productos se encuentra en constante investigación y desarrollo por diferentes compañías en todo el mundo. Se recomienda implementar plataformas de datos abiertos.
- **Monitoreo de la fractura:** Para confirmar que las fracturas estén contenidas en la zona productora, se deben implementar tecnologías de monitoreo de microsísmica y fibra óptica DAS/DTS/DSS, en tiempo real y con resolución de centímetros, así como estudios de geomecánica, lo cual permite conocer su geometría y asegurar la no comunicación con acuíferos someros a corto, mediano y largo plazo.
- **Plantas de tratamiento de agua:** El agua producida es el mayor subproducto no deseado, especialmente crítica en yacimientos no convencionales que emplean fracturamiento hidráulico. Su gestión sostenible se ha convertido en una prioridad estratégica. La industria ha transitado de un enfoque de *disposición* a uno de *valorización* del agua producida, impulsada por regulaciones ambientales más estrictas, escasez hídrica y oportunidades económicas. Las tendencias más relevantes identificadas son:

1. Reutilización del agua de retorno directamente en operaciones FH
2. Plantas móviles adaptadas a distintas composiciones y volúmenes
3. Recuperación de recursos críticos (ej. litio, bromo y calor residual)





4. Monitoreo en tiempo real e inteligencia artificial para optimización de su manejo
5. Adopción progresiva de tecnologías de descarga cero en cuencas sensibles

2.3 Desafíos técnicos de las tecnologías

El principal desafío logístico e ingenieril es el volumen masivo de materiales. Un pozo de 40 etapas de fracturamiento puede requerir hasta 60,000 m³ de agua y cerca de 9,600 toneladas de arena.

2.4 Marco regulatorio y legal vigente

Existe un marco normativo administrado por dependencias como la ASEA, la Sener y la Conagua. Por ejemplo, la NOM-014-ASEA-2022 regula el diseño seguro de los pozos, mientras que los lineamientos de la ASEA (2017) exigen aislamiento total para evitar contaminación, prohíben explícitamente el uso de presas de terracería a cielo abierto para almacenar agua residual, y exigen sistemas de contención cerrados. Además, la Semarnat ha emitido una guía de criterios ambientales para las actividades en formaciones de lutitas. La industria también sigue las normas y mejores prácticas internacionales. Es recomendable revisar y actualizar dicho marco, así como asegurar mecanismos de supervisión periódica transparentes que mantengan informada a la sociedad, conservando una comunicación asertiva de los aspectos técnicos para favorecer la transparencia, la participación informada y la confianza pública.

3. Infraestructura

3.1 Innovaciones tecnológicas

Hoy en día se usan cables de **fibra óptica (DAS/DTS)** junto a las tuberías del pozo para monitoreo en tiempo real. Se utiliza Inteligencia Artificial acoplada a la física para diseñar las fracturas por computadora, reduciendo hasta un 15% las emisiones de CO₂ al optimizar el uso de recursos. Por otro lado, el uso de cámaras infrarrojas, sensores en sitio, LIDAR aéreo y monitoreo satelital, permiten detectar emisiones y fugas a cualquier escala con efectividad superior al 90%. Adicionalmente, tecnologías de terminación de emisiones reducidas (TER) para captura de gas durante el *flowback* y equipos portátiles de separación



reducen la quema de gas y eliminan el venteo. Se recomienda implementar plataformas con datos abiertos al público.

3.2 Optimización de la cadena de suministros para el fracturamiento hidráulico

El Simul-frac y el Zipper-frac, que consisten en bombear fluidos y fracturar dos o más pozos horizontales al mismo tiempo, incrementando la productividad, recortan tiempos operativos (28%) y disminuyen el uso de combustible para bombas. Por otro lado, es necesario impulsar el modelo de utilizar arena local y arena húmeda que no requiere hornos de secado (minimiza la dispersión de polvo), reduciendo costos de importación. En México existen múltiples bancos de arena sílica en el norte de Coahuila, ubicados en las Formaciones Carrizo y Big Ford del Eoceno Medio y Conglomerado Reynosa del Plioceno-Reciente. La Secretaría de Economía (SE) reporta la comercialización de 761,000 toneladas de arena extraída de bancos del municipio de Hidalgo en Coahuila (2011). De Nuevo León se reportan 244,000 toneladas producidas de arenas en el municipio de Lampazos.

3.3 Aprovechamiento de infraestructura existente (economía circular)

Se emplean plantas modulares en cada área de desarrollo para tratar el agua producida. Hoy en día, tecnologías probadas permiten reciclar hasta el 90% del agua de retorno para inyectarla en la perforación del siguiente pozo. En cuencas áridas como las del noreste de México, la reutilización de agua no es solo una opción ecológica, sino la garantía de viabilidad de los proyectos sin comprometer el agua para agricultura o consumo humano. Adicionalmente, los pozos que dejen de producir podrían considerarse y aprovecharse para la extracción de calor (geotermia) y aprovecharlos en diversas aplicaciones, desde la producción de electricidad hasta la deshidratación de alimentos o la desalinización de agua (Anexo I.12).

3.4 Disminución de impactos superficiales

El diseño central de la infraestructura de superficie es la **macropera** (*multi-well pad*), donde se despeja un solo sitio central (acondicionado con membranas protectoras) y se perforan en abanico entre 4 y 24 pozos, **reduciendo la huella ambiental y la deforestación hasta en un 80%**. Para proteger a las comunidades vecinas (evitando ruido,





polvo y el paso de tráileres por carreteras locales), el transporte de agua podría realizarse mediante mangueras o acueductos, así como la construcción de presas para su reutilización. Se recomienda considerar el manejo y disposición de los recortes de perforación con base en la normatividad vigente y las buenas prácticas internacionales. Actualmente, la ASEA otorga los permisos para la recolección, transporte, disposición y reciclaje de fluidos de control y recortes producidos durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Cabe señalar que la evaluación de la factibilidad técnica de los recursos no convencionales debe considerar la cadena completa de valor, desde la exploración y explotación hasta el acondicionamiento, procesamiento y transporte de los fluidos producidos.

4. Benchmarking Internacional

La experiencia de otros países demuestra los beneficios económicos y sociales de esta industria:

- **Argentina (Vaca Muerta):** En apenas 10 años, Argentina transformó su economía mediante el desarrollo no convencional, generando más de 100,000 empleos directos e indirectos. Lograron asimilar rápidamente la tecnología, creando cadenas de suministro locales (minería de arenas propias), reduciendo costos de terminación de pozos en un 95%, y reciclando su agua para reducir sustancialmente el impacto hídrico y mejorar la viabilidad económica.
- **Canadá:** En la formación Montney, con 21 años de desarrollo y una producción actual de 600 mil barriles diarios de aceite y 10,500 MMpcd de gas, destacan; las macroperas de hasta 24 pozos y las técnicas avanzadas de fracturamiento simultáneo, la automatización de campos, los equipos eléctricos y modulares, así como el monitoreo en tiempo real con IA (30% reducción de costos). Ha generado más de 25,000 empleos con salarios 30% superiores a la media e inversiones de 3,580 millones de usd en empresas locales e indígenas, consolidándose como un modelo de desarrollo sostenible, tecnológico y socialmente responsable.
- **Estados Unidos:** Los *plays* de Eagle Ford (continuación directa de la Cuenca de Burgos) y Marcellus, detonaron la "revolución del *shale*". Eagle Ford generó 47,000





empleos directos y un impacto económico de \$25,000 millones de usd en 2012, convirtiendo a EUA de un importador a un líder exportador de gas barato.

