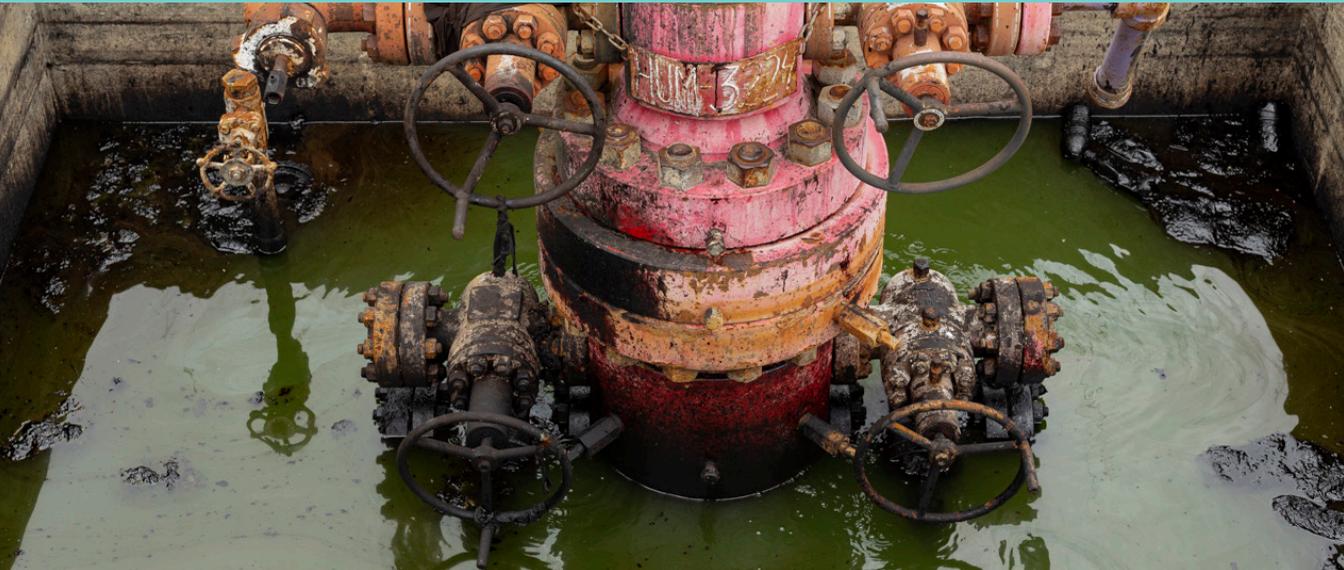


**José Rafael Flores Hernández**  
**Manuel Llano Vázquez Prada**



# Estimación del consumo requerido de agua para la explotación de recursos petroleros no convencionales mediante fracturación hidráulica en México



# Estimación del consumo requerido de agua para la explotación de recursos petroleros no convencionales mediante fracturación hidráulica en México



**GOBIERNO DE  
MÉXICO**



**CONAHCYT**  
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES  
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

**José Rafael Flores Hernández**  
**Manuel Llano Vázquez Prada**

**Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt)**  
**Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace-ECC)**  
**Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas)**



**CONAHCYT**  
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES  
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS



**PRONACES**  
**ENERGÍA Y**  
**CAMBIO CLIMÁTICO**



**CartoCrítica A.C.**



**CartoCrítica**  
INVESTIGACIÓN, MAPAS Y DATOS  
PARA LA SOCIEDAD CIVIL

## Revisión

Luca Ferrari

## Corrección de estilo

Andrea González Márquez

Julio Montoya

## Diseño editorial

Arlen Hernández • tallerhojarasca.com  
contacto@tallerhojarasca.com



## Fotografías

Alianza Mexicana contra el Fracking

(portada, pp. 59, 70, 79)

Bradley Gordon (p. 71)

Bruce Gordon (p. 67)

Dani Bradford (p. 6)

David Seibold (p. 10)

Diego Delso (p. 3)

Earl McGehee (p. 7)

Integrated Water Resource and Wastewater  
Management in Atlantic and Indian Ocean  
Small Island Developing States (p. 8)

James Buck (p. 11)

Jan Helebrant (p. 43)

Jerry Chidi (p. 20)

Joshua Doubek (pp. 21, 32, 68)

Milos Bicanski (pp. 5, 58)

Sarah Craig (p. 42)

U.K. Department of Energy  
and Climate Change (p. 72)

Citar como: Flores Hernández, J.R., y Llano Vázquez Prada, M. (2024). *Estimación del consumo requerido de agua para la explotación de recursos petroleros no convencionales mediante fracturación hidráulica en México*. México: CartoCrítica A.C.; Plataforma Nacional Energía Ambiente y Sociedad (Planeas); Pronace ECC-Conahcyt.

*El Conahcyt, con el fin de ampliar el acceso a los resultados y productos de los proyectos apoyados, difunde este documento sin que ello represente una postura institucional.*

ISBN en trámite.

Agosto de 2024.

