

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Vehículos eléctricos y
el impacto en el sistema
de potencia.

Explotación de los
campos shale gas
en México.

Escenarios energéticos
para la extracción de
petróleo en la amazonía
ecuatoriana.

Comparación del algoritmo
de retroceso en sistemas
fotovoltaicos en Honduras.

China's footprint in Brazil's
electricity sector.

Las implicancias jurídicas de
la naturaleza jurídica de la
energía eléctrica en la
legislación peruana.

Diseño de una estación de
carga solar para vehículos
eléctricos en centros
comerciales.

Estimación del efecto escala
de la generación eólica en la
Argentina.

Potencialidad para la
implementación de
comunidades energéticas
sustentables en la provincia
de Córdoba, Argentina.

COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega
*Asociación de Universidades Grupo Montevideo
(AUGM). Uruguay.*

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

José Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

Rodrigo Alonso Suárez.
*Universidad de la República (UDELAR).
Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Ernesto Beltrán Nishizaki.
Investigador independiente. México.

Italo Bove Vanzulli.
*Universidad de la República (UDELAR).
Uruguay.*

Tommaso Brazzini.
*Universidad Politécnica de Valencia.
España.*

Alfredo José Caguao Yagua.
*Universidad Nacional Experimental
Francisco Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Christian Hernán Campoverde.
*Universidad Nacional de Loja.
Ecuador.*

Manuel Enrique Chacón Morales.
Empresa Propietaria de la Red S.A. Costa Rica.

Luciana Vanesa Clementi.
*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas
(CONICET). Argentina.*

Samuel Cubero Vargas.
*Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).
Costa Rica.*

Henry Espada Romero.
Universidad Pública de El Alto. Bolivia.

Lázaro Flores Díaz.
*Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso
Eficiente de la Energía (CONUEE). México.*

COLABORADORES

Natalia Gaspar Pérez.
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. México.

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Ana Lía Guerrero.
Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Ángel Eugenio Infante Haynes.
Universidad de Holguín. Cuba.

Fernando Jaramillo García.
*Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
Ecuador.*

María Cecilia Montero.
*Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBB).
Argentina.*

Angie Ortega Ramírez.
*Universidad de América. Facultad de Ingenierías.
Colombia.*

Eduardo Ortigoza Moreno.
*Universidad Nacional de Asunción. Facultad Politécnica.
Paraguay.*

Marco Otoya Chavarria.
Universidad Nacional de Costa Rica.

Marcela Reinoso.
*Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Ecuador.*

Vinicius Silva.
*Universidad de Sao Paulo. Grupo de Energía (GEPEA).
Brasil.*

Felipe Ulloa Orellana.
Universidad de California. Estados Unidos.

Sergio Zanolli.
Investigador independiente. Perú.

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografías de la portada Jose M. Alarcon y NASA en Unsplash.
Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

El diseño y diagramación de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe - Cooperación Técnica RG - T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.



LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS *SHALE GAS* EN MÉXICO

THE EXPLOITATION OF THE MEXICAN SHALE GAS FIELDS

Daniel Romo Rico ¹

Recibido: 27/03/2021 y Aceptado: 03/06/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (40 - 57)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de fondo creado por fanjianhua - www.freepik.es

1 Instituto Politécnico Nacional. México
dromor@ipn.mx
<https://orcid.org/0000-0003-4672-7988>



RESUMEN

La explotación de campos de lutitas en México puede representar una oportunidad para impulsar la industria petrolera y fortalecer la seguridad energética, sin embargo, existe un conjunto de retos que impiden su desarrollo. El planteamiento de este trabajo es evaluar las condiciones actuales para su relanzamiento, sobre todo en la complicada condición de la post pandemia. Se discute sobre la alternativa de acceder a los campos no convencionales a nivel global. En el caso de México, ante el magro comportamiento de su industria petrolera, se discute sobre las condiciones para alentar la producción de los campos de lutitas. Paso seguido, se analizan los retos a superar en la explotación de ese tipo de hidrocarburos, así como las medidas instrumentadas en el país para evitar problemas ambientales y sociales. Se concluye que existe un conjunto de factores que limitan la viabilidad de la explotación de los campos de lutitas, que se pueden superar en el marco de una política pública integral con un enfoque de sustentabilidad.

Palabras clave: Gas Natural, Petróleo, *Shale Gas*, Energía, Desarrollo Económico, México.

ABSTRACT

The exploitation of the Mexican shale gas fields can represent an opportunity to boost the oil industry and strengthen energy security, however, there are a set of challenges that prevent their development. The approach of this work is to evaluate the current conditions for its relaunch, especially in the complicated post-pandemic condition. It is discussed on the alternative of accessing unconventional fields at a global level. In the case of Mexico, before of the poor growth of its oil industry, it is discussed on the conditions to encourage the production of the shale gas fields. Step followed, it is analysed the challenges in the exploitation of this type of hydrocarbons, as well as the legal measures implemented in the country to avoid environmental and social problems. It is concluded that there are a set of factors that limit the feasibility of the shale gas exploitation, which can be overcome within the framework of a consensual public policy with a sustainable focus.

Keywords: Natural Gas, Oil, Shale Gas, Energy, Economic Development, Mexico.

La explotación de campos de lutitas en México puede representar una oportunidad para impulsar la industria petrolera y fortalecer la seguridad energética, sin embargo, existe retos.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento económico global está ligado al incremento en el consumo de energía (Gómez and Rodríguez, 2015). Elegir los combustibles para la generación de energía es un reto para propiciar un modelo energético sostenible, que implica satisfacer las necesidades actuales sin comprometer la demanda futura. A pesar de los esfuerzos para modificar la estructura del mix energético y contribuir a reducir los daños al medio ambiente, los hidrocarburos han sido la base de aporte de la oferta energética global desde el siglo pasado. El agotamiento de los grandes campos con reservas de hidrocarburos y las dificultades para extraerlos en los existentes o nuevos, ha llevado a la industria a considerar la alternativa de acceder a los campos no convencionales para ampliar la oferta de petróleo y gas natural. No obstante, se ha cuestionado su explotación en virtud de los potenciales efectos adversos sobre el medio ambiente y la salud humana, así como por los retos que enfrenta su viabilidad financiera en los ciclos de bajos precios de los hidrocarburos.

En México, los hidrocarburos han sido base de la producción de energía primaria, pues contribuyeron en 2018 con más del 83% del total nacional (SENER, 2019). Su explotación ha favorecido la actividad productiva, generado ingresos al Estado -casi una cuarta parte del total en la última década-, la captación de divisas y el abasto del consumo energético interno, aunque también ha propiciado efectos no favorables en la economía, como la existencia de estructuras de mercados no competitivos en materia de combustibles.

El gas natural ha registrado una creciente penetración en el consumo nacional total de energía y se estima que, hacia los próximos años, su demanda se acelerará. No obstante, su explotación nacional ha mostrado una caída desde 2010 (SENER, 2020a) como efecto de la menor actividad en los campos de gas no

asociado y la pérdida de presión en los que contienen gas asociado, algunos de los cuales producen nitrógeno que erosionan su calidad. Al tiempo que se mantiene subutilizada la capacidad de los nueve centros procesadores -a un poco más del 55% entre 2010 y 2018-, así como una parte de la capacidad productiva de la petroquímica de Pemex (Pemex, 2020). La insuficiencia interna de gas natural se abasteció con importaciones a través de ducto y a precios competitivos con relación a otros mercados regionales. También se realizaron adquisiciones de gas natural licuado en los puertos de Altamira, Manzanillo y Ensenada a costos más elevados que los adquiridos por ductos. Aunque se han realizado esfuerzos para impulsar la oferta de las fuentes renovables, la dependencia del consumo de gas natural continuará creciendo en los años por venir. Se estima que su demanda nacional alcanzará cerca de 10 mil millones de pies cúbicos diarios hacia 2032, o más del 30% del nivel de consumo del año 2017 (SENER, 2018).