5. Conclusiones y Recomendaciones

- El desarrollo de los yacimientos no convencionales en México es técnicamente factible y ambientalmente seguro, si se aplican las mejores prácticas internacionales de la industria y bajo un estricto seguimiento y evaluación.
- Se recomienda arrancar un programa de pruebas piloto específicamente en los *sweet spots* (zonas geológicas óptimas) cercanos a infraestructura existente, adoptando la metodología de última generación para el diseño de pozos y evaluar los recursos para estimar el potencial de producción, como un proceso de maduración de la tecnología.
- Incentivar la proveeduría nacional de arenas y equipos, e implementar sistemas de economía circular para aprovechar el agua residual de las operaciones.
- Generar alianzas con compañías internacionales y especializadas en fracturamiento hidráulico para generar modelos que permitan la transferencia de tecnología y promuevan la incorporación de contenido nacional.
- Mantener la evaluación tecnológica abierta para fluidos alternativos como CO₂, los equipos o fluidos de fracturamiento disponibles en el mercado, entre otros.
- Revisar y, en su caso, actualizar marco regulatorio y normativo existente, así como mecanismos de supervisión y comunicación transparente que fortalezcan la confianza pública.
- Considerar y revisar la capacidad nacional para acondicionar, procesar, transportar, almacenar y transformar los hidrocarburos producidos.
- Las ventajas para México incluyen; la creación de empleos, la activación económica en las zonas desarrolladas y la reactivación de la industria petroquímica nacional, la reducción de las importaciones de gas natural, gas como combustible fósil de la transición energética.
- La decisión responsable es iniciar una validación limitada, transparente y reversible para saber qué parte del recurso prospectivo puede convertirse en producción.





GRUPO DE AGUA





Coordinadores

Dr. José Antonio Hernández Espriú
Dr. Manuel Martínez Morales

Facultad de Ingeniería, UNAM
Universidad Iberoamericana

Participantes

Dra. Blanca Jiménez Cisneros	UNAM
Dr. Erick Emanuel Luna Rojero	Instituto Mexicano del Petróleo
Dr. Ulises Hernández Romano	Petróleos Mexicanos
Dr. Roel Simuta Champo	Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
Dra. Dora Celia Carreón Freye	UNAM
Dra. Margarita González Brambila	UAM
Dr. Jesús Heriberto Montes Ortiz	CONAGUA
Dr. Hugo Estrada	CONAGUA
Dra. Angélica Molina Maldonado	CONAGUA
Dr. Humberto Romo Toledano	Instituto Politécnico Nacional
Dr. Fernando Camacho Ortegón	Universidad Autónoma de Coahuila
Dr. Carlos Aguilar Madera	Universidad Autónoma de Nuevo León
M. En C. Carlos Gutiérrez Ojeda	Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
Dra. Jessica Vanessa Briseño Ruiz	Instituto Mexicano de Tecnología del Agua

Agradecimientos a:

Dra. Norma Leticia Campos Aragón, Dr. Gilles Levresse, Dr. Luis Carlos Sandoval Herazo, Dr. Saúl Arciniega Esparza, Dra. Angélica Mendoza Mata, Dra. Elena Centeno García, Dr. Francisco Quiroga.





Seguridad hídrica y fracturamiento hidráulico para la extracción de gas en lutitas en México

1. Introducción

Este documento, elaborado por el Grupo Agua del Comité Científico, presenta un análisis exploratorio de los retos hídricos que implica el desarrollo de proyectos de fracturamiento hidráulico (FH) en México. El agua es el factor crítico del FH: es insumo operacional, vector de riesgo ambiental y posible eje de conflicto social, con altas demandas de consumo y volúmenes significativos de agua producida de manejo complejo. El análisis se organiza en cuatro apartados: (1) identificación de los cuatro retos hídricos fundamentales asociados al FH; (2) alternativas y estrategias de solución para cada reto, con una valoración de su viabilidad técnica y regulatoria; (3) la matriz de gobernanza institucional relevante; y (4) las acciones prioritarias a corto plazo para la fase piloto. El documento cierra con conclusiones y recomendaciones del Comité, así como con anexos técnicos de referencia.

2. Alcance regional de interés

La delimitación geográfica inicial prioriza los trabajos en las cuencas de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos (en particular en el bloque Olmos) en Coahuila y Tamaulipas, regiones que concentran la mayor madurez exploratoria del país y se consideran zonas prioritarias para evaluar la factibilidad de una fase piloto de FH.

3. Problemática del manejo del agua: los cuatro retos hídricos

La viabilidad de los proyectos de Fracturamiento Hidráulico (FH) relacionada con el manejo del agua está condicionada a resolver satisfactoriamente los siguientes cuatro retos fundamentales para la preservación de los recursos hídricos:

- **RETO #1: Seguridad hídrica de la región.** Garantizar que las comunidades rurales y urbanas no sufran afectaciones en el suministro de sus fuentes tradicionales de agua potable, salvaguardando el derecho humano al agua, así





como las actividades agrícolas y ganaderas en las áreas de explotación y de influencia directa o indirecta (principalmente en el norte del país).

- **RETO #2: Fuentes y volúmenes de agua para FH.** Determinar con certidumbre (en el espacio y el tiempo) los caudales de agua requeridos para la operación. Por ejemplo, en Texas (FracFocus, 2025), se estiman demandas necesarias entre 60,000 y 70,000 m³ por pozo de FH (incluye todos los eventos de fractura hidráulica hechos en un mismo pozo). Una fase piloto inicial de 3 pozos requerirá entre 180,000 y 210,000 m³ totales de agua.
- **RETO #3: Manejo del agua producida (*Flowback* y agua de formación).** Administrar y garantizar la reutilización del agua de retorno que emerge tras la estimulación, entre el 20% y el 40% del volumen inyectado (Scalon et al., 2020). Esta presenta altos niveles de salinidad (>20,000 ppm) y aditivos químicos, por lo que se requiere una inversión importante en estrategias avanzadas de reciclaje, reutilización y disposición final segura en formaciones profundas aisladas con bajo riesgo de sismicidad inducida.
- **RETO #4: Programa de monitoreo hidrológico e hidrogeológico.** Implementar un programa de corto, mediano y largo plazo de monitoreo piezométrico y geoquímico en acuíferos someros y profundos. La caracterización integral y continua del sistema hidrológico e hidrogeológico debe incluir la instalación de redes de pozos de monitoreo automatizados, complementadas con estaciones de monitoreo en cuerpos y corrientes de agua superficial.

4. Alternativas y estrategias de solución por reto hídrico

RETO 1: Vulnerabilidad social y seguridad hídrica

La **opción viable** integra la obligación del Estado de asegurar el acceso al agua en cantidad y calidad mediante la incorporación obligatoria del recurso hídrico en la MIA (Manifestación de Impacto Ambiental) y la MISSE (Manifestación de Impacto Social del Sector Energético), el mapeo de usuarios vigentes y la estructuración de modelos financieros de restitución ante contingencias. Esta estrategia se operativiza mediante la





conformación de un comité regional de co-gestión hídrica (integrado por entidades académicas, sociedad civil y comunidades locales, y coordinado por el sector energético y la autoridad del agua) respaldado por un instrumento financiero derivado de las ganancias del sector que garantice su continuidad e independencia técnica.

La **opción inviable** es prescindir del mapeo de actores y afectaciones, lo que expone el proyecto a conflictos sociales, impugnaciones legales y paralizaciones, dado que la identificación de comunidades, autoridades, usuarios del agua y organismos reguladores es condición indispensable para la gestión de riesgos y la obtención de permisos.