### Nomenclatura

<i>MMlt</i>	(10 <sup>6</sup> ) Millones de litros
<i>MMM<sup>3</sup></i>	(10 <sup>6</sup> ) Millones de metros cúbicos
<i>MMbl</i>	(10 <sup>6</sup> ) Millones de barriles
<i>MMMpc</i>	(10 <sup>9</sup> ) Mil millones de pies cúbicos
<i>MMMbpce</i>	(10 <sup>9</sup> ) Mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente



# Contenido

*Resumen ejecutivo* | **8**

Introducción | **10**

Antecedentes | **16**

Objetivos y motivación del trabajo | **18**

Organización del trabajo | **19**

Fuentes de información y preparación de datos | **20**

Primera parte: determinación de los requerimientos de agua | **22**

Recursos prospectivos no convencionales  
y niveles de recuperación | **22**

Productividad por pozo | **26**

Intensidad en el uso de agua | **27**

Segunda parte: evaluación de los impactos hídricos | **28**

Identificación espacial de los recursos no convencionales  
dentro de cada provincia petrolera | **28**

Disponibilidad hídrica en las regiones con potencial  
para extracción de recursos no convencionales | **30**

Metodología | **31**

Primera parte: determinación de los requerimientos de agua | **33**

Determinación del número de pozos y volumen  
requerido de agua | **33**

Diferencias metodológicas con trabajos previos | **34**

El impacto de la reutilización del agua | **36**



## Segunda parte: evaluación de los impactos hídricos | **37**

Distribución espacial de los requerimientos de agua para la extracción de recursos no convencionales dentro de cada provincia petrolera | **37**

Evaluación de disponibilidad hídrica y clasificación de riesgo en las regiones con potencial para extracción de recursos no convencionales | **38**

Integración del riesgo por cuenca y acuífero | **40**

## Resultados | **42**

### Primera parte: requerimientos de agua por provincia petrolera | **44**

Burgos | **44**

Sabinas-Burro-Picacho | **46**

Tampico-Misantla | **48**

Veracruz | **50**

### Segunda parte: riesgo hídrico por explotación con fracturación hidráulica | **51**

Riesgos hídricos por cuenca y acuífero | **51**

Riesgo integrado | **54**



Discusión | **58**

Volúmenes requeridos de agua en perspectiva | **59**

Volúmenes de hidrocarburos recuperados en perspectiva | **62**

Los efectos sobre el consumo de la productividad e intensidad  
de consumo de agua de los pozos | **64**

Los otros impactos asociados al fracking y el contexto actual | **65**

Conclusiones | **67**

*Listado de figuras* | **70**

*Listado de tablas* | **71**

*Referencias* | **72**



## Resumen ejecutivo

México tiene una alta dependencia de las importaciones de gas y productos refinados de Estados Unidos, la cual corresponde al 70% del consumo nacional de gas, el 55% de diésel y el 70% de gasolina. Debido a que los campos convencionales están en declive desde la primera década del siglo, se ha mencionado la posibilidad de explotar los recursos no convencionales —gas y petróleo de lutitas— con el objetivo de aumentar la oferta interna de gas seco y petróleo para lograr con ello una mayor soberanía energética. Si bien es cierto que la explotación de estos recursos puede tener este beneficio, también tiene altos impactos y costos ambientales, entre los cuales uno de los principales es el consumo de agua asociado al uso de la técnica de *fracking* o fracturación hidráulica que se emplea para explotar este tipo de recursos.

Frente a esta situación, se realizó una estimación del volumen requerido de agua para explotar el equivalente a una fracción de los volúmenes prospectivos de gas y petróleo no convencionales del país, asumiendo los niveles de productividad e intensidad de uso del agua por pozo característicos de otras cuencas petroleras alrededor del mundo. Los resultados obtenidos indican que, para la recuperación de un volumen equivalente al 1% del total prospectivo, se podrían requerir entre 749 y 1,455 pozos, con una demanda de agua que varía entre 5,466 y 47,097 MMlt (5.466 y 47.097 MMm<sup>3</sup>). Si la extracción fuera del 10% del total prospectivo, se requerirían entre 7,492 y 14,549 pozos, con una demanda de entre 54,656 y 470,973 MMlt de agua (54.656 y 470.973 MMm<sup>3</sup>).

Al cruzar la disponibilidad de agua que presentan las áreas con mayor potencial para la extracción de petróleo y gas no convencional con los requerimientos de agua por fracking según su ubicación geográfica, estimamos el riesgo de déficit hídrico que implicaría la extracción de estos recursos. Si bien en el sur del país el riesgo hídrico es bajo, en las regiones del norte existen niveles de riesgo crítico, ya que no disponen de agua o la demanda por fracking superaría los niveles disponibles, lo cual hace inviable la explotación de los recursos no convencionales. Aunado a los altos costos económicos y el riesgo de contaminación de agua, aire y suelos que presenta la técnica del fracking, concluimos que la explotación de petróleo y gas no convencionales sería una apuesta equivocada para disminuir la dependencia energética.

# Introducción





## Introducción

México es un país con una matriz energética altamente dependiente de los combustibles fósiles. En términos primarios, durante 2023 el petróleo, el gas y el carbón tuvieron una participación relativa equivalente al 90% del consumo total: el petróleo con el 47%, el gas con el 40% y el carbón con el 3% (Energy Institute, 2024). Mientras que el uso del petróleo —en específico de sus derivados— está concentrado casi en su totalidad dentro del sector transporte, el del gas se encuentra más diversificado y contribuye de manera dominante en el consumo final de energía de los distintos sectores económicos, tanto de manera directa como indirecta a través de su uso para generar electricidad. Los derivados del petróleo —gasolinas, diésel, querosenos y gas licuado— representan el 53% del consumo final, la electricidad el 23% y el gas el 11%. Sin embargo, se debe tener en cuenta que alrededor del 60% de la energía eléctrica que se consume en el país se genera con gas seco.<sup>1</sup>

En un claro contraste con la importancia que tienen el gas y los derivados del petróleo para satisfacer las necesidades energéticas del país, la producción nacional de dichos recursos es notablemente deficitaria. En el caso del gas, su producción alcanzó un pico máximo de extracción a finales de 2009. Desde entonces, la caída de su disponibilidad interna junto con el aumento de la demanda han dado lugar a un constante incremento de las importaciones de este recurso. Después de 2015, el volumen de las importaciones de gas equivalió a más del 50% de la demanda interna y desde 2019 representa, en

<sup>1</sup> Porcentajes derivados de la información disponible en el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía (Sener, s.f.).

promedio, más del 70 %. Visto de otra manera, lo anterior quiere decir que la producción nacional de gas sólo contribuye en la actualidad con poco menos de una tercera parte de la demanda (Ferrari *et al.*, 2024).