La producción de petróleo ha caído de manera consistente desde mediados de la década pasada, por efecto del agotamiento de los principales campos petroleros y los magros resultados por reactivar nuevos campos, como ha acontecido en aguas profundas, los ubicados en el proyecto Aceite Terciario del Golfo, así como por estimular volúmenes adicionales en los campos maduros. Con ello se ha mermado la capacidad nacional de exportación de crudo, y ante la propensión a elevar las adquisiciones de petrolíferos ligeros y gas natural del exterior, se originaron déficits en la balanza comercial petrolera desde el segundo semestre de 2014, no reportados desde mediados de la década de los setenta (INEGI, 2020).

Retomar la discusión sobre explotar el petróleo y el gas natural contenida en los campos no convencionales de gas *shale* (o lutitas) puede representar una forma de afrontar las dificultades económicas y financieras del país, sobre todo después del impacto originado por la pandemia del Covid-19. Algunos trabajos han discutido sobre la posibilidad de explotarlos con

posiciones contrastantes. Existen grupos a favor como algunos grupos de los grandes partidos nacionales que apoyaron a la administración gubernamental del sexenio 2012-2018, y quien aprobó la Reforma Energética (RE) en diciembre de 2013; el Clúster de Energía de Coahuila (Clúster de Energía de Coahuila, 2019) y grupos de industriales del ramo (Netzahualcóyotl, 2017). En sentido opuesto se han manifestado los grupos ambientalistas, por ejemplo, Greenpeace, la Alianza Mexicana contra el *Fracking* y algunos investigadores (De la Vega y Ramirez, 2015). Algunas investigaciones supeditan el desarrollo de las operaciones al cumplimiento de ciertas condiciones ambientales, legales y sociales (Guzmán, 2019; Cooper, 2016; Center for Community and Business Research, 2017). Pemex ha utilizado la fracturación hidráulica (o *fracking*) en la explotación de algunos pozos convencionales y no convencionales, apoyado por empresas de servicios en los estados de Tamaulipas, Veracruz y Nuevo León (Revista Expansión, 2019). La experiencia internacional, y nacional, acumuladas ofrecen condiciones que pueden apuntalar las operaciones de la explotación de los amplios recursos prospectivos en los campos de lutitas nacionales. Paso seguido, se realiza un diagnóstico sobre la posibilidad de su explotación en las condiciones económicas actuales. Finalmente, se exponen las reflexiones finales que podrían replantear la estrategia nacional en este tema.

La opción de los campos de gas *shale* y su relevancia

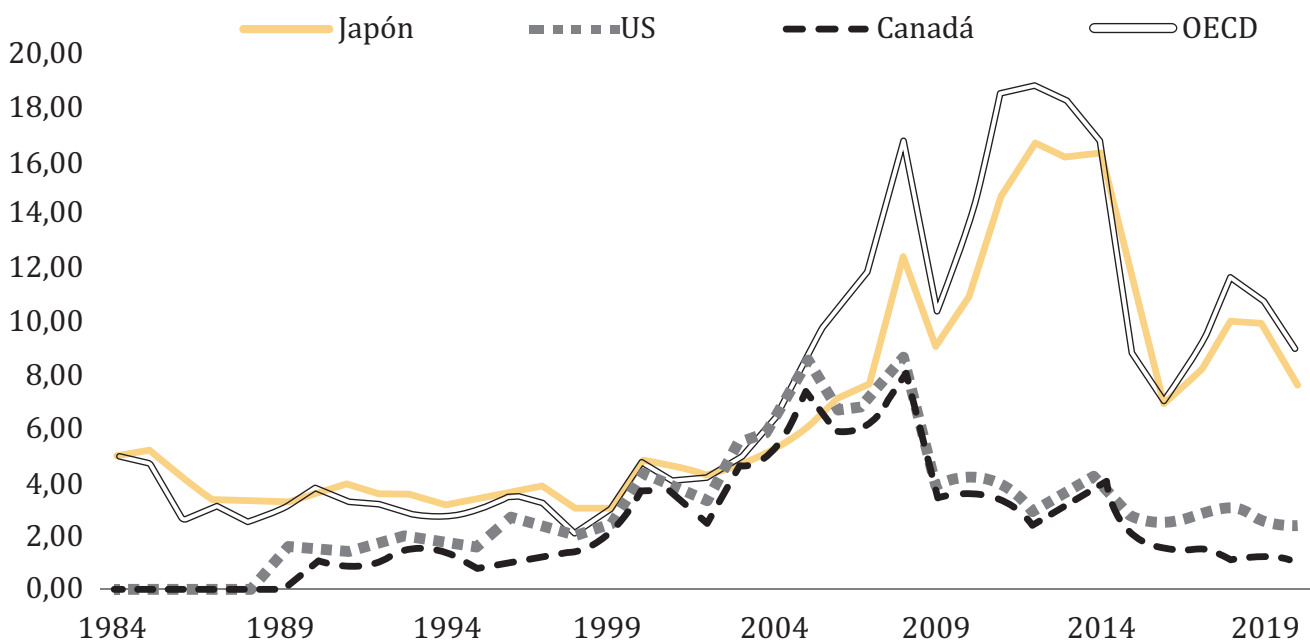
Se ha planteado que la producción en los campos no convencionales podría aportar un cuarto de la producción global de gas natural hacia el año 2030 (Oil & Gas Journal, 2019), y elevar la de petróleo hasta el 10% de la producción total mundial (EIA, 2019). Esto se observará a la par de continuar con acciones para mejorar la eficiencia, por ejemplo, en la iluminación y calefacción de edificios, la fabricación de equipos que demanden menos energía, así como con la conservación de la energía (IEA, 2019). Lo

anterior, podría inducir efectos multiplicadores económicos directos e indirectos. Para las naciones, la explotación de los campos no convencionales significa acceder a una proporción de la renta petrolera de un recurso disponible, afianzar su seguridad energética y, en su caso, captar divisas, así como inducir acciones para potencializar la asimilación y adquisición de tecnología.

Estados Unidos ha logrado su autosuficiencia en gas natural y ser el principal productor de petróleo a nivel global apoyado en la explotación de campos de gas *shale*, así como acceder a precios competitivos en comparación con otros

mercados en el caso de gas natural (figura 1). Le ha valido su resurgimiento como potencia petrolera y favorecida su presencia geopolítica. También se ha observado avances en China, que cuenta con un potencial de reservas de alrededor de 1,115 billones de pies cúbicos (Hu, 2013) y mantiene una política de subsidios para su impulso. El objetivo chino es que hacia el 2040, al menos una cuarta parte de su producción total se obtenga de campos de gas *shale* (Binlei Gong, 2018). No obstante, la explotación de los campos de *shale* gas enfrenta retos que limitan su potencial de crecimiento, en virtud de los efectos adversos originados al medio ambiente y a la sociedad.

Figura 1. Precios del gas natural en mercados seleccionados a nivel global (Dólares por millón de BTU)



Fuente: BP, 2020

A diferencia de los campos convencionales, la explotación de los campos de lutitas puede representar un menor riesgo exploratorio, pero demanda campañas extensivas de perforación, altos requerimientos de capital y una larga vida de proyectos. Su ciclo de vida demanda su viabilidad económica y comprende: su explora-

ción y evaluación en donde se determina el potencial comercial de las reservas; el desarrollo que consiste en la perforación de pozos exploratorios para estudiar las condiciones de yacimiento; la terminación de pozos en donde se realiza el modelaje de la estimulación; la producción, que implica el arreglo operativo

para acceder a los hidrocarburos y la maximización de su recuperación y finalmente, el abandono de los pozos.