RETO 2: Fuentes y volúmenes de agua para FH

La **opción viable** son los reservorios profundos salinos no potables. El agua de formación profunda en la región presenta salinidades que típicamente superan los 20,000 ppm, lo que la descarta automáticamente para consumo humano conforme a la NOM-127-SSA1-2021. Bajo las consideraciones anteriores, la Conagua autoriza el aprovechamiento, sin embargo, la clasificación formal y los términos de aprovechamiento se definirán en coordinación con esta dependencia, previo al inicio de operaciones. Para su implementación se requiere demostrar la separación hidráulica entre los acuíferos someros y los profundos (Formaciones Olmos y Escondido) mediante estudios geológicos, hidrogeológicos, geofísicos e hidromecánicos integrados. Se recomienda la perforación de un pozo exploratorio hasta una profundidad tentativa de entre 1,000 y 1,500 m para confirmar la presencia de agua salada profunda, estimar su volumen potencial y garantizar la separación hidráulica entre los sistemas acuíferos. Cabe aclarar que se recomiendan las mismas actividades para el desarrollo de otros bloques en la Cuenca de Burgos.

Las **opciones inviables** son el aprovechamiento de aguas residuales tratadas, acuíferos de agua dulce y agua superficial. En el primer caso, la restricción es estructural: los efluentes tratados están comprometidos para uso agrícola aguas abajo en prácticamente todo el centro y norte del país, a lo que se suma una infraestructura de conducción económicamente inviable y las limitaciones del Tratado Internacional de Aguas de 1944. En el segundo, el uso de acuíferos como el de Lampazos-Anáhuac implicaría competencia directa con el abastecimiento de comunidades locales y usos agrícolas preexistentes; el





abastecimiento por pipas y agua superficial queda igualmente descartado por volúmenes, costos logísticos y restricciones jurídicas e hidrológicas aplicables.

RETO 3: Manejo del agua producida/Flowback

La **opción viable** es el reciclaje en circuito cerrado mediante unidades de tratamiento primario móviles en sitio, que alcanzan tasas de recuperación de entre 90% y 98% del agua de retorno, reduciendo la demanda de agua fresca y los costos de transporte para operaciones subsecuentes de FH. Cabe señalar que esta opción no permite el autoabastecimiento: el volumen de flowback recuperable representa entre el 20% y 40% del agua inyectada (Scanlon et al., 2020), por lo que siempre se requerirá una fuente primaria de agua fresca o salobre para completar el volumen necesario. Esta opción se complementa con pozos de inyección para la disposición del remanente no reciclable en formaciones geológicas profundas y confinadas, bajo estrictos requisitos de integridad mecánica y monitoreo continuo. El marco regulatorio aplicable es el PROY-NOM-024-ASEA-2025, actualmente en periodo de consulta pública, cuya publicación en el DOF y posterior entrada en vigor (180 días naturales después) son condiciones previas indispensables para la viabilidad regulatoria de esta segunda figura.

La **opción inviable** es el vertimiento del agua producida sin tratamiento, descartado por los riesgos ambientales que implica. Su tratamiento avanzado para reúso en sectores distintos al energético tampoco resulta viable, dado su elevado costo y la baja aceptación social que enfrentaría.

RETO 4: Monitoreo Hidrológico e Hidrogeológico

La **opción viable** es implementar un programa integral de monitoreo hidrológico e hidrogeológico que comprende el seguimiento de cuerpos y corrientes de agua superficial, el registro continuo de niveles piezométricos y de la calidad del agua subterránea, operado por una institución académica independiente que brinde certeza técnica a autoridades, comunidades y demás actores involucrados. Como condición previa a cualquier operación, deberá establecerse la línea base de calidad y cantidad del agua subterránea y superficial mediante laboratorios certificados.



La **opción inviable** es prescindir del monitoreo. Sin información continua y verificable sobre el comportamiento de los acuíferos y cuerpos de agua superficial, resulta imposible detectar afectaciones oportunamente, cumplir con las obligaciones regulatorias y demostrar que las operaciones no comprometen los recursos hídricos del área.

5. Matriz de gobernanza institucional y regulatoria

Para asegurar la viabilidad legal y operativa del proyecto, se delimitan las responsabilidades de las dependencias clave en la gestión del agua.

Dependencia	Rol crítico y atribuciones clave
CONAGUA	Autorización para el aprovechamiento de agua para las fuentes de agua seleccionadas.
ASEA	Regulación y supervisión de la seguridad industrial y protección ambiental; desarrollo de los lineamientos técnicos para la integridad de pozos y el manejo de flowback, en el marco del PROY-NOM-024-ASEA-2025.
SEMARNAT	Evaluación y dictaminación de las Manifestaciones de Impacto Ambiental (MIA); establecimiento de condicionantes hídricas y de conservación ecológica.
SENER	Coordinación de la política energética; planeación de las asignaciones y contratos de extracción, armonizando metas de producción con restricciones hídricas.

6. Acciones a corto plazo

Para transitar hacia la fase piloto, se propone la siguiente secuencia de etapas:

FASE 1 – Estudios de factibilidad hídrica (meses 1–4). Concluir los estudios geológicos, hidrogeológicos e hidromecánicos que sustenten la separación hidráulica entre acuíferos someros y formaciones profundas, y ejecutar la perforación de un pozo exploratorio con fines de investigación hidrogeológica para determinar la presencia de agua, el volumen





potencial, la calidad y efectividad de dicha separación, conforme a los términos de referencia del Anexo A.

FASE 2 – Línea base ambiental e hídrica (meses 5–8). Mapeo hidrogeológico regional, diseño e instalación de la red inicial de monitoreo hidrológico e hidrogeológico, y levantamiento de censos de usuarios locales del agua para el mapeo de actores y afectaciones. La red de monitoreo deberá basarse en los términos de referencia del Anexo B, y deberá ser operada por una universidad o institución académica con laboratorio certificado. Esta línea base debe establecerse antes de cualquier intervención en el subsuelo.

FASE 3 – Certidumbre regulatoria e institucional (meses 5–8, paralela a Fase 2). Seguimiento al proceso de publicación de la NOM-024-ASEA-2025 como condición habilitante para el manejo de agua producida y fluido de retorno.

FASE 4 – Autorización y pruebas piloto (meses 9–15), condicionada. De determinarse la viabilidad técnica, hídrica y regulatoria del proyecto en Bloque Olmos, proceder con la obtención de la autorización para el aprovechamiento de agua de acuíferos profundos no potables, las licencias ambientales (MIA/ASEA), la perforación y estimulación de tres pozos piloto bajo protocolo de monitoreo continuo e independiente.

7. Conclusiones y recomendaciones

El Comité Científico ratifica que el FH en México sólo será viable si se desvincula su desarrollo (piloto, intermedio y masivo) del consumo de agua dulce apta para la población y las actividades productivas preexistentes que actualmente demandan el volumen que debe asegurarse. Las soluciones técnicas existen (uso de agua de formación salina profunda), y requieren una inmediata sincronización institucional y presupuestal. Para ello es esencial que se forme un comité interinstitucional y coordinación entre las instituciones de Pemex, Conagua y Semarnat. Es indispensable realizar los estudios de línea base hídrica en las Cuencas de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos realizados por instituciones competentes, incluyendo capacidades locales.