En lo que respecta al petróleo, la producción nacional alcanzó su cénit en 2004 y desde entonces no se ha podido revertir la tendencia descendente. La combinación de distintos factores — como la caída de la producción interna de crudo, en particular la de crudos ligeros, la alta dependencia de las finanzas públicas de las divisas generadas por la exportación del petróleo, los bajos niveles de inversión en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), así como la reestructuración de la demanda interna de combustibles con preferencia por gasolinas, diésel y reducciones de combustóleo, entre otros— dio lugar a que se prefiriera exportar crudo, disminuir los volúmenes procesados en el SNR y satisfacer la demanda nacional con importaciones de combustibles (Morales, 2019; Ferrari y Hernández, 2023; Ferrari *et al.*, 2024). Dicha dinámica ha llegado a tal grado que, en la actualidad, las importaciones de gasolinas y diésel constituyen en promedio cerca del 70 y 64 % de la demanda interna, respectivamente.

La alta dependencia interna de las importaciones de energía fósil, el gran potencial que se ha estimado sobre la existencia de recursos no convencionales en el país —gas de lutita o *shale gas* y petróleo de esquisto o *shale oil*— (EIA, 2013; CNH, 2022), así como la cercanía a Estados Unidos (EE. UU.) y las regiones donde nació la llamada “revolución del *shale*” han despertado el interés por explotar estos recursos con el objetivo de aumentar la oferta interna de gas seco y petróleo para replicar el fenómeno que se experimentó en el país vecino del norte (Morales, 2014; Weijermars *et al.*, 2017; Villalobos-Hiriart *et al.*, 2020; CNH, 2022). Aunque desde 2018 el presidente Andrés Manuel López Obrador (AMLO) comunicó que durante su gestión no se iba a realizar la explotación de recursos petroleros mediante fracturación hidráulica,<sup>2</sup> Petróleos Mexicanos (Pemex) ha seguido utilizando esta técnica en algunos campos y ha seguido recibiendo presupuesto para ello (Olivera, 2023). En febrero de 2024, AMLO envió una propuesta para reformar la Constitución del país, la cual incluía la

---

<sup>2</sup> La fracturación hidráulica o *fracking* consiste en la inyección de volúmenes de agua a grandes presiones dentro de los pozos para fracturar las rocas impermeables que contienen gas o petróleo con el objetivo de crear condiciones de comunicación hidráulica, que naturalmente no existe en la roca contenedora. Además de agua, se inyectan diversos compuestos químicos tóxicos y granos de arena que fungen como apuntalantes para mantener abiertas las fracturas. Con lo anterior se logra que una parte de los fluidos atrapados en las rocas pueda moverse hacia el pozo, lo cual hace posible su aprovechamiento.

prohibición del fracking, además de establecer la preferencia del consumo personal y doméstico de agua por encima de cualquier otro uso y prohibir el otorgamiento de concesiones de agua en aquellas zonas con escasez (García, 2024). Por su lado, Claudia Sheinbaum Pardo, la presidenta electa para el periodo 2024-2030, también ha expresado su intención de prohibir el empleo de la fracturación hidráulica en el país (Ramírez, 2024).

Si bien es verdad que los hidrocarburos han traído beneficios al país, también es cierto que tienen un alto impacto ambiental. Esto último ocurre de forma notable cuando la explotación se lleva a cabo mediante fracking, ya que dicha técnica produce deforestación, pérdida de hábitats naturales, derrames de fluidos tóxicos, contaminación de suelos, incremento de los impactos del cambio climático por cambio de uso de suelo y emisión directa e indirecta de gases de efecto invernadero (GEI), disminución en la disponibilidad de agua, contaminación de la misma, impactos por contaminación visual y auditiva, producción de grandes cantidades de desechos líquidos y sólidos, inducción de sismicidad, así como afectaciones a la infraestructura vial por los requerimientos de transporte de materiales y agua, entre otros (Mehany y Guggemos, 2015; Castro *et al.*, 2018; Villalobos-Hiriart *et al.*, 2020; Zhang *et al.*, 2021). La gran mayoría de estos impactos suele recaer sobre las comunidades que se encuentran cerca de los sitios de explotación y que no necesariamente reciben una compensación por ello (Castro *et al.*, 2018).

Una de las principales preocupaciones en torno a los impactos asociados a la explotación de hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de fracturación hidráulica es el consumo de agua. Éste puede oscilar entre los 4,000 y 40,000 m<sup>3</sup> (véase el apartado “Intensidad en el uso de agua” en la sección “Fuentes de información y preparación de datos”), aunque en la actualidad, al menos en EE. UU., la gran mayoría de los pozos requiere más de 60,000 m<sup>3</sup> de agua y existen pozos que pueden tener un consumo de hasta 150,000 m<sup>3</sup> (Tabuchi y Migliozi, 2023).