El impulso potencial a las actividades de explotación de campos de lutitas puede implicar importantes recursos en inversión, dada la baja productividad de los pozos. El financiamiento de tal volumen de proyectos enfrenta los desafíos de lograr tasas de rentabilidad atractivas, toda vez que los márgenes de ganancia son estrechos.

Si bien, un factor relevante en la viabilidad de su operación se enfrenta con precios altos de los hidrocarburos, el uso de la tecnología se ha combinado con las facilidades gubernamentales para impulsar esas actividades en naciones como Estados Unidos (EUA), Canadá, Argentina o China. Ello ha contrastado con la posición de otros países que la prohíben, tales como Francia y Bulgaria, ante las presiones de grupos de interés.

HACIA LA EXPLOTACIÓN DEL GAS *SHALE* EN MÉXICO

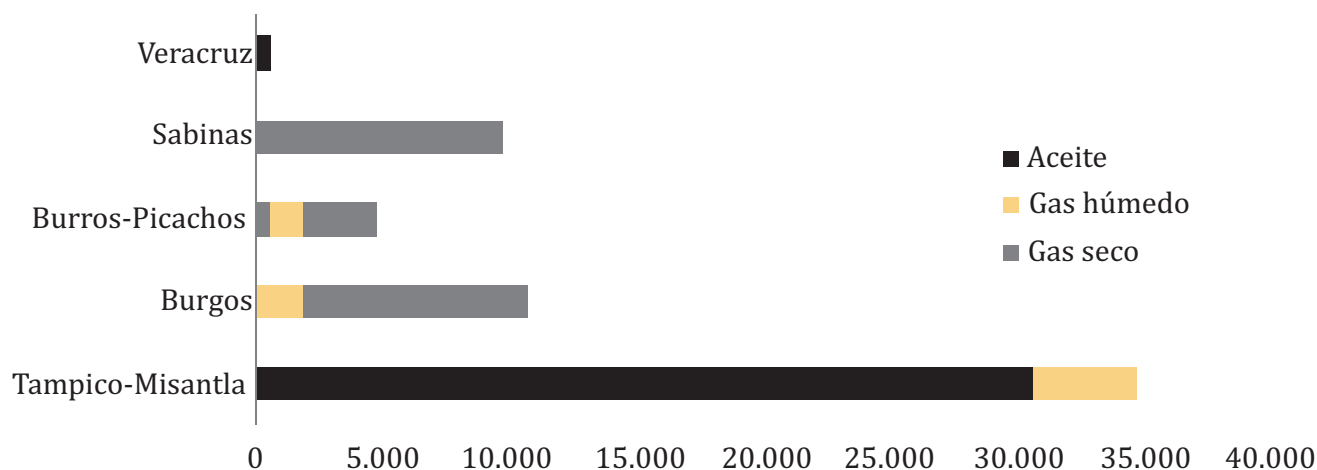
La explotación de los campos de lutitas en México es una posibilidad para elevar la producción de hidrocarburos e impulsar el desarrollo nacional y regional, como aconteció en *Eagle Ford Texas*, EUA, en donde además se revirtió el paulatino abandono de poblaciones (Tunstall, 2015), pero sobre todo para favorecer la seguridad energética, que se vio vulnerada con los apagones de mediados de febrero del 2021, ante la cancelación de los suministros del gas natural texano.

El potencial de gas y aceite contenidos en las lutitas está en función del espesor y extensión de área con reservas, así como de la riqueza orgánica contenida y madurez térmica. Hasta 2019, México contaba con 64.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente en campos no convencionales, más de la mitad de las reservas prospectivas totales (SENER, 2020b). Otras estimaciones señalan un potencial de reservas en esos campos de aproximadamente de 545

miles de millones de pies cúbicos de gas natural y alrededor de 13 mil millones de barriles de petróleo (Lozano, 2013). Su localización se centra en cinco zonas con potencial de extracción: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Veracruz y Tampico-Misantla (figura 2). Esta última contiene aceite en mayor volumen (CNH, 2012). El éxito productor en esas regiones tendría la ventaja de contar con una robusta demanda de gas natural, dado el empuje industrial de los estados del noreste y centro del país.

Existe un marco normativo aplicable a la explotación de los campos no convencionales, que parte de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Se precisa en la Ley de la CNH, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, así como las Leyes Estatales en materia Ambiental y, al menos, una docena y media de normas oficiales mexicanas, entre otras. Las entidades responsables de aplicar el marco normativo, evaluar y sancionar las operaciones de explotación de gas *shale* son la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente (ASEA), la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). Comprende el orden federal y estatal. Su formalización se lleva a cabo a través de contratos entre el Estado y las empresas petroleras bajo las modalidades de Licencia, Producción Compartida, Participación en Ganancias o de Servicios. En el caso de proyectos propios de Petróleos Mexicanos se utilizan las asignaciones. Las empresas petroleras deben realizar la exploración y la explotación apegadas al marco legal y fiscal, ello incluye la aprobación de los programas respectivos por parte de la CNH. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determina los criterios financieros que son acordados en los contratos entre el gobierno y las compañías, los cuales son de los más altos en favor del gobierno en América Latina (Espinaza et al., 2016).

Figura 2. Distribución de las reservas en campos no convencionales (Miles de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: CNH, 2017

En el marco de la Reforma Energética, el gobierno definió 183 bloques de campos no convencionales potencialmente por licitar, de los cuales al cierre del 2018 sólo se habían adjudicado 25 a Pemex y otro más lo compartía con una empresa particular. Desde 2019 se canceló la licitación de nuevos bloques, en particular en los campos no convencionales, lo que ha significado la principal barrera a la entrada de empresas privadas. Del total de bloques identificados para su posible licitación, en 150 se identificaron áreas con potencial de infraestructura y recursos acuíferos, principalmente en los Estados de Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz (SENER, 2017a). Aunque el gobierno actual ha declarado el no uso del *fracking*, mantiene recursos presupuestales para proyectos en campos no convencionales (El Economista, 2020). De hecho, la CNH ha dado opiniones técnicas favorables para la explotación en formaciones de lutitas durante 2019 y 2020, en campos de la región de Macuspana y en la Cuenca Tampico Misantla (CNH, 2019b). Estas últimas cuentan con recursos prospectivos de 1,127 mmbpce y se estima que pueden llegar hasta 3,219 mmbpce (CNH, 2020). Además, en el

Plan de Negocios de Pemex, 2019-2023 -estrategia 2.2- se contemplan trabajos en Plays de Frontera de aceite y gas en lutitas (Pemex, 2019).

Entre 2010 y 2019 fueron perforados 27 pozos en campos de gas *shale* por Pemex (Alianza contra el *Fracking*, 2020), algunos de los cuales fue para confirmar el potencial de la formación Eagle Ford del lado nacional, otros más en la Cuenca de Burgos y en la Cuenca Tampico Misantla. Pemex ha utilizado el *fracking* en la explotación de algunos pozos convencionales y no convencionales, apoyado por empresas de servicios. En general, las profundidades de perforación de pozos se ubican entre los 2,000 y 3,000 metros (m), pero se tiene registro de algunos a menos de mil metros (Cartocrítica, 2019).