GRUPO DE IMPACTO



2026
año de
**Margarita
Maza**



Coordinadores

Dr. Carlos Serralde Monreal

Independiente

Dr. Rodolfo Omar Arellano Aguilar

Escuela Nacional de Ciencias de la Tierra

Participantes

Dra. Isabelle Rosseau

Colegio de México

Dr. Jorge Peláez Padilla

Universidad Iberoamericana

Dra. Leticia Merino

Instituto de Investigaciones Sociales, UNAM

Dr. Humberto Romo

Instituto Politécnico Nacional

Dra. Telma Castro

Instituto de Ciencias de la Atmósfera y Cambio Climático, UNAM

Dr. Michael Grutter

Instituto de Ciencias de la Atmósfera y Cambio Climático, UNAM

Dr. Arturo Iglesias

Servicio Sismológico, Instituto de Geofísica, UNAM

Dra. Genoveva Roldan

Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM

Dr. Alejandro Lozano

Centro de Investigación en Química Aplicada

Dra. Margarita González

Universidad Autónoma Metropolitana

Dra. Blanca Prado

Instituto de Geología UNAM

Dra. Beatriz Torres

Centro de Investigaciones Tropicales, Universidad Veracruzana





1. Impactos Ambientales de las Operaciones de Fracturamiento Hidráulico

Los riesgos ambientales más comunes asociados a las operaciones de fracturamiento hidráulico se concentran en cinco frentes críticos:

- i. *Estrés hídrico.* El uso de grandes volúmenes de agua dulce en regiones que ya enfrentan un elevado estrés hídrico.
- ii. *Aguas de retorno.* La potencial contaminación de suelos, aguas superficiales y acuíferos someros debido a una gestión deficiente de las aguas de retorno (*flowback*) y de producción (que pueden contener contaminantes orgánicos e inorgánicos de origen geogénico como lo pueden ser altas concentraciones de sólidos disueltos, hidrocarburos aromáticos, compuestos orgánicos volátiles, metales de alta densidad, y materiales con propiedades radiactivas).
- iii. *Integridad de pozos.* La pérdida de integridad mecánica de los pozos, lo que puede permitir la migración de contaminantes y emisiones fugitivas de metano (CH_4) hacia fuentes de agua potable y la atmósfera.
- iv. *Sismicidad inducida.* El riesgo de sismicidad inducida, vinculada principalmente a la inyección y disposición final de estas aguas residuales en acuíferos salinos profundos.
- v. *Impacto Climático del Fracturamiento Hidráulico FH.* Las operaciones de fracturación hidráulica generan emisiones de metano que elevan las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y dificultan el cumplimiento de las metas climáticas internacionales.

2. Riesgos Ecotoxicológicos Potenciales

Este tema requiere especial atención. Hace dos décadas la lista de compuestos químicos reunía alrededor de 1000 moléculas, actualmente, la información pública reconoce el uso de 45 moléculas, empleadas para la constitución del fluido de fracturación en distintas proporciones y concentraciones. De éstas, se identifican como prioritarias para su monitoreo por sus niveles de toxicidad: naftaleno, 1,2,4-trimetilbenceno, dietil-benceno, diclorometano, delta-hexacloro ciclohexano, Di(2-etilhexil) ftalato, ácido bórico, acetaldehído, propargil alcohol, cloruro de bencilo, acrilamida, destilados de petróleo y el 2-butoxietanol, las que también se detectan en el *flowback*. El monitoreo y control es



fundamental para la protección de la vida silvestre y las poblaciones humanas cercanas a la operación de los pozos. Los riesgos ecotoxicológicos se focalizan principalmente en peces dulceacuícolas, invertebrados de interés ecológico y anélidos de suelo. Esto se debe a que los niveles de toxicidad de los constituyentes del flujo de fracturación y de las aguas de retorno (flowback) pueden presentar rangos de entre 1×10^{-2} a 0.18 mg/L. Adicionalmente, existen riesgos de exposición a ciertas moléculas con potencial cancerígeno para los humanos, de acuerdo con la Agencia Internacional para el Estudio sobre el Cáncer de la Organización Mundial de la Salud.

Cabe mencionar que la movilidad ambiental de algunos de los compuestos antes señalados está en función de mecanismos de adsorción en suelo y disolución en agua, aunque la mayoría escapa a la atmósfera por disipación dependiendo de las condiciones ambientales y la presión atmosférica local. La densidad poblacional, condiciones climáticas, disponibilidad hídrica, sensibilidad ecosistémica y usos del territorio deberán incorporarse conjuntamente a los criterios de selección. Esta consideración permite mitigar los impactos ambientales y en la salud humana de manera significativa, en comparación con zonas de mayor humedad relativa, precipitación y alta densidad urbana.

La remoción mediante técnicas de tratamiento del agua de retorno o la sustitución de moléculas altamente tóxicas representa una práctica recomendable con la cual se pueden reducir los riesgos toxicológicos y ecológicos. En cuanto al almacenamiento y transporte de productos o residuos químicos, México cuenta con un marco regulatorio, basado en el etiquetado globalmente armonizado de Naciones Unidas para el transporte; sin embargo, se requiere robustecer la normatividad en el manejo de residuos siguiendo el marco regulatorio de los convenios internacionales de Basilea (que regula el movimiento transfronterizo de desechos peligrosos), Rotterdam (que regula el acceso a la información y el procedimiento de consentimiento fundamentado previo) y Estocolmo (que prohíbe, elimina o restringe los compuestos orgánicos persistentes), que en combinación promueven un Enfoque Estratégico para la Gestión de Productos Químicos a Nivel Internacional y beneficia directamente a los ecosistemas a través de las buenas prácticas a nivel nacional y regional.



3. Tecnologías Aplicables para el Control y Mitigación de Impactos

Para reducir el consumo de agua dulce, la tecnología actual permite el reciclaje sistemático del agua de retorno y de producción. El fluido tratado se puede reutilizar en el pozo en donde se generaron estas aguas o en pozos adyacentes, cerrando parcialmente el ciclo hídrico y disminuyendo la demanda de extracción y confinamiento profundo. Como fuente alterna de agua, se puede recurrir al aprovechamiento de acuíferos salinos profundos extrayendo salmueras geológicas no aptas para el consumo humano ni agrícola. La integridad mecánica del pozo es la barrera técnica indispensable para impedir la migración vertical de fluidos de formación, gas metano o aditivos químicos hacia los acuíferos someros. Para mitigar el riesgo de fugas a través del revestimiento de acero o el espacio anular, es necesario que el diseño, mantenimiento y monitoreo continuo de los pozos se ejecuten bajo un enfoque multi-barrera y realizando pruebas que verifiquen la integridad y el sellado del trayecto del pozo para salvaguardar la calidad del agua subterránea. La industria ha adoptado el uso de "macro-peras" o plataformas múltiples de perforación que permiten concentrar una gran cantidad de pozos en un solo sitio, reduciendo significativamente los impactos sobre el terreno superficial. Para el control de fluidos en superficie dentro del manejo de aguas de retorno y de producción, las prácticas actuales utilizan sistemas de circuito cerrado mediante tanques modulares de acero con doble contención y diques perimetrales de seguridad impermeables, y evitan el uso de presas, fosas o estanques abiertos de terracería que expongan el entorno a filtraciones. Esta infraestructura debe complementarse con redes de monitoreo automatizadas y sensores de conductividad eléctrica en tiempo real en la zona vadosa y áreas de amortiguamiento para activar protocolos de contingencia inmediatos ante cualquier fuga superficial.

En el ámbito atmosférico, la mitigación de emisiones de metano y COV exige la ejecución constante de programas de detección y reparación de fugas (LDAR), mediante el uso obligatorio de cámaras infrarrojas de imagen óptica de gas (OGI) calibradas, capaces de detectar fugas imperceptibles, complementado con el monitoreo continuo satelital de alta resolución y el reemplazo de componentes tradicionales por compresores y actuadores eléctricos de baja emisión.

Para la gestión del riesgo sísmico se ha implementado el "Semáforo Sísmico", un sistema de control que ajusta dinámicamente los parámetros de operación del pozo según la magnitud





de los sismos, transitando desde la operación normal en el nivel Verde, la reducción de presión en el Amarillo, hasta la mitigación activa en el Naranja y el cese total inmediato de actividades en el nivel Rojo ante eventos críticos (ej. $M > 3.5$) o cercanos a zonas urbanas. Asimismo, bajo un principio de transparencia, se recomienda que los datos del semáforo sean totalmente accesibles en una plataforma en la nube para su visualización en tiempo real por parte de la autoridad y los supervisores.