A pesar de que estas cifras pueden parecer alarmantes, por lo general se argumenta que el consumo de agua asociado a la explotación de petróleo y gas mediante fracking es despreciable, ya que sólo representa una pequeña fracción del consumo de agua que ocurre a nivel nacional, estatal o comparado con el de otras actividades económicas como el riego para la agricultura. Sin embargo, a escala local el consumo de agua para la explotación de recursos

petroleros no convencionales tiene efectos de gran magnitud y puede llegar a provocar conflictos por su disponibilidad y uso (Nicot *et al.*, 2012; Scanlon *et al.*, 2014; Rosa *et al.*, 2018; Du *et al.*, 2021; Du *et al.*, 2022).

Lo anterior es especialmente cierto para regiones áridas, donde se encuentra una buena parte de los recursos no convencionales alrededor del mundo (Rosa *et al.*, 2018). En dichas regiones, la ocurrencia de sequías —que reducen la cantidad de agua disponible— puede potenciar el estrés hídrico provocado por el fracking, ya que las actividades extractivas de recursos no convencionales no son influenciadas por la variabilidad hidroclimática sino que son dictadas por motivos económicos. En otras palabras, las empresas petroleras pueden pagar precios más altos por el agua que consumen, si ello les resulta rentable, creando competencia o incluso excluyendo a otros sectores, como el agrícola, cuya ganancia económica está muy por debajo de la que se percibe en la extracción de petróleo y gas (Du *et al.*, 2021 y Du *et al.*, 2022).

Se han propuesto distintas alternativas que podrían ayudar a reducir el consumo de agua provocado por la fracturación hidráulica (Scanlon *et al.*, 2014; Castro *et al.*, 2018; Villalobos-Hiriart *et al.*, 2020; Du *et al.*, 2021 y Du *et al.*, 2022). Éstas se resumen en reducir la demanda de agua, por ejemplo, a través de la adopción de tecnologías de fracturación con menor intensidad de consumo o mediante el reciclaje y reúso del líquido que se inyecta, recircula y produce junto con los hidrocarburos. Por otro lado, existe la opción de aumentar la oferta del suministro al emplear aguas salobres o residuales.

Aunque factibles, todas estas opciones tienen limitaciones materiales, técnicas y económicas. Por ejemplo, aunque el reúso del agua producida se percibe como la mejor de las opciones, en algunas situaciones la cantidad de agua de retorno representa una fracción menor del total requerido y sería insuficiente para generar una reducción significativa de la demanda (Scanlon *et al.*, 2014; Du *et al.*, 2021; Du *et al.*, 2022). Además, reutilizar el agua requiere un tratamiento previo para alcanzar niveles de calidad que permitan su uso. De la misma forma, las aguas salobres y residuales requieren tratamientos de desalinización y eliminación de otros compuestos para hacer factible su empleo.

Tratar el agua tiene altos costos tanto económicos como energéticos, y las tecnologías de desalinización se encuentran en etapa de desarrollo (Castro *et al.*, 2018; Villalobos-Hiriart *et al.*, 2020). En última instancia, las motivaciones y oportunidades económicas son las que definen qué fuentes utilizar y qué hacer con el líquido que se produce. En la actualidad, al menos en EE. UU.,

la gran mayoría del agua resultante se reinyecta al subsuelo en pozos letrina o pozos de desecho, por ser la opción más económica (Castro *et al.*, 2018; Villalobos-Hiriart *et al.*, 2020).

Además del costo económico que conlleva el reciclaje de agua, uno de los principales impedimentos para su aplicabilidad es la cantidad de energía que requiere, la cual se suma a los demás costos y disminuye la energía neta (Flores y Ferrari, 2024). Para obtener energía hay que invertir energía. La diferencia que existe entre la energía invertida y la obtenida en todas las etapas del proceso de obtención es lo que se conoce como energía neta o superávit energético (Odum, 1973; Cottrell, 2009; Hall 2017). La energía neta que se obtiene de un recurso energético representa el verdadero valor de dicho recurso, ya que es sólo esta energía la que las sociedades humanas pueden utilizar para producir alimentos, bienes y servicios, para el transporte, actividades recreativas, construcción de infraestructura, servicios de salud, etc. Si un proceso de obtención de energía requiere invertir más y más energía a lo largo del tiempo, entonces cada vez se dispone de menos energía neta para llevar a cabo todas estas actividades. Por este motivo, los costos energéticos asociados al uso del agua para las actividades de extracción de petróleo y gas pueden disminuir la energía disponible para otros usos.

Con base en lo anterior, los impactos asociados a la explotación de recursos no convencionales son múltiples y pueden ocurrir a diferentes escalas. Para entender a profundidad las implicaciones de los mismos y sus interacciones con otros elementos presentes en el entorno económico, ambiental y social, se requeriría de un estudio exhaustivo y multidisciplinar. En el presente trabajo nos acotamos a explorar el consumo potencial de agua que podría provocar el aprovechamiento de este tipo de hidrocarburos en México, lo cual constituye una de las mayores preocupaciones alrededor del tema. El ejercicio que aquí se realiza no pretende ser un cálculo definitivo debido a que son múltiples las variables involucradas y se requerirían datos empíricos una vez que haya comenzado su explotación. Sin embargo, presentamos una aproximación general al problema, con resultados que pueden servir al debate público y a la toma de decisiones sobre la explotación de estos recursos petroleros.

## Antecedentes

Distintos trabajos ofrecen estimaciones referentes al consumo requerido de agua para explotar petróleo y gas no convencional en el territorio mexicano.