Agua. Las operaciones de explotación de campos de gas *shale* demandan grandes volúmenes de agua, pues pueden utilizarse hasta 3.8 millones de litros en los primeros 30 días de fracturación. Después de ser utilizada en la perforación contienen sales, sustancias orgánicas y arenas. Es relevante identificar las calidades de impurezas en los líquidos recuperados después de

su inyección, pues es una acción crítica en la estrategia de su manejo, en particular del agua (Guerra, 2017). En donde no hay ríos, lagunas o mares, se opta por el uso del agua subterránea,

lo que puede agudizar el estrés hídrico regional, sobre todo cuando las tasas de consumo son superiores a las tasas de reposición.

Tabla 1. Uso de agua en Estados con potencial de no convencionales (Hectómetros cúbicos)

Estado	Agrícola	Abastecimiento público	Industria autoabastecida	Energía eléctrica	Volumen total	Para 1000 pozos por año (% del total)
Coahuila	1,643	240	76	48	2,006	1.00
Nuevo León	1,472	512	83	0	2,067	1.00
Tamaulipas	3,643	319	116	54	4,131	0.5
Veracruz	3,235	546	967	123	4,871	0.4

Fuente: SENER, 2017b

México es uno de los 25 países con más estrés hídrico a nivel global. Nuevo León y Tamaulipas poseen recursos no convencionales, pero enfrentan ese problema. Empero, existe áreas de oportunidad en el denominado Golfo Norte (Olier, 2018), que comprende parte del Norte del Estado de Veracruz y Sur de Tamaulipas. La CONAGUA estableció los lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos.

Aunque el volumen de agua utilizado en cada pozo es considerable, no representa una proporción relevante respecto al consumo global humano. La SENER estimó que la explotación de 1,000 pozos por año en los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz, no demandaría más del 1% del consumo de agua total estatal (SENER, 2017a).

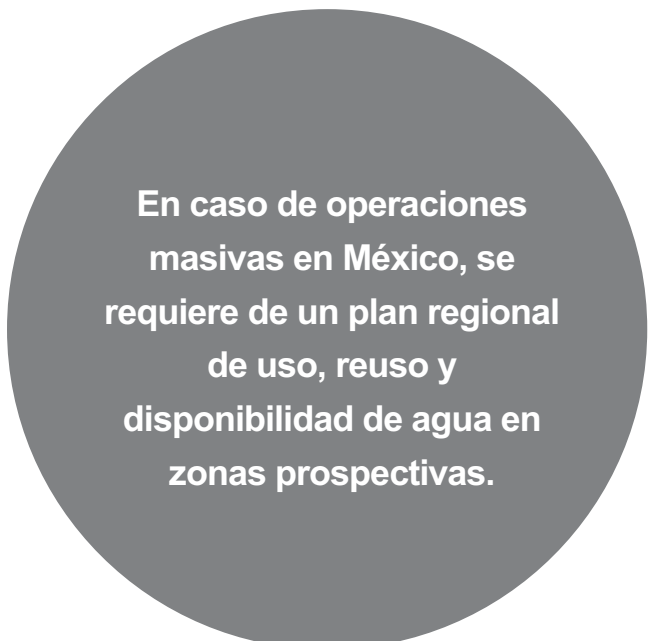
Grupos ambientalistas han manifestado que el *fracking* puede afectar las actividades agrícolas, industriales y a la población por el volumen de agua utilizada. Existen hallazgos de contaminación de agua por fugas de gas, derrames, ilegales disposiciones o almacenamientos en sitios no adecuados (Haluszczak, 2013; Hunn, 2017). Un

argumento frecuentemente empleado es que las operaciones de *fracking* pueden contaminar los acuíferos con productos químicos, lo que afecta su calidad y la salud de las personas en el caso de su consumo (Colborn, 2011; Overbay, 2015). El uso de los fracturantes enfrenta riesgos, sobre todo para profundidades inferiores a los 500 metros. Se han identificado más de 2,500 productos y, al menos, 750 tipos diferentes de químicos de fluidos de perforación (US House of Representatives, 2011). El Centro Tyndall que analizó 260 productos químicos utilizados, de los cuales 6.5% fueron considerados tóxicos para organismos acuáticos, 14.6% tóxicos agudos, 3% cancerígenos probados, 2.3% sospechados de serlo, 2.7% elementos mutagénicos y 1.9% producen efectos sobre la reproducción (Baccheta, 2013).

En caso de operaciones masivas en México, se requiere de un plan regional de uso, reuso y disponibilidad de agua en zonas prospectivas; someter a evaluación un plan de manejo del agua y un monitoreo de su calidad, ello supervisado por un tercero independiente desde antes de la perforación de los pozos hasta su abandono. Se solicita una Red de Monitoreo Regional en el área contractual con información de los pozos

perforados. Utilizar trazadores químicos en los fluidos de fracturamiento para la posible asignación de responsabilidades en el caso de contaminación de los acuíferos, almacenar los fluidos de retorno y de agua producida en el sitio de perforación hasta el momento de su transporte para su tratamiento (DOF, 2017).

Se requiere del análisis de riesgo estableciendo distancias de seguridad para no afectar corrientes perennes ni cuerpos de agua superficiales; verificar la integridad mecánica y el protocolo de mantenimiento de los pozos e instalaciones para garantizar la protección de acuíferos, así como propiciar la eficiencia y seguridad en las conexiones superficiales y en las líneas de descarga, ductos y tanques, para prevenir derrames (ASEA, 2013). Se establece una distancia vertical mínima entre las actividades de estimulación del pozo y la fuente más cercana de agua para consumo humano. Se puede otorgar concesiones para extraer aguas marinas interiores o del mar territorial para fines de desalinización, así como utilizar aguas residuales -provenientes del uso público urbano y tratarlas en plantas de reciclado o reuso.



En caso de operaciones masivas en México, se requiere de un plan regional de uso, reuso y disponibilidad de agua en zonas prospectivas.

El empleo del agua demanda su manejo responsable y sustentable, lo que incluye su potencial tratamiento para reuso, reciclamiento o descarga (Warpinski et al., 2009). Para el caso de agua de retorno, se puede descargar a un cuerpo de agua cuando cumpla con el promedio máximo de contaminantes en las descargas a los embalses naturales y artificiales según la NOM-001ECOL-SEMARNAT-1996. Los residuos sólidos se pueden separar o dejarlos en piletas o lagunas contenedoras en donde se evaporen los contaminantes o simplemente se pueden inyectar en acuíferos salados profundos (Manzur, 2015). Por ejemplo, Menefee y Ellis demuestran que aprovechar los pozos de petróleo agotados para la inyección de aguas residuales de Marcellus podría aliviar los costos y los riesgos ambientales asociados con la expansión de la capacidad de tratamiento de aguas residuales o el costo del manejo del líquido en el estado de Ohio (Menefee and Ellis, 2020).

El riesgo de contaminación de los mantos friáticos es latente. Empero, existen diversos métodos para verificar la hermeticidad de las tuberías y del cemento utilizado, que pueden evitar la contaminación, tales como pruebas de presión o de registros eléctricos, aunque no han sido probados de manera generalizados, al menos en Estados Unidos (EPA, 2015).

Suelo. La explotación de campos de lutitas origina potenciales amenazas de contaminación de suelos, bien en el caso de derrames o fugas en el pozo o durante su transporte hacia los centros de consumo. Además, se ha detectado la ocurrencia de microsismos en las regiones donde se practica el *fracking*, tales como Arkansas, Ohio, Oklahoma, Pennsylvania y Texas en EUA (Sciencedaily, 2019), pero no de manera generalizada. Cuando ocurren son de magnitudes generalmente baja y no originan grandes daños en las áreas urbanas.