4. Marco Regulatorio Mexicano Actual y Recomendaciones

El marco regulatorio mexicano para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales no parte de cero, cuenta con una base institucional madura que permite omitir las fases históricas de ensayo y error observadas en otras regiones de Norteamérica. La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) coordina este sector mediante un Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA), un modelo de gestión integral homologado con los estándares internacionales más competitivos que evalúa y administra los riesgos durante todo el ciclo de vida de los proyectos.

En materia de protección del subsuelo y la atmósfera, la legislación actual cuenta con Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) de alta especificidad técnica. La integridad mecánica subterránea se encuentra fuertemente respaldada mediante estándares obligatorios de diseño multi-barrera en los pozos, los cuales imponen un control estricto sobre el revestimiento de acero y el aislamiento anular de cemento para prevenir y minimizar el riesgo de la migración de fluidos industriales o gas fugitivo hacia los acuíferos someros de agua potable, extendiéndose hasta el taponamiento hermético en la etapa de abandono definitivo del pozo. En el componente superficial, la inminente formalización del **PROY-NOM-024-ASEA-2025** representa el eslabón crítico para actualizar la política ambiental con respecto a asegurar un mejor manejo de agua congénita.

Por su parte, la Secretaría de Energía (Sener) introdujo en 2025 la Manifestación de Impactos Sociales del Sector Energético (MISSE). Este nuevo instrumento profesionaliza la evaluación social al fortalecer los principios de derechos humanos, incorporar la perspectiva de género, delimitar las reglas de inversión social y beneficios compartidos, y elevar la relevancia de la



licencia social como un eje preventivo para mitigar la conflictividad territorial y el uso de los recursos locales.

A continuación, se menciona un área susceptible de fortalecimiento dentro del marco regulatorio actual que podrían beneficiarse de mecanismos adicionales:

Enfoque Individual vs. el Impacto Acumulativo Territorial: Tanto las Manifestaciones de Impacto Ambiental (MIA) como las MISSE operan bajo una lógica fragmentada, evaluando de forma aislada cada instalación o pozo. Esta fragmentación diluye la percepción de los riesgos acumulativos regionales tales como incertidumbres hidrogeológicas, falta de datos para comprobar una seguridad hídrica regional, falta de línea base ambiental y sismicidad inducida. Se recomienda complementar el actual marco regulatorio relacionados con la evaluación y planeación territorial existentes para transitar hacia una regulación que contemple una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) basada en la planificación regional y la gobernanza territorial de cuencas completas.

4.1 Recomendaciones adicionales

- **Implementar Estudios de Línea Base** como instrumentos de planeación y de prevención de riesgos, no sólo en la fase de pre-producción, para proporcionar certidumbre ante escenarios de incumplimiento u omisión en las acciones de mitigación de impactos y prevención de riesgos ambientales.
- **Desarrollar instrumentos de acceso libre y transparente a la información** relacionada con la actividad de hidrocarburos no convencionales (como Fracfocus), lo cual es indispensable para permitir la consulta permanente y la mejora continua de los procedimientos de prevención y control de daños al ambiente y a la salud humana.
- **Conformar un Consejo Académico Independiente de Protección del Agua, Suelo, Medio Ambiente, y la Salud Humana**, con el objetivo de promover activamente las mejoras regulatorias, garantizar las buenas prácticas de la industria y asegurar la protección y compensación ambiental durante las fases de producción y post-producción (incluyendo el cierre, abandono de los sitios y consolidando de mecanismos de restauración ecosistémica).





- **Crear Guías Metodológicas para el manejo de sólidos y agua de retorno** Ignerados durante la producción, así como establecer redes de monitoreo en tiempo real (atmosférico y agua subterránea) de contaminantes específicos asociados a la industria de gas no convencional y que también pueden incluir a las energías convencionales.
- **Complementar las MIA Y MISSE con una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) inicial**, para transitar de evaluaciones locales y puntuales a evaluaciones de nivel regional, sectorial y acumulativo (ej. multiplicidad de pozos en una cuenca); esto permitirá detectar los impactos sistémicos antes de comprometer inversiones e infraestructura, ayudando a orientar políticas futuras.
- **Establecer zonas de seguridad para reducir riesgos de exposición de al menos 5 km** de distancia de los polígonos de perforación.
- **Establecer zonas a partir de 10 km** de distancia como áreas consideradas fuera del rango de riesgo de exposición.

5. Impacto social por región prospectiva

Cuenca Tampico-Misantla

Las asignaciones de la Sener a Pemex en la cuenca Tampico-Misantla incluyen 46 municipios en Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla, que suman una población de 1,926,000 personas, 1,244,000 en edades productivas. En más de 2000 localidades rurales, el 40% de las personas hablan una lengua indígena, el 86% carecen de acceso a servicios de salud y el 36% viven en condiciones de pobreza. La presencia indígena y la pobreza son mayores en la zona de la Huasteca en San Luis Potosí.

La economía de la región se basa en la agricultura para el propio consumo, y en el cultivo de frutales para el mercado. En la Huasteca el turismo contribuye de manera importante a la creación de empleos e ingresos para miles de familias. La práctica de la fractura hidráulica (FH) tendría impactos muy graves en estas actividades, que no se compensarían con los empleos generados por la FH que tienden a ser temporales y ocupados por cuadrillas de trabajadores externos a las regiones. Se generarían también afectaciones en la salud pública.



La mayor parte de la tierra es de propiedad ejidal y comunal. En la Huasteca y el Tajín existe organización comunitaria, basada en las prácticas de asambleas que rigen los distintos aspectos de la vida comunal, son el núcleo de un fuerte rechazo a la FH que se mantiene desde hace más de 10 años. En la Huasteca y la Sierra Norte de Puebla desde 2012 existen decenas de comités de información sobre la FH, y se han celebrado 6 foros regionales al respecto. En 2018 contaron con el apoyo del Congreso y Ejecutivo de San Luis Potosí. En el Tajín Pemex ha generado fuertes afectaciones ambientales que se mantienen por años sin resolver, a partir de esta experiencia existe preocupación a los daños potenciales de la FH.

Cuenca de Burgos

Veintidós municipios en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, que suman 1,150,346 personas, la mayoría de ellos habitantes de importantes localidades urbanas. En los municipios predominantemente rurales la densidad de población es muy baja. La minería de carbón, la actividad industrial cercana a la frontera y la ganadería extensiva son las principales actividades económicas. La propiedad es ejidal y de ranchos privados. Los niveles de pobreza son bajos (de 15% a 25%, mayores en Tamaulipas). Existe presencia de grupos criminales. Existe preocupación entre pobladores urbanos y rurales de la cuenca por los impactos de la FH sobre la disponibilidad y calidad del agua y por la actividad sísmica inducida.

Cuenca Sabinas-Burro-Picachos

Abarca 19 municipios en Coahuila y Nuevo León, con densidades de población de 5 a 25 Hab/km². La actividad económica predominante es la ganadería extensiva y el turismo cinegético que ha permitido prácticas de conservación. Existe preocupación por el impacto de la FH en la disponibilidad y calidad del agua en la región. Los niveles de pobreza (alrededor de 10%) están entre los menores.