En primer lugar podemos mencionar el proyecto presentado en 2017 ante el Senado de México por el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA) y el Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos Sobre Energía y Medio Ambiente, respaldados en aquel entonces por la Secretaría de Energía (Sener) y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat). Dicho proyecto señala que el impacto de mil pozos para fracturación hidráulica sólo sería marginal sobre la disponibilidad de agua (Gutiérrez-Ojeda, 2017).<sup>3</sup> Además, menciona que en Chihuahua las actividades de fracking generarían una demanda menor al 1% de los 3,222.9 MMm<sup>3</sup> de agua que se extraen en ese estado, lo que resulta menor a 32.2 MMm<sup>3</sup>. Para Coahuila, el volumen sería de alrededor de 37.3 MMm<sup>3</sup> o menor al 2% de los 1,867.4 MMm<sup>3</sup> que se extraen en la entidad. Para entidades como Nuevo León, los requerimientos serían equivalentes al 4% de los 657.7 MMm<sup>3</sup>, es decir, 26.3 MMm<sup>3</sup>. Y en Tamaulipas, la demanda por fracking sería menor al 2% de los 262.5 MMm<sup>3</sup> de agua que se extraen en la entidad: 5.25 MMm<sup>3</sup>.

Por otro lado, Galdeano y colaboradores (2017) calculan la cantidad de agua disponible dentro de las cuencas hidrológicas que contienen las áreas prospectivas en las que se ubican los recursos de hidrocarburos no convencionales en México. A partir de esta información, los autores establecen la cantidad total de hidrocarburos que puede ser explotada para distintos escenarios de disponibilidad e intensidad en el uso de agua, mediante indicadores representativos para la explotación de gas y petróleo no convencional en EE. UU. sobre la intensidad de consumo de agua por hidrocarburo producido.

El trabajo de estos autores (Galdeano *et al.*, 2017) no responde —al menos no de forma directa— a la pregunta sobre cuánta agua puede llegar a ser empleada para la explotación de petróleo y gas no convencional en el país. En cambio, determina cuál es volumen que se puede obtener dadas las condiciones

---

<sup>3</sup> El trabajo de Gutiérrez-Ojeda (2017) considera un factor de consumo de agua de 20,000 m<sup>3</sup> por pozo; sin embargo, no es claro cómo distribuye —si es que lo hace— el consumo de dichos pozos en las entidades citadas para llegar a los porcentajes reportados. Por lo anterior, aquí se reportan el volumen total de agua que se extrae en cada estado y a qué porcentaje de éste equivaldría la demanda por fracking respetando los datos originales de Gutiérrez-Ojeda.

de disponibilidad de agua, lo cual toma en consideración las fuentes de suministro y de uso por otros actores dentro de las regiones contenedoras del hidrocarburo. En este sentido, dicho trabajo es indicativo de los volúmenes máximos esperados de hidrocarburo que se pueden extraer dadas las condiciones hidrológicas del territorio.

De acuerdo con los resultados reportados por Galdeano y colaboradores (2017), en el escenario más conservador —el que causa el menor estrés sobre la disponibilidad de agua— se podrían recuperar un total de 2,955 MMMpc de gas y 705 MMb de petróleo. En el escenario más extremo —en el que toda el agua disponible se dedica a la explotación de recursos no convencionales, de modo que no se podrían admitir nuevos usuarios de agua ni aumentar la demanda de los usos existentes—, dichos volúmenes ascienden a 62,460 MMMpc y 7,366 MMb, respectivamente.<sup>4</sup> Si se utilizan los valores sobre intensidad media de consumo de agua reportados en el mismo trabajo, se obtiene un consumo total de agua de 185 MMm<sup>3</sup> para el escenario mínimo y 2,564 MMm<sup>3</sup> para el máximo.

Otro ejemplo de los ejercicios que se han hecho para estimar los volúmenes requeridos de agua en la explotación de petróleo y gas no convencional en México es el de Arciniega y colaboradores (2018). Los autores usan datos empíricos sobre densidad de pozos por km<sup>2</sup> en la formación Eagle Ford de Texas, EE. UU. Al cruzar esta información con la correspondiente al área total de los bloques no convencionales licitados durante la Ronda 3.3 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en México —que abarca la cuenca Sabinas y parte de la de Burgos—, se calcula el promedio de pozos que se requerirían para cubrir la zona dado un determinado nivel de densidad. Después, al combinar el número requerido de pozos con un valor de intensidad de uso de agua por pozo —también correspondiente a los observados en Eagle Ford— se estiman los volúmenes que se necesitan de agua.

De acuerdo con Arciniega y colaboradores (2018), la explotación de los recursos no convencionales ubicados en la región de estudio requeriría 1,097 pozos y un volumen de 40,500 MMlt o 40.5 MMm<sup>3</sup> de agua en el escenario mínimo; en el máximo, serían necesarios 6,580 pozos y 242,800 MMlt o 242.8 MMm<sup>3</sup> de agua. Tras comparar estos volúmenes con los niveles de agua disponibles

---

<sup>4</sup> En el trabajo de Galdeano y colaboradores (2017) los datos relativos a los volúmenes de hidrocarburos recuperados se reportan en quads —unidad de energía correspondiente a 10<sup>15</sup> unidades térmicas británicas (BTU, por sus siglas en inglés). Para obtener los equivalentes volumétricos se considera que 1 m<sup>3</sup> de gas contiene 39.083 GJ y que un barril de petróleo equivale a 6.11 GJ.

dentro de la región que contiene los recursos no convencionales, Arciniega y colaboradores (2018) determinan que en el escenario mínimo estos niveles de agua equivalen al 2.1% del volumen total concesionado (1,905.7 MMm<sup>3</sup> al año), al 6% del total superficial (668 MMm<sup>3</sup>) y al 3.3% del total concesionado de agua subterránea (1,237.8 MMm<sup>3</sup>), mientras que, en el caso máximo, estos valores ascienden al 12.7%, 36.3% y 19.6%, respectivamente.