En el caso nacional, la ley prohíbe la construcción de presas para fluidos de retorno o de agua producida y que contengan recortes de perfo-

ración; la instalación de barreras físicas para impedir potenciales fugas o derrames y la utilización de contenedores portátiles cerrados aislados del suelo. Se solicita un programa de seguimiento de la integridad de los pozos de disposición, impedir la sobre-inyección de fluidos de retorno y el registro de los volúmenes inyectados en cada pozo de disposición, evitar la perforación y uso de pozos de disposición en zonas de fallas profundas, así como hacer público el listado de aditivos a emplear en la formulación de los fluidos fracturantes, su composición química y vigilar su manejo apegado a la normatividad.

Aire. Las actividades de perforación, procesamiento, fugas de gas y emisiones de diésel y otras derivadas del uso del transporte son fuente de emisión de gases efecto invernadero (GEI), en particular de metano y dióxido de carbono (Ogneva and Huang, 2015; Howarth et al., 2011). Pueden ser desde fugas involuntarias u operativas (derivadas del desfogue) hasta de su combustión (Mark, 2012). En EUA se han obtenido concentraciones del gas metano en varios pozos de agua subterránea, en donde se realizó el fracturamiento hidráulico, lo cual indica probablemente la migración del gas hacia los acuíferos. Aunque poco significativa en el caso de un pozo, puede ser representativa ante una mayor actividad de perforación (Huddlestone-Holmes et al., 2017). Una alternativa de mitigación, que puede ser fuente de negocio y apoyo a la explotación de gas *shale*, es la captura del gas de metano de retorno. En 2015, dichas operaciones significaron ingresos de 17.2 mil dólares por pozo terminado en EUA y 11.2 mil en Canadá (Umeozor, 2016).

También se emite sulfuro de hidrógeno, que es peligroso para el ser humano y corrosivo (Johnson, 2013; Bradbury et al., 2015). El uso del gas de esquisto en la generación de electricidad conduce a mayores emisiones de GEI que las empleadas con el gas convencional, si se considera todo su ciclo de vida desde su exploración hasta su entrega al consumo (Burnham et al., 2012).

Existe la posibilidad de limitar tales emisiones a partir del empleo de equipos de secuestro, pero ello encarece los costos de operación.

Los operadores en el territorio nacional deben realizar una evaluación de los efectos y/o impactos ambientales significativos o relevantes, acumulativos, sinérgicos y residuales. Se solicita una línea base de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes en la región y elaborar un programa para la minimización de emisiones fugitivas de hidrocarburos, con base en los criterios definidos por la CNH. Una vez concluida la extracción, se deben sellar los pozos para que no se produzcan fugas de gases.

Paisaje. La instalación de la infraestructura demanda espacios, sobre todo si se realiza masivamente, pues cada pozo ocupa alrededor de una hectárea. Ello puede propiciar la reducción de los campos agrícolas, modificaciones al paisaje e influir sobre la dinámica de comunidades vegetales, animales, de microorganismos y su medio no viviente, así como una potencial afectación sobre las actividades turísticas. La remoción de la vegetación silvestre implica pérdida de biodiversidad por perturbación a especies catalogadas en peligro de extinción y amenazadas (Tenenbaum, 2014).

En México, se establece la obligación de elaborar un análisis de riesgo para no afectar áreas ambientalmente sensibles y núcleos de población cercanos a la perforación de pozos, así como prevenir la deforestación y la fragmentación de hábitats. En particular, será necesario realizar la identificación de peligros asociados a la recolección y movilización de hidrocarburos y para el caso del abandono del pozo.

Seguridad industrial. Se han registrado riesgos al personal por la exposición a altas temperaturas en las zonas de explotación de los pozos, afectaciones por la intensidad del ruido (Seth et al., 2014) y las elevadas vibraciones, así como silicosis por la exposición al óxido de silicio (NIOSH, 2018).

En México, se obliga a contar con garantías ante posibles accidentes y a promover la aplicación de una política jurídica que privilegie el desempeño por encima del castigo e instrumentar programas de inspección basada en riesgo y conservar la evidencia de ello a lo largo de la cadena de valor. El Comité de Gestión por Competencias de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos promueve estándares de competencia para reducir los riesgos sobre la seguridad de las personas e instalaciones, entre los que se destacan la estandarización de las capacidades y la creación de instrumentos de certificación para el personal. No obstante, es necesario crear normas y directrices de salud y seguridad para los residentes que viven cerca de los pozos de explotación.

Transporte. La disponibilidad de la infraestructura del transporte de los hidrocarburos extraídos representa un reto en el abatimiento de los costos. La construcción de hasta 16 o 24 pozos por plataforma podría permitir reducir los costos entre un 70% a 90%, representando alrededor de \$ 0.7- \$ 0.9 millones de ahorros potenciales (EIA, 2016). Ello en pozos contiguos, que se explotan sin afectar la presión del yacimiento.

México ha logrado contar hasta el 2019 con una red de gasoductos de 19 mil km (SENER, 2019), pero es insuficiente para extraer los hidrocarburos contenidos en los campos de lutitas en las regiones de potencial de producción, a pesar de que, el transporte, almacenamiento y distribución de gas fueron abiertas a la participación de privados desde 1995.

Los constantes viajes realizados por camiones de carga para el suministro de materiales originan la necesidad de construir caminos y terracerías, que se vuelve un problema para los gobiernos dado que necesitan destinar recursos para su reparación y mantenimiento. En algunos casos, la iniciativa privada ha aportado recursos para tales reparaciones.

Aspectos sociales. La explotación de campos de lutitas se realiza tierra adentro, lo que conlleva enfrentar consideraciones de distinto tipo. Temas como la estructura de los derechos de propiedad de la tierra, las afectaciones ambientales, el uso del agua y de los accesos a las instalaciones generan intereses contrastantes en la sociedad e incluso impactos económicos, que pueden traducirse en erogaciones no programadas en los presupuestos federales o conflictos para el desarrollo de las operaciones. En las regiones donde existen propietarios de los terrenos, se generan distorsiones de mercado, afectándose el precio de la renta de los terrenos o su valor comercial en caso de que se adquieran. En ciertos casos comprenden regiones pobladas, por ejemplo, en el yacimiento Marcellus de EUA, donde 15.3 millones de personas vivían a menos de una milla de un pozo perforado (Ogneva and Huang, 2015). Esta situación puede tener impactos económicos por los efectos sobre la productividad laboral ante las enfermedades respiratorias originadas o los ruidos originados o potenciales disputas por la disponibilidad del agua para uso humano o para la agricultura.

El marco legal nacional favorece la explotación de campos de lutitas, ya que las puede calificar de utilidad pública, de orden público e interés social, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra actividad que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo en los terrenos involucrados. Con el fin de evitar que las operaciones se realicen sin contratiempos, se solicita una evaluación de impacto social que incluye la posible afectación de los pueblos y comunidades indígenas. Si se determina una posición contraria al proyecto, el gobierno puede decidir en favor de las empresas.

Un reto para llevar a cabo la explotación de pozos de gas *shale* en ciertas regiones, como en Tampico-Misantla, es la inseguridad por la presencia de los cárteles del narcotráfico, que ha implicado asesinatos, cobro de plaza y secuestros. Los Estados que disponen del mayor volumen de reservas de hidrocarburos en campos no

convencionales son los que enfrentan elevados índices de inseguridad. Durante 2018, Veracruz y Tamaulipas se ubicaron entre los primeros seis con mayor percepción de inseguridad en el país.