GRUPO DE PLANEACIÓN Y PROSPECTIVA





Coordinadores

Dr. Luca Ferrari
Dra. Leticia Merino
Dr. José María Valenzuela

Instituto de Geociencias, UNAM
Instituto de Investigaciones Sociales, UNAM
El Colegio de México

Participantes

Dr. Omar Masera
Dra. Isabelle Rousseau
Dr. Jorge Peláez Padilla

UNAM
El Colegio de México
Universidad Iberoamericana



Evaluación de la explotación de gas no convencional para disminuir la dependencia energética nacional

Resumen ejecutivo

1. Contexto general

En los últimos 16 años las importaciones de gas de México se han multiplicado casi 5 veces y representan actualmente el 75% del consumo nacional y cerca del 90% excluyendo el consumo propio de Pemex. Esta situación ha sido el resultado de tres procesos:

- 1) el declive geológico de la producción de gas convencional desde su máximo en el año 2009; en la actualidad se produce el 67% de lo que se alcanzó en su máximo;
- 2) el incremento de la generación eléctrica mediante gas perseguido desde 2000 a la fecha, justificado bajo consideraciones ambientales, económicas y de eficiencia energética en la generación; actualmente la generación por gas representa un 63% del total;
- 3) el crecimiento del consumo industrial - actualmente el 61% de la electricidad y el 18% del uso directo de gas - vinculado al modelo exportador establecido desde el Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

Bajo la premisa de recuperar la soberanía energética y reducir la dependencia de las importaciones de gas se ha planteado la explotación de yacimientos de gas no convencionales por medio de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, una mayor oferta de gas vía explotación por fracturamiento hidráulico no soluciona las causas estructurales de la alta demanda y mantiene la dependencia de un combustible fósil contaminante, del cual no hay garantía de suministro suficiente a mediano y largo plazo.

2. Análisis de escenarios de desarrollo del fracturamiento hidráulico

Estimamos los requerimientos en cuanto a cantidad de pozos, volúmenes de agua e inversiones de capital para cinco escenarios a 2035, donde se simulan diferentes grados de consumo total de gas (incremento o disminución respecto a 2025), porcentaje de cobertura nacional de gas (75% o 85%) y producción de gas convencional (en crecimiento, estable o en disminución). Con





base en los resultados consideramos que emprender un programa de perforación masiva con fracturamiento hidráulico para recuperación de gas seco es altamente riesgoso para el país, debido a 1) las altas inversiones que conlleva en una situación de muy limitada capacidad presupuestal de Pemex; 2) la necesidad de recurrir a la inversión privada, cuya prioridad no es la soberanía energética sino la ganancia económica, lo que puede afectar el desarrollo de la explotación; 3) la gran incertidumbre sobre la cantidad de recursos realmente recuperables y, por ende, la duración de la producción; 4) la incertidumbre acerca de la disponibilidad de agua en las cuencas de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos.

Por lo anterior, antes de tomar la decisión de abrir la explotación masiva por fracturamiento hidráulico es recomendable: 1) evaluar la posibilidad de crecer la producción de gas convencional, incluyendo la recuperación del gas asociado en campos terrestres; 2) explorar otras medidas para disminuir la dependencia estructural del gas como energético dominante en el sector eléctrico; 3) obtener información geológica e hidrogeológica adicional para disminuir la incertidumbre de los puntos 3 y 4.

3. Vacíos normativos y riesgos regulatorios en la legislación ambiental y social en materia de fracturamiento hidráulico

Vacíos Normativos en el Marco Regulatorio del fracturamiento hidráulico en México

Vacíos identificados verificados contrastando el marco vigente contra los estándares internacionales aplicables y los riesgos documentados en la literatura técnica y científica:

- Manejo de agua producida y fluidos de retorno: Ausencia de NOM definitiva
- Registro público de sustancias químicas: ninguna NOM obliga a declarar públicamente la composición de los fluidos de fracturación. Incumple el Acuerdo de Escazú e impide el monitoreo independiente de riesgos a la salud.
- Distancias mínimas de seguridad: No se fijan distancias mínimas obligatorias entre pozos de fracturamiento hidráulico y fuentes de agua, zonas habitadas, instalaciones de salud o áreas naturales protegidas.
- Emisiones de metano y COVs: No existen estándares de medición, reporte ni reducción de metano y compuestos orgánicos volátiles específicos para fracturamiento hidráulico.



- Monitoreo sísmico obligatorio: No existe protocolo normativo que exija monitoreo sísmico como condición de autorización o continuidad, ni umbrales de magnitud para suspensión automática.
- Fondo de responsabilidad ambiental: La LSH establece responsabilidad genérica pero no crea garantía financiera específica para remediación de pasivos del fracturamiento hidráulico en caso de insolvencia del operador o daños manifestados tras el cierre del pozo
- Evaluación de impactos acumulativos: No existe mecanismo que evalúe el impacto agregado sobre cuencas, acuíferos o ecosistemas de múltiples operaciones de fracturamiento hidráulico en una misma región. La MIA y la MISSE evalúan, cada pozo o proyecto individualmente.

Riesgos regulatorios

Los riesgos regulatorios se refieren a mecanismos ya existentes en el orden jurídico vigente que, por su diseño o por las condiciones institucionales en que operan, pueden generar daños a derechos fundamentales o permitir la elusión de las obligaciones del Estado. Se identificaron los siguientes:

- Riesgo de concentración (Sener/CNE): Sener no puede fiscalizar objetivamente las operaciones que su propia política promueve.
- Captura regulatoria (ASEA): Dependencia técnica respecto a los operadores regulados; riesgo de cercanía institucional.
- Conflicto de interés: MISSE bajo Sener, la entidad que evalúa el impacto social y conduce la consulta es la misma que promueve las operaciones.
- Ley del Sector Hidrocarburos: acceso obligatorio a tierras ejidales e indígenas para exploración/extracción; vulnera el Convenio 169 OIT (arts. 6, 7 y 15), la reforma al art. 2º CPEUM (2024) y la jurisprudencia interamericana sobre megaproyectos en territorios indígenas.
- MIA individualizada: evaluación pozo a pozo; sin mecanismo de evaluación regional o por cuenca hidrológica; lleva a una subestimación sistemática de impactos sobre acuíferos y cuencas compartidas y no detecta el daño agregado de múltiples operaciones.

4. Impacto social del fracturamiento hidráulico

Cuenca Tampico-Misantla





Las asignaciones de la Sener a Pemex en la cuenca Tampico Misantla incluyen áreas de 46 municipios en Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla. Estos municipios suman una población 1,926,000 de personas, 1,244,000 en edades productivas. De esta población, 420,054 son niños menores de cinco años y 1,114,247 mujeres en edades reproductivas (entre 15 y 49 años), considerando que los primeros y las mujeres embarazadas son los grupos potencialmente más vulnerables a la contaminación asociada al fracturamiento hidráulico.

Hay más de 2000 localidades rurales, 40% de las personas hablan una lengua indígena, 86% carecen de acceso a servicios de salud, 36% viven en condiciones de pobreza, el nivel promedio de educación formal es de 8.8 años.

La economía de la región se basa en la agricultura para autoconsumo, y en el cultivo de frutales para el mercado. En la Huasteca el turismo contribuye de manera importante a la creación de empleos e ingresos para miles de familias. La práctica de la fractura hidráulica (FH) tendría impactos muy graves en estas actividades, que podrían no compensar plenamente los costos sociales y económicos identificado con los empleos generados que tienden a ser limitados, temporales y ocupados por cuadrillas de trabajadores externos a las regiones. Se generarían también afectaciones en la salud pública.

Más del 40% de las tierras son propiedad de 2081 ejidos y comunidades. En la Huasteca y el Tajín existe organización comunitaria, basada en las prácticas de asambleas que rigen los distintos aspectos de la vida comunal. Son el núcleo de un fuerte rechazo a la FH que se mantiene desde hace más de 10 años. En la Huasteca y la Sierra Norte de Puebla desde 2012 existen decenas de comités de información sobre la FH, se han celebrado 6 foros regionales sobre este tema y decenas de cabildos han declarado a sus municipios como zonas libres de fracturamiento hidráulico. En 2018 tuvieron apoyo del Congreso y Ejecutivo de San Luis Potosí. En las comunidades rurales de la región de Papantla existe fuerte rechazo al fracturamiento hidráulico que se suma al sentimiento de agravio frente a los fuertes impactos de la actividad de Pemex en la región que nunca han sido reparados. En ambas regiones hay temor de que el fracturamiento hidráulico genere división comunitaria y violencia y favorezca actividades ilícitas y grupos criminales. Estas percepciones constituyen un factor relevante de conflictividad y aceptación social.