## Objetivos y motivación del trabajo

Los requerimientos de agua asociados a la explotación de petróleo y gas no convencionales pueden llegar a ser de una magnitud importante cuando se les compara con la escala correcta, a nivel local, cerca y alrededor de las regiones en las que ocurre la extracción. Bajo esta lógica, los estudios descritos en la sección anterior son insuficientes.

Para contar con estimaciones realistas sobre los niveles potenciales de consumo de agua que podrían ocurrir en México con motivo de la explotación por fracking, es necesario colocar las mismas dentro de un marco de comparación adecuado. Esto implica considerar los niveles de disponibilidad que existen no en toda la región o estado que contiene a los hidrocarburos, sino en las áreas específicas donde se sitúan. En este sentido, el presente documento contribuye a enriquecer los datos y las herramientas disponibles para discutir sobre el impacto hídrico que puede significar para nuestro país el avanzar hacia la explotación de los recursos petroleros no convencionales.

En línea con lo anterior, este trabajo tiene tres objetivos principales: 1) documentar y explicar el uso de una metodología sencilla que permita estimar los volúmenes requeridos de agua para explotar recursos no convencionales y que pueda ser replicada —de manera rápida y a distintas escalas— para disponer de información sustentada que ayude a la toma de decisiones y a los debates alrededor del aprovechamiento de recursos no convencionales en nuestro país; 2) realizar una estimación del consumo de agua que se requeriría para explotar una fracción de los volúmenes prospectivos que existen en potencia en el país, así como ilustrar los efectos que se derivan de la productividad de los pozos, la intensidad en cuanto a consumo de agua por pozo y la escala de la explotación; y 3) conocer con mayor precisión la ubicación espacial en la que se pueden concentrar dichos consumos para identificar la posible existencia de riesgo de déficit hídrico por fracking.

## Organización del trabajo

Este documento se encuentra organizado de la siguiente manera. Primero se presenta la sección “Fuentes de información y preparación de datos”. Después, en la sección “Metodología”, se explican los procedimientos para estimar los volúmenes requeridos de agua para la fracturación hidráulica y, al mismo tiempo, se señalan las diferencias y complementariedades que existen en contraste con otras aproximaciones. Nuestro análisis emplea la metodología a nivel nacional y por provincia petrolera en México para ejemplificar su aplicabilidad y los resultados que se obtienen con ella. En esta misma sección, se documenta cómo se distribuyen los requerimientos calculados sobre las áreas de potencial explotación y se describen los criterios de evaluación de riesgo por déficit hídrico. Enseguida se encuentran las secciones “Resultados” y “Discusión”. El cuaderno temático cierra con la presentación de las conclusiones.

# Fuentes de información y preparación de datos





## Fuentes de información y preparación de datos

En esta sección se exponen las fuentes de información de las que se han obtenido los datos e información para las variables empleadas en el presente documento, así como las consideraciones que se han hecho dentro de los cálculos realizados.

Dicha exposición se divide en dos partes. En la primera se presenta lo referente al cálculo del volumen requerido de agua para extraer los recursos no convencionales presentes en el territorio mexicano de acuerdo con la metodología propuesta en el presente trabajo (véase la sección “Metodología”). Para ello, se utiliza la información sobre los volúmenes prospectivos de hidrocarburos existentes y se definen tanto los escenarios de recuperación como los niveles de productividad e intensidad del uso de agua por pozo dedicado a la extracción del recurso.

En la segunda parte se documentan las fuentes de información que permiten analizar el impacto que puede tener la demanda de agua debido a las actividades de fracking. Con este fin, se emplean datos que permiten ubicar con precisión las regiones donde pueden ocurrir las actividades de extracción dentro de cada provincia petrolera. Después, se usa la información sobre la disponibilidad de agua en cada región para medir el impacto hídrico de acuerdo con la metodología propuesta.

## Primera parte: determinación de los requerimientos de agua

### Recursos prospectivos no convencionales y niveles de recuperación

Los recursos prospectivos se definen como aquellos aún no descubiertos, pero que se infiere pueden existir dentro de una región geográfica determinada a través de experimentos indirectos como las pruebas sísmicas. Es importante no confundir los recursos prospectivos con las reservas petroleras, ya que estas últimas son volúmenes comprobados de petróleo y gas. Como ejemplo del gran nivel de incertidumbre que se tiene al trabajar con recursos prospectivos, basta observar que las estimaciones sobre el territorio mexicano de la CNH equivalen sólo al 25 % de los volúmenes reportados por la Agencia de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés) (Ferrari *et al.*, 2024).