Otro reto por enfrentar es la densidad poblacional. Los estados de Veracruz y Nuevo León registran un nivel por arriba de la media nacional -de 113 habitantes por kilómetro cuadrado-. Tamaulipas, Coahuila y San Luis Potosí están por debajo (Morett y Cosio, 2017). Ello demanda incluir aspectos ligados a la distribución espacial de la población, el número y características de las unidades productivas, el determinar la condición poblacional en términos raciales, culturales y sociales, entre otros elementos. En el área del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, diversas comunidades campesinas e indígenas y organizaciones, han denunciado las consecuencias sobre sus ecosistemas, formas y medios de vida, cultura, salud y el agua, derivado de las autorizaciones para el uso del *fracking* a Pemex (Fundar, 2017).

La falta de transparencia y los vicios acumulados por las prácticas de corrupción que han trascendido en los últimos años en Pemex y algunas empresas de servicios, demandan una adecuada vigilancia gubernamental y una amplia coordinación público-privada para evitar problemas ambientales y/o socioeconómicos (Cooper, 2016). Además, el desarrollo de una estrategia de comunicación que amplié la discusión sobre la conveniencia pública o no de realizar las operaciones en los campos no convencionales (CNH, 2017), lo que coadyuvaría a dimensionar inquietudes negativas de la población sobre la salud y el medio ambiente (EIA, 2015) y, en particular, de los grupos medioambientalistas.

En México, la instrumentación de la política pública presenta el reto de su consistencia en el largo plazo a fin de reducir los riesgos de afectación sobre el medio ambiente y la sociedad. La SENER junto la Secretaría de Gobernación, la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas, la ASEA, la CNH y los gobiernos

estatales, tienen la enmienda de ejecución de la política pública, sobre todo a fin de respetar el marco normativo y el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, relativo a obtener el consentimiento de las comunidades indígenas.

Investigación y Desarrollo. Los avances tecnológicos han posibilitado el abatimiento de los costos. Por ejemplo, permitieron que hacia 2017, se perforara y terminara un pozo multifracturado (5+ fracturas) en dos días (vs en 2010 se llevaba 10 días con 3 a 5 fracturas) con producciones iniciales por arriba de 2,500 barriles diarios y de 600 a 800 barriles en los primeros meses y con costos aproximado de 6.5 millones de dólares y 21 millones de dólares, en cada caso (Revista Expansión, 2017; Calderón et al., 2018).

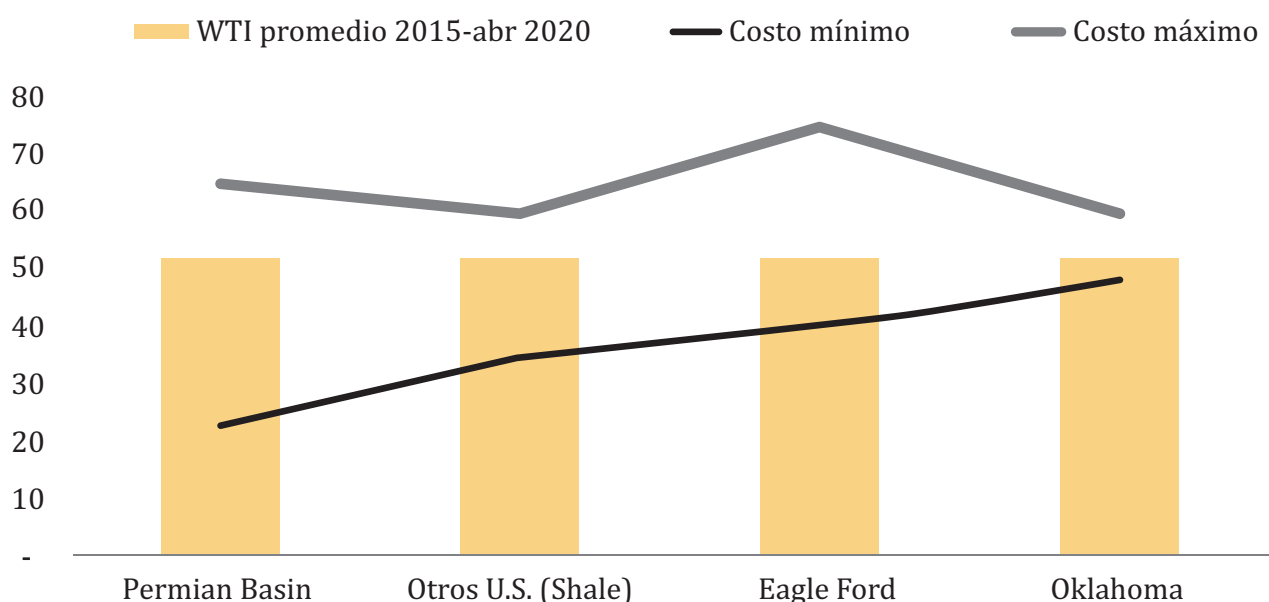
En general, las mejoras tecnológicas en la explotación de campos de lutitas comprenden la perforación de laterales más largos y de pozos con alcance extendido, dirección geográfica mejorada, tasas de perforación intensivas y revestimientos mínimos, un diseño más complejo en la terminación de pozos y mayor eficiencia en las operaciones de superficie, así como avances en las características del apuntalante y en la intensidad y eficiencia del fracturamiento.

México ha incursionado de manera parcial en la asimilación y en la formación de recursos humanos. En 2012, la SENER, en conjunto con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología aprobaron la entrega 3,133 millones de pesos al Instituto Mexicano del Petróleo para la exploración de *shale* gas de Galaxia en el Estado de Coahuila y Limonaria en el de Veracruz derivado de fondos Sener-Conacyt-Hidrocarburos. Aunque se lograron avances en el conocimiento, existen distintas áreas de oportunidad para continuar abatiendo los costos de producción, el reducir la toxicidad y calidad del apuntalante, una mejor coordinación y eficiencia de las técnicas de fracturación y perforación (IMP, 2016), así como en evaluar los riesgos sociales y ambientales.

Rentabilidad. La viabilidad de la explotación de los campos de lutitas está en función de factores como la tasa de producción inicial; la de tasa de refracturación y la de declinación; de los costos de perforación y fracturación, así como del régimen fiscal aplicable y de los gastos de administración (Ruud, 2013). Las empresas en el negocio del gas *shale* son vulnerables a enfrentar problemas financieros en los períodos de bajos precios de los hidrocarburos, como ha acontecido en Estados Unidos en algunos años de

la década pasada (figura 3). Por ejemplo, durante 2018 se declararon en bancarrota 28 compañías en EUA, derivado de la acumulada carga de su deuda (Wall Street Journal, 2019). Los gobiernos han instrumentado acciones para apoyar a las compañías petroleras que enfrentan pérdidas, a través del uso de subsidios o financiamientos blandos. A la par que instrumentan medidas para elevar su eficiencia en la explotación con base en el uso de tecnología.

Figura 3. Costos de producción de petróleo en campos no convencionales vs precio promedio del crudo Brent (Dólares por barril)



Fuente: Ryad, 2017; BP, 2020

Adicional a las acciones de reducción de costos de los productores, un elemento que coadyuva a elevar la rentabilidad en la explotación de los campos de lutitas es el régimen fiscal aplicado. El gobierno mexicano estableció que el cobro de impuestos no se calculara sobre el Valor Contractual de los Hidrocarburos sino como un porcentaje de la utilidad operativa y de forma anual, y no mensual. Este régimen fiscal es más atractivo en comparación con EUA, en donde además de los pagos federales y estatales,

existen contribuciones a las comunidades (Ruud et al., 2017). Como contraste en este último país se permite un espaciado entre pozos más cercano que en México. A fin de robustecer las condiciones de rentabilidad, se pueden constituir estímulos adicionales, por ejemplo, exceptuando las regalías del primer año de producción de un pozo si son reinvertidas en otro nuevo o incluir una fase piloto para determinar el impacto sobre sus costos de desempeño.