Cuenca de Burgos

Incluye extensiones ubicadas en 22 municipios en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, donde habitan 1,150,346 personas, 35,385 en la primera infancia y 89,438 son mujeres en edades reproductivas. Más del 70% de la población viven en localidades urbanas de cientos de miles de





habitantes. En los municipios predominantemente rurales la densidad de población es muy baja. La minería de carbón, la actividad industrial cercana a la frontera y la ganadería extensiva son las principales actividades económicas.

El 22% de los territorios son propiedad ejidal, el resto están ocupados por ranchos privados. Los niveles de pobreza son bajos (de 15% a 25%, siendo mayores en Tamaulipas), aunque sólo el 14% tiene derechos de acceso a servicios de salud; la escolaridad promedio corresponde a estudios de secundaria completa.

En la región hay fuerte presencia de inseguridad y grupos criminales. Existe preocupación entre pobladores urbanos y rurales de la cuenca por los impactos de la FH sobre la disponibilidad y calidad del agua y por la actividad sísmica inducida.

Cuenca Sabinas-Burro-Picacho

Abarca tierras de 19 municipios en Coahuila y Nuevo León, cuya población suma 1,294,547 personas, 137,000 niños de menos de cinco años y 334,000 mujeres en edades reproductivas. El 96% de ellos habitan en localidades urbanas. La densidad de población es muy baja, con densidades que oscilan entre menos de 5 y 25 habitantes por kilómetro km². Los niveles de pobreza (alrededor de 10%) están entre los menores del país, aunque 80% carece de derechos de acceso a servicios de salud. La escolaridad promedio es de 10 años.

La actividad económica predominante es la ganadería extensiva y el turismo cinegético que ha permitido prácticas de conservación. Existe preocupación por el impacto de la FH en la disponibilidad y calidad del agua en la región.

5. Regulación ambiental, y social y dispositivos de seguridad industrial para fractura hidráulica en campos de gas seco (Cuenca de Sabinas)

La industria petrolera y gasífera a nivel internacional y nacional tiene que realizar tres tipos de análisis y gestión de riesgos - en seguridad industrial y operativa, impactos ambientales e impactos sociales- y ofrecer medidas de prevención, mitigación y/o reparación para obtener los permisos indispensables para iniciar las operaciones.

A. En términos de Seguridad Industrial

La ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente) dispone del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) para evaluar y administrar los riesgos de las actividades reguladas del sector hidrocarburos. Se



deben cuidar varios aspectos para ofrecer mayor eficacia regulatoria: este proceso de procedimiento administrativo debe involucrar activamente a la alta dirección de las operadoras para lograr liderazgo real, asignación clara de responsabilidades y participación de todo el personal. La experiencia estadounidense muestra que la supervisión de operaciones no convencionales requiere sistemas avanzados de inspección, monitoreo atmosférico, detección de fugas de metano, vigilancia hídrica y análisis de integridad de pozos a lo largo de toda la vida útil del proyecto, incluyendo etapas posteriores al abandono. La capacidad operativa y presupuestal de la ASEA ha sido limitada últimamente por restricciones presupuestarias y reducciones de personal técnico especializado. Sin fortalecimiento presupuestal de las capacidades estatales de inspección, existen riesgos en seguridad industrial e impactos ambientales. Otro reto es el tiempo que toma la resolución de la ASEA (aproximadamente 10 meses) de tal suerte que muchas empresas acuden a terceros autorizados (acreditados por la ASEA) para agilizar los tiempos. Esto puede generar retrasos, incremento de costos o incluso negativa de autorización del sistema por parte de ASEA.

B. Regulación ambiental: La MIA

Además del SASISOPA, la gestión de los impactos ambientales requiere realizar una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) regional. Las MIA's dependen de estudios pagados por el propio promovente, lo cual puede introducir sesgos y subestimación de impactos. A veces, por la falta de profesionalidad de algunos consultores, algunas MIA's presentan inconsistencias técnicas. La vigilancia posterior, por carencia de inspección y de recursos de Profepa, no está a la altura. Muchas medidas compensatorias no se cumplen a cabalidad. Finalmente, en megaproyectos prioritarios para el gobierno mexicano, la evaluación ambiental se ha politizado o flexibilizado. En el caso de los *plays* con *shale gas* (oil), la MIA presenta otros inconvenientes. Por la fragmentación de los proyectos, las empresas presentan múltiples MIAs, en lugar de una evaluación integral de toda la cuenca. Esto reduce la percepción del impacto acumulativo, la presión regulatoria y la oposición social. La incertidumbre hidrogeológica es otro problema. La MIA debe demostrar la disponibilidad hídrica, así como la no afectación a la agricultura y el consumo humano. En las operaciones de fracturamiento hidráulico existe sismicidad inducida relacionada con la inyección de aguas residuales. Finalmente, puede tener incidencias negativas en términos de cambio climático: las MIA's suelen subestimar las emisiones fugitivas de metano, no incorporan suficientemente escenarios de transición energética ni la compatibilidad con metas climáticas. En este entorno, las MIAs deben modelar escenarios de riesgo. En cambio, la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) (no muy desarrollada





en México) opera en un nivel más alto y analiza las políticas públicas, programas sectoriales, planes territoriales, escenarios de desarrollo y estrategias energéticas vinculados con el proyecto. Se recomienda complementar las MIA's con una EAE.

C. Regulación social: la MISSE

La nueva MISSE (Manifestación de Impactos Sociales del Sector Energético) que presentó la Sener en 2025, tiene avances importantes respecto a las EVIS; sin embargo, no está exenta de múltiples limitaciones y desafíos, a comenzar con la débil capacidad estatal para evaluar, monitorear, etc. La nueva MISSE implica una alta carga administrativa y documental, con procedimientos muy largos, costosos, altamente documentales y poco operativos; implica retrasos regulatorios, incertidumbre para la inversión. Por la incertidumbre comercial puede reducir los incentivos para comprometer inversiones sociales antes de confirmar la viabilidad del recurso. Por otro lado, la Sener históricamente ha tenido una capacidad muy limitada para revisar técnicamente estudios complejos, supervisar el cumplimiento y monitorear el compromiso social a largo plazo. Las dificultades metodológicas para impactos acumulativos del *shale* gas son quizás el reto metodológico mayor: cientos o miles de pozos; plataformas múltiples, tráfico continuo, infraestructura dispersa, impactos regionales acumulativos. La regulación mexicana todavía está mucho más orientada a proyectos individuales que a una evaluación territorial integral, una evaluación estratégica regional y un análisis de cuencas completas. Los impactos sociales del petróleo y gas —especialmente del *shale*— son regionales, acumulativos, de largo plazo y políticamente complejos. El verdadero desafío es pasar de una lógica de “evaluación de proyecto” a una “lógica de gobernanza territorial y planificación regional estratégica que sea en lo ambiental o lo social”.

6. Análisis de los modelos de contratos para fracturación hidráulica en cuencas de gas seco (Cuenca de Sabinas)

La ventaja y aceptabilidad - por el Estado mexicano y por los privados (operadoras o compañías de servicio)- de los modelos de contratos difiere según el tipo de *play*. Aquí se analiza hasta qué punto los tres tipos de modelos existentes en México podrían ser atractivos para los privados en yacimientos de tipo no convencional de gas seco, a explotar con fracturamiento hidráulico en la Cuenca de Sabinas, en donde se prevé iniciar la exploración de gas.