En México se han identificado 5 provincias petroleras<sup>5</sup> con potencial de almacenamiento de recursos no convencionales<sup>6</sup> (CNH, 2022) (figura 1): 1) Sabinas, ubicada en el noreste del país —al centro de Coahuila y occidente de Nuevo León—, abarca yacimientos convencionales que producen gas seco y constituye la continuación de la formación Eagle Ford, cuya sección en EE. UU. es explotada desde hace más de 15 años para la extracción de petróleo y gas no convencionales; 2) Burro Picachos, al norte de Coahuila y Nuevo León, produce gas seco en yacimientos convencionales y también contiene parte de la formación Eagle Ford; 3) Burgos, ubicada entre Nuevo León y Tamaulipas, es la principal provincia productora de gas seco de México en yacimientos convencionales, aunque también produce gas húmedo y aceite, y se considera como la segunda provincia en nivel de importancia en cuanto a potencial no convencional en las formaciones Eagle Ford y Pimienta; 4) Tampico-Misantla, en la zona centro-oriental del país —abarca partes del sur de Tamaulipas y la zona centro de Veracruz, así como de San Luis Potosí,

<sup>5</sup> Una provincia petrolera es un área superficial de gran extensión —con escalas de centenares a millones de kilómetros cuadrados— que muestra condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos debido a su litología —características de las rocas—, estructuras geológicas e historia geológico-evolutiva (CNH, 2022).

<sup>6</sup> Aunque existen otras provincias petroleras con el potencial de albergar recursos no convencionales, la certidumbre que se tiene sobre las mismas es menor.

Hidalgo y Puebla— contiene yacimientos convencionales que producen principalmente petróleo y en cuanto a yacimientos no convencionales es la de mayor potencial; y 5) Veracruz, en el estado de Veracruz con una pequeña porción del norte de Oaxaca, produce sobre todo gas seco en yacimientos convencionales, pero dispone también de potencial de almacenamiento de recursos no convencionales.



**FIGURA 1. Provincias petroleras en México con el potencial de albergar recursos no convencionales de petróleo y gas.** Fuente: elaboración propia a partir de mapas de la CNH (2022).

**TABLA 1. Recursos prospectivos no convencionales de petróleo y gas en lutitas de México**

Provincia petrolera	Petróleo (MMbl)	Gas húmedo (MMMpc)	Gas seco (MMMpc)	Hidrocarburos totales (MMMbpce)
<b>Burgos</b>	-	9,500	44,300	10.8
<b>Sabinas-Burro-Picachos</b>	600	6,600	60,400	14
<b>Tampico-Misantla</b>	34,800	20,700	-	38.9
<b>Veracruz</b>	600	-	-	0.6

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNH (2021).

La información sobre volúmenes prospectivos de recursos no convencionales empleados en este estudio (tabla 1) proviene de la CNH (2021). Los datos se presentan tanto a nivel nacional como desagregados por provincia petrolera.

Como se puede apreciar en la tabla 1, existen casos de provincias petroleras, como Tampico-Misantla, en las que además de existir una acumulación importante de aceite también hay cantidades considerables de gas. Como consecuencia de la metodología empleada en este trabajo (véase la sección “Metodología”) —que requiere especificar si se trata de un pozo de petróleo o de gas—, dicha situación obliga a suponer que los pozos que se perforan se hacen con el objetivo de explotar uno u otro recurso. En otras palabras, dentro de nuestros escenarios de recuperación se parte del supuesto de que los volúmenes recuperados son específicamente gas o petróleo. Otra razón para adoptar esta aproximación es el hecho de que, siguiendo con el ejemplo de Tampico-Misantla, gran parte del gas contenido en dicha provincia será producido junto con el petróleo; esto significa que no se construirán pozos específicos para gas, sino que se explotará petróleo y se obtendrá gas como coproducto. En este caso, si se quisiera trabajar con los volúmenes prospectivos de gas y petróleo por separado, es muy probable que se caería en una doble contabilidad —un pozo para gas y otro para petróleo—, lo que daría la falsa impresión de que se requiere una mayor cantidad de pozos para explotar el recurso.

Teniendo presente lo anterior, en este estudio se trabaja bajo la suposición de que para las provincias petroleras de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos el hidrocarburo que se explota es el gas por ser el principal dentro de dichas áreas, de modo que lo que los pozos a perforar deben cumplir con las características de pozos de gas. Para el caso de Tampico-Misantla y Veracruz, el hidrocarburo a explotar es el aceite —al ser el principal en la región— y se parte de la premisa de que los pozos a perforar tienen como propósito la explotación de petróleo.

Antes de describir los escenarios sobre niveles de recuperación con los que se trabaja en el presente documento, se debe tener presente que en todos los yacimientos petroleros —convencionales y no convencionales— sólo es posible recuperar una fracción de todos los hidrocarburos presentes en la roca. A la relación que existe entre los hidrocarburos en sitio y los que se extraen se le conoce como factor de recuperación, el cual depende de variables geológicas, físicas, energéticas y económicas. Por lo general, los factores de recuperación son mayores para el gas que para el petróleo; en los casos convencionales se tienen rangos que oscilan entre el 50 y 80 % para el gas y entre el 30 y 35 % para el petróleo (Shepherd, 2009). Para recursos no convencionales los factores de recuperación son de menor magnitud: para el gas se tienen rangos de entre el 20 y 30 %, con mínimos que alcanzan el 15 %, mientras que para el petróleo, van del 3 al 7 %, aunque se pueden alcanzar valores del 10 % (EIA, 2015; NETL, 2019; Zitha *et al.*, 2022). Dados estos bajos niveles de recuperación, de comprobarse la existencia de los volúmenes que se estiman pueden existir en México, sólo sería posible extraer una pequeña fracción de los mismos (Ferrari *et al.*, 2024).