CONCLUSIONES

Explotar los campos de lutitas se ha constituido en una estrategia utilizada por algunas naciones para elevar la producción de hidrocarburos ante el agotamiento de los grandes campos convencionales. La acumulación de experiencia, conocimiento técnico y la incorporación de tecnología han permitido mejorar la eficiencia de las operaciones. Bajos precios del petróleo han sido uno de los retos más complejos que se han enfrentado, lo que ha originado el desplazamiento de productores. Asimismo, prevalecen las presiones de grupos de interés que, basados en el estudio de evidencias, no aplicables de manera generalizada -y en casos debatibles-, han advertido sobre las consecuencias de su explotación en temas de contaminación y/o afectación del agua, suelo, aire y paisaje, así como de sus efectos adversos a la salud humana.



Foto de Johannes Havn en Pexels

México cuenta con importantes reservas prospectivas de hidrocarburos en campos de lutitas, especialmente en la región Noreste, que incluyen regiones que son prolongación de las que explotan en el vecino país del Norte, como Eagle Ford. No obstante, existen un conjunto de retos para alentar su explotación en el país, entre los que destacan:

La defensa de los grupos en contra de la utilización de *fracking* los cuales, de manera indirecta, favorecen la dependencia de las importaciones de gas natural y derivados del petróleo. En algunos casos también enarbolan la defensa de las fuentes renovables que, si bien han logrado avances notables, preservan su intermitencia y, en casos, la necesidad de apoyar con subsidios para su operación.

El abatir y neutralizar, en lo posible, los impactos negativos como contaminación ambiental, de suelos, de agua y cambios en el paisaje, y una serie de efectos derivados, que afectan a la naturaleza y al ser humano.

Menores tasas de rentabilidad financiera esperada en el país en comparación con campos similares en Estados Unidos, entre otros factores por la carencia de infraestructura. De manera particular ante un escenario de precios bajos del petróleo.

A pesar de que Pemex ha incursionado de manera aislada e intermitente en la perforación de pozos de gas *shale*, sus resultados han sido contrastantes, pues los niveles de producción no han sido del todo exitosos. La petrolera estatal tiene el reto de continuar robusteciendo su experiencia y asimilando la tecnología en ese campo.

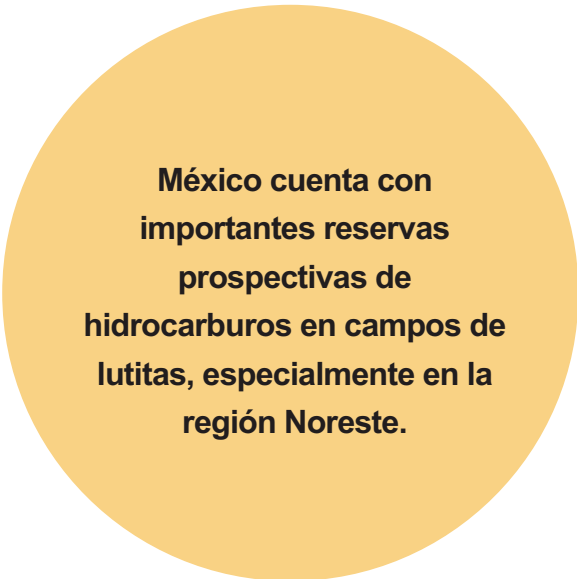
Aunque se ha construido un marco legal posterior a la reforma energética que comprende las distintas etapas de la explotación de los campos de gas *shale*, en la práctica existen lagunas legales que generan incertidumbre en el desarrollo de las operaciones.

La influencia de grupos delictivos en algunas regiones potencialmente productoras, que originan inseguridad, lo que se combina con el reto de transparentar la información relativa al tema y el combate efectivo a la corrupción, que el gobierno en turno enarbola.

La política anti *fracking* del actual gobierno, quien además ha detenido la licitación de nuevos campos, incluidos lo no convencionales, dada su política de fortalecimiento de Pemex y su discurso nacionalista.

Con ello, se deja una alternativa potencial de impulso económico tan necesario después de la pandemia, el acceso a una mayor renta petrolera, el fortalecimiento de Pemex, y de la posibilidad de apuntalar la seguridad energética. De la misma manera, no se aprovechan los avances tecnológicos que a nivel global se han logrado, particularmente en Estados Unidos.

Previo a la jerarquización de la rentabilidad de su cartera de proyectos, Pemex podría ser un jugador esencial en la explotación de los campos de gas *shale*. No obstante, ante sus dificultades financieras enfrentadas, la participación de empresas privadas directa o en asociación con la petrolera estatal, podrían ser alternativas viables para acceder a esos volúmenes de hidrocarburos. ■



México cuenta con importantes reservas prospectivas de hidrocarburos en campos de lutitas, especialmente en la región Noreste.

REFERENCIAS

Alianza contra el Fracking. (2020). *Estado de la explotación de hidrocarburos no convencionales en México*. Recuperado el 11/11/2020. <https://nofrackingmexico.org/wp-content/uploads/2020/05/Estado-del-fracking-en-Mexico-mayo-20.pdf>.

ASEA. (2013). *Comentarios Centro Mario Molina a yacimientos no convencionales*. Recuperado el 25/09/2020. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200268/Analisis_Centro_Mario_Molina_No_Convencionales_15022017.pdf

Baccheta, V. (2013). Geopolítica del fracking. Impactos y riesgos ambientales, *Nueva Sociedad*, Nuso, 244.

Binlei, Gong. (2018). The shale technical revolution – cheer or fear? Impact analysis on efficiency in the global oilfield service market. *Energy Policy*, 112, 162–172

Boell. (2019). *Actualidad de la fracturación hidráulica en México*. México: Fundación Heinrich Boll Stiftung.

BP. (2020). *Statistical review of world energy*. 69th edition.

Bradbury, J. et al. (2015). Greenhouse gas emissions and fuel use within the natural gas supply chain – sankey diagram methodology. U.S. Department of Energy.

Burnham, A. et al. (2012). Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum. *Environ Sci Technol*, 46, pp. 619–27.

Calderón, A. et al. (2018). Disclosing water-energy-economics nexus in shale gas development. *Applied Energy*, 225, pp. 710–731.

Cartocrítica. (2019). Recuperado el 19/03/2020. <http://cartocritica.org.mx/2019/actualidad-de-la-fracturacion-hidraulica-en-mexico/>

Center for Community and Business Research. (2017). *Business opportunities and the new normal SCOPE*. San Antonio Texas: University of Texas at San Antonio's, Institute for Economic Development.