Instrumentos jurídicos y propuestas técnico-económicas tendrán que ajustarse a los altos costos asociados a niveles elevados de riesgo técnico y financiero, una aportación inicial de capital cuantiosa, la declinación muy rápida del rendimiento de los pozos y el precio del gas indexado al Henry Hub.

Ninguno de los contratos existentes actualmente (CIEPs, COSF y Contratos Mixtos) podrían ser atractivos para los privados, a menos de modificar ciertos parámetros como sigue.

En el caso de los CIEPs: eliminar la tarifa por barril equivalente; aumentar el *cost cap* y establecer mecanismos que mitiguen el riesgo asociado a retrasos de pago de Pemex.

En el caso de los COSFs: estos contratos de obra pública no ofrecen ningún atractivo para un privado en este tipo de plays.

Para los nuevos contratos mixtos: aumentar el *cost cap* (establecer quizás un régimen de excepción para este tipo de E&E); adecuar el régimen fiscal actual para el gas en aras de evitar que los costos de producción superen el precio de venta; disminuir el costo regulatorio.

Habitualmente, y particularmente en *plays* de gas seco que son menos atractivos, los operadores buscan alianzas que permitan la libre comercialización del gas (el socio es titular de la propiedad de la molécula). Además, en las asociaciones, las decisiones se toman por igual entre las partes. En los tres tipos de contratos, será necesario retomar las diversas exenciones que existían antes de 2014.

Si se decide entrar en este tipo de *plays* habrá que revisar a fondo los términos contractuales (técnicos y económicos) existentes para permitir que el operador pueda reinvertir de manera continua, obtenga optimización financiera permanente, así como una amplia autonomía operativa y pueda recuperar de manera acelerada sus costos. Finalmente, es importante notar que, si el Estado decide entrar en este tipo de *plays*, tiene que aceptar que su única meta será producir gas y no ganar dinero.

7. Condicionantes para asegurar beneficio local y nacional, así como supervisión y monitoreo ciudadano

Condiciones para asegurar desarrollo local

El desarrollo de cadenas de valor regionales puede (a) incrementar impactos económicos positivos, y (b) reducir los costos de operación. Los mecanismos de coordinación que pueden utilizarse incluyen (a) comités estatales de coordinación de cadenas de valor; (b) condicionantes asociadas a incentivos fiscales y acceso a banca de desarrollo para la participación en





mecanismos de fomento de cadenas de valor, (c) inversión en capacitación para facilitar la absorción de conocimiento por instituciones y empresas locales.

Contenido nacional

Pemex puede utilizar obligaciones de contenido nacional en compras públicas, dentro de las limitaciones de los tratados comerciales internacionales. En el caso del TMEC los limitantes anuales acumulables para compras nacionales específicamente de Pemex son 401,584 dólares para mercancías y 12.8 millones de dólares para construcción. De acuerdo con la Ley del Sector Hidrocarburos hay un objetivo de al menos 35% de contenido nacional en promedio, pero la Secretaría de Energía puede establecer obligaciones específicas para asignaciones y contratos. Además, los planes de Exploración o Plan de desarrollo para la Extracción deben de contar con programas de capacitación y transferencia tecnológica. Aunque Pemex y Sener (antes CNH) tienen experiencia en materia de mínimos de contenido nacional, no se ha consolidado una metodología específica en materia de transferencia tecnológica, por lo que deben establecerse los criterios. La experiencia en Estados Unidos muestra que la absorción tecnológica y la difusión en el ecosistema local requiere de instituciones de intermediación de I+D. El IMP puede jugar un papel de articulador central, si se asegura la participación de instituciones de investigación para absorción de conocimiento técnico práctico, así como de receptores de programas de transferencia tecnológica considerando que en la experiencia estadounidense el desarrollo de fracturamiento hidráulico se ha hecho con pocas patentes, y más bien con la transferencia de conocimiento práctico y con repositorios de información de acceso común a la industria.

8. Potencial de reducción de la demanda de gas natural y combustibles fósiles asociados en México mediante medidas de eficiencia, sustitución de combustibles y cambios modales

Exploramos el potencial de México para reducir la demanda futura de gas para 2040 mediante medidas de ahorro energético, sustitución de combustibles y medidas sistémicas. Se elaboraron tres escenarios, un Escenario de Referencia (ERef), desarrollado por la Secretaría de Energía (Sener), mismo que representa lo que se esperaría de seguir las tendencias históricas por sector de consumo; un Escenario de Planeación (EPla), que estima el impacto de medidas firmes de la actual administración y un tercer escenario de mayor ambición o Escenario de Soberanía





Energética (ESob) que calcula el impacto de una política pública más integral orientada a la reducción de la dependencia del gas y otros combustibles fósiles importados. Los escenarios fueron desarrollados utilizando el modelo PLANEAR desarrollado por el Programa Nacional Estratégico (PRONACES) de Energía y Cambio Climático del entonces CONAHCYT y que ahora es utilizado por la Sener como instrumento de prospectiva y planeación.

En el Escenario de Referencia (ERef), el consumo de gas llegaría a los 9.9 mil millones de pies cúbicos diarios (MMMpcd) en 2027 y se estabilizaría la demanda alrededor de los 10 MMMpcd hasta 2039. Se estima que los principales consumidores en estos años seguirían siendo el sector eléctrico (48% del consumo en 2030 y 60% en 2039); Pemex (30% en 2030 y 25% en 2039). El resto del gas natural se dirige a los sectores de consumo, particularmente el sector industrial, y representan casi el 35% del consumo en 2039.

En los Escenarios de Planeación (EPla) y de Soberanía Energética (ESob) se incluyen medidas dirigidas al ahorro energético y a la sustitución de combustibles fósiles en todos los sectores de consumo final, así como en Pemex y CFE. El análisis comprende medidas normativas (aplicación más estricta de normas de eficiencia); mejoras en la eficiencia del sector de hidrocarburos y electricidad (como evitar el venteo de gas natural o la cogeneración eficiente), cambios modales y de tipo sistémico; y la sustitución de combustibles fósiles por renovables (como el programa nacional de calentadores solares). En el caso específico del gas, hay medidas que implican una reducción directa de su consumo (como el uso de calentadores solares térmicos en el sector industrial), mientras que otras lo afectan indirectamente, como las orientadas a reducir el consumo de electricidad.

Al aplicar el **EPla**, el consumo de gas se incrementa debido a las políticas de desarrollo económico y social, PODECOBI y PODEBIS; alcanza un total de 9.8 MMMpcd en 2030 estabilizando por debajo de los 10 MMMpcd. Los sectores de mayor consumo siguen siendo el eléctrico, con 50%, y los sectores económicos —particularmente el sector industrial, con 32%. Pemex contribuiría con el 18% del consumo de gas para 2039. Finalmente, en el ESob, muestra que el consumo de gas alcanzará 9.6 MMMpcd en 2030 y 9.0 MMMpcd en 2039. Esto implica una reducción del 4.6% en el consumo de gas respecto al del ERef, y es una cifra similar a la del consumo de 2024. Este escenario considera además que la producción de gas convencional llegaría a 5 MMMpcd lo que implicaría una dependencia de poco menos del 50% del gas importado para 2039. En este escenario se logra evitar el aumento en el consumo de gas a largo plazo -a pesar de asumir un alto crecimiento del sector industrial- debido a las políticas más ambiciosas de ahorro de energía y sustitución de combustibles fósiles. Considerando todos los energéticos, el ESob implica una reducción de 10% del consumo total de energía final del país,





con respecto al Eref con un descenso importante en términos absolutos del consumo de todos los demás combustibles fósiles a partir del año 2028.