- Clúster de Energía de Coahuila. (2019). *Riqueza olvidada de los campos no convencionales*. Recuperado el 13/09/2020. <https://clusterenergia.org/2019/05/20/riqueza-olvidada-de-los-campos-no-convencionales/>
- CNH. (2012). *Atlas geológico recursos no convencionales*. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, Cd. México.
- CNH. (2017). Recursos no convencionales. *Gaceta Trimestral*, 10, enero-marzo.
- CNH. (2018). *El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional*. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Cd. México.
- CNH. (2019a). *Trigésima cuarta Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*, 24/06/2019.
- CNH. (2019b). *Octava sesión extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH*, 11/02/2019.
- Cooper, J. (2016). Shale gas: A review of the economic, environmental, and social sustainability. *Energy Technology*, 4, 772-792.
- Colborn, T. (2011). Natural gas operations from a public health perspective. *Human and Ecological Risk Assessment an International Journal*, 17(5), 1039-1056.
- De la Vega, A. y Ramirez, J. (2015). El gas de lutitas (shale gas) en México. Recursos, explotación, usos impactos. *Economía UNAM*, 12(34).
- EIA. (2012). *U.S. Energy-related carbon dioxide emissions*. Washington DC.
- EIA. (2015). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources*. U.S. Energy Information Administration, September.
- EIA. (2016). *Trends in U. S. oil and natural gas upstream costs*. U.S. Department of Energy, Washington DC.
- EIA. (2019). *Horizontally drilled wells dominate U.S. tight formation production*. Recuperado el 21/09/2019. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39752>.
- El Economista. (2020). CNH aprueba a Pemex plan de exploración que incluye fracking. Recuperado el 15/07/2020. <https://www.economista.com.mx/empresas/CNH-aprueba-plan-de-exploracion-de-Pemex-que-incluye-fracking-en-Tampico-Misantla--20201208-0056.html>.
- Espinaza, R. et al. (2016). *La ley y los hidrocarburos: Comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington DC.
- Fundar. (2017). *Las actividades extractivas en México: estado actual 2016*. Recuperado el 12/11/2020. <https://fundar.org.mx/mexico/pdf/2.3.Panorama.pdf>.
- Guzmán, A. (2019). Cuenca Tampico - Misantla solución al problema del petróleo en México. *Revista Energía a Debate*. Recuperado el 12/06/2019. <https://www.energiaadebate.com/petroleo/tampico-misantla-solucion-al-problema-del-petroleo-en-mexico/>.
- Haluszczak, L. O. (2013). Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania, USA. *Applied Geochemistry*, 28, pp. 55-61.
- Howarth, R. et al. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*, 2011,106, pp. 679-90.
- Huddlestone-Holmes. et al. (2017). *Report into the shale gas well life cycle and well integrity*. EP179028. CSIRO. Australia.
- IEA. (2019). *World energy outlook 2019*. Recuperado el 12/08/2020. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- IMP. (2016). Busca el IMP opciones tecnológicas viables y modernas, para explorar responsablemente hidrocarburos en lutitas. *Gaceta del Instituto Mexicano del Petróleo*, II(58).

- INEGI. (2020). *Banco de información económica (BIE)*. Recuperado el 3/12/2020. <https://www.inegi.org.mx/temas/balanza/#Herramientas>
- Lozano, J. (2013). The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico. *Energy Policy*, 62, pp. 70–78.
- Manzanares, J. (2014). Uso de agua en la extracción de gas de lutitas en el noreste de México, retos de regulación ambiental. *Estudios sociales*. Recuperado el 14/09/2020. http://www.ciad.mx/archivos/revista-eletronica/RES44/JL_Manzanares.pdf.
- Manzur, D. (2015). Las sustancias químicas y sus riesgos en la extracción del shale gas. En *Los Hidrocarburos en el Noreste de México*. Universidad Autónoma de Tamaulipas, México.
- Mark, J. (2012). Haynesville shale play economic analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 82-83, pp. 75–89.
- Menefee, A. and Ellis, B. (2020). Wastewater management strategies for sustained shale gas production. *Environmental Research*, 2(2).
- Morett, C. y Cosío, C. (2017). Panorama de los ejidos y comunidades agrarias en México. *Agricultura, sociedad y desarrollo*, 14(1).
- Morgan, C. et al. (2017). Shale gas production costs: historical developments and outlook. *INSIGHT_E*, pp.1-12.
- Netzahualcóyotl, L. (2017). Valoración del impacto ambiental, del “Fracking”, ¿compromiso ético y profesional para la valuación en México?, Federación de Colegios de Valuadores, A.C. *LIII Congreso Nacional de Valuación, Tampico Tamp.*
- NIOSH, T. (2018). Center for Disease Control and Prevention. Recuperado el 08/08/2020. <https://www2a.cdc.gov>
- No es ‘shale’, es innovación (Opinión). (2017). *Revista Expansión*. Recuperado el 30/04/2020. <https://expansion.mx/opinion/2017/06/20/opinion-no-es-shale-es-innovacion>
- Ogneva, Y. and Huang, L. (2015). Spatial distribution of unconventional gas wells and human populations in the Marcellus Shale in the United States: Vulnerability analysis. *Applied Geography*, 60, pp. 165-174.
- Oil & Gas Journal. (2019). *Rystad: US shale production to reach 14.5 million b/d by 2030*. OGJ editors, Sep 12th.
- Overbay, M. (2015). *Unconventional oil and gas environmental overview of water issues*. USA: EPA.
- Pemex. (2019). *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos 2019-2023*. México.
- Pemex. (2020). *Petróleos Mexicanos Form 20-F*. Recuperado el 30/10/2020. https://www.pemex.com/ri/reguladores/ReportesAnuales_SEC/20-F%20As%20Filed.pdf
- ¿Por qué se hace fracking en México si el gobierno rechaza su uso? (2019). *Revista Expansión*. Recuperado el 22/10/2020. <https://expansion.mx/empresas/2019/09/10/por-que-se-hace-fracking-en-mexico-si-el-gobierno-rechaza-su-uso>
- Ruud, W. (2013). Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. *Applied Energy*, 106, pp. 100–115.
- Ruud, W. et al. (2017). Eagle Ford Shale play economics: U.S. versus Mexico, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, pp. 345-372.
- Sciencedaily. (2019). *Studies link earthquakes to fracking in the Central and Eastern US*. Recuperado el 13/09/2020. <https://www.sciencedaily.com/releases/2019/04/190426110601.htm>
- SENER. (2017a). *Mexico energy reform update & next steps in unconventional*. Secretaría de Energía, México.
- SENER. (2017b). *Fractura hidráulica: Actualidad de la explotación de hidrocarburos en México*. Recuperado el 25/10/2019. http://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio_climatico/reu/docs/presentacion_231017-7.pdf.
- SENER. (2018). *Prospectiva de gas L.P. 2018-2032*. Secretaría de Energía, México.

SENER. (2019). *Estatus de la infraestructura de gas natural*. Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, Cd México.

SENER. (2020a). *Sistema de información energética*. Recuperado el 20/11/2020. <https://sie.energia.gob.mx/>.

SENER. (2020b). *Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2020-2024*. Cd México.

Seth, B.C. et al. (2014). Environmental public health dimensions of shale and tight gas development. *Environmental Health Perspectives*, 122(8), pp. 787-795.

Tenenbaum, D. (2014). Drilling in the dark: Biological impacts of fracking still largely unknown. *News*. University of Wisconsin- Madison. Recuperado el 15/07/2020. <http://news.wisc.edu/drilling-in-the-dark-biological-impacts-of-fracking-still-largely-unknown/>.

Tunstall, T. (2015). Economics of unconventional shale gas development, *Natural Resource Management and Policy*, 45, DOI 10.1007/978-3-319-11499-6_6.

Umeozor, E. and S., Jordaan. (2016). On Methane Emissions from Shale Gas Development. *Energy*, 152(1 June 2018), pp. 594-600.

Wall Street Journal. (2019). *Oil and gas bankruptcies grow as investors lose appetite for shale*. Recuperado el 30/04/2020. <https://www.wsj.com/articles/oil-and-gas-bankruptcies-grow-as-investors-lose-appetite-for-shale-11567157401?mod=searchresults&page=1&pos=12>.

Warpinski, N. and et al. (2009). Stimulating unconventional reservoirs: Maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(10).