Por lo anterior, en este trabajo desarrollamos escenarios de recuperación a tres niveles: en el primero se recupera el 1 % del total prospectivo, en el segundo el 5 % y en el tercero el 10 %. Estos valores de recuperación son homogéneos para cada una de las provincias y se aplican sobre el volumen total de gas o petróleo que contiene cada una según los criterios descritos arriba. Los niveles de recuperación se seleccionaron de manera arbitraria y no corresponden a ningún escenario real, con el objetivo de observar los efectos que tiene sobre los resultados el aumentar o disminuir la cantidad total de hidrocarburo explotado. En dichos escenarios se asumen la efectiva comprobación de un volumen y su producción total. La tabla 2 resume los datos sobre los volúmenes recuperables considerados en este trabajo.

**TABLA 2. Escenarios de recuperación**

Formación	Escenario 1: 1%	Escenario 2: 5%	Escenario 3: 10%
<b>Burgos (MMMpc)</b>	538	2,690	5,380
<b>Sabinas-Burro-Picachos (MMMpc)</b>	670	3,350	6,700
<b>Tampico-Misantla (MMbl)</b>	348	1,740	3,480
<b>Veracruz (MMbl)</b>	6	30	60

Fuente: elaboración propia.

## Productividad por pozo

La productividad por pozo se refiere al volumen total de hidrocarburo que un pozo recuperará a lo largo de su vida productiva. Aunque esto depende de una gran cantidad de variables, dentro de la literatura se han reportado distintos valores tanto para pozos de gas como de petróleo. Por ejemplo, para la formación Marcellus, en EE. UU., se estiman valores entre 1.158 y 7 MMMpc/pozo (Aucott y Melillo, 2013). Para los pozos perforados en la formación Haynesville, EE. UU., los cálculos oscilan entre 9.4 y 21.3 MMMpc/pozo (Berman, 2024). Por otro lado, para la explotación de gas shale en la formación de Sichuan, China, se estiman 4.23 MMMpc/pozo (Liu *et al.*, 2023) y para Vaca Muerta, en Argentina, se han obtenido valores entre 11 y 23 MMMpc/pozo (Bennis *et al.*, 2020). En relación a los pozos de petróleo de Eagle Ford, en EE. UU., las cifras se encuentran entre 0.153 y 0.290 MMb/pozo (Wachtmeister *et al.*; 2017). Otras estimaciones para este mismo campo apuntan a niveles de productividad entre 0.2 y 0.45 MMb/pozo (Male y Duncan, 2022). Para la extracción de petróleo en Permian Basin y Eagle Ford, se calculan valores medios de 0.175 y 0.191 MMb/pozo, los cuales pueden alcanzar hasta 1 MMb/pozo (Male, 2019).

Para nuestro caso de estudio, los niveles de productividad provienen del trabajo *Retos y oportunidades para la producción de petróleo y gas natural de yacimientos no convencionales en México* (CNH, 2022), donde se evalúa

el potencial económico de la explotación de estos recursos en el país. De acuerdo con dicho documento, las productividades esperadas consideran las características de las provincias petroleras (tabla 3). Como se puede apreciar, los valores se encuentran dentro de los rangos de productividad reportados en otros estudios para este tipo de recursos petroleros.

**TABLA 3. Escenarios de productividad por pozo**

Formación	Baja productividad	Media productividad	Alta productividad
<b>Gas (MMMpc/pozo)</b>	3.5	9.7	16.4
<b>Petróleo (MMbl/pozo)</b>	0.319	0.410	0.524

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNH (2022).

## Intensidad en el uso de agua

Al igual que con la productividad de los pozos, en la literatura especializada se ha publicado una gran cantidad de estimaciones y mediciones directas sobre el consumo requerido de agua para la explotación de recursos no convencionales (véanse por ejemplo: Yang *et al.*, 2015; Charry-Ocampo y Perez, 2017; Kondash *et al.*, 2018). Por lo general, los requerimientos de agua para pozos de petróleo son menores a los de gas (Freyman, 2014; Gallegos *et al.*, 2015; Kondash *et al.*, 2018), aunque con el paso del tiempo se ha observado un incremento continuo en ambos casos.

En el caso del gas, se han reportado valores desde 10,600 m<sup>3</sup>/pozo para la explotación en la formación Barnett en EE. UU. hasta 27,490 m<sup>3</sup>/pozo para la de Fuling en China (Yang *et al.*, 2015). Otras estimaciones apuntan a rangos entre 13,360 y 23,457 m<sup>3</sup>/pozo para Eagle Ford y entre 4,868 y 42,560 m<sup>3</sup>/pozo para Permian Basin (Kondash *et al.*, 2018).

Para pozos de aceite en EE. UU., durante el periodo 2011-2016, se han reportado los siguientes rangos (Kondash *et al.*, 2018): de 7,166 a 21,128 m<sup>3</sup>/pozo en Bakken; de 16,028 a 33,492 m<sup>3</sup>/pozo en Eagle Ford; de 8,997 a 22,296 m<sup>3</sup>/pozo en Niobrara; y de 4,897 a 42,560 m<sup>3</sup>/pozo en Permian.

Para nuestro estudio, decidimos utilizar los niveles de intensidad reportados en la tabla 4. Las cifras se establecieron con base en los rangos reportados en la literatura y de acuerdo con la observación de que, por lo general, los pozos de petróleo requieren un menor uso de agua. El valor medio se corresponde con el promedio aritmético del máximo y mínimo seleccionados.

**TABLA 4. Intensidades en el uso de agua por pozo**

	Baja intensidad	Media intensidad	Alta intensidad
<b>Gas (m<sup>3</sup>/pozo)</b>	10,000	25,000	40,000
<b>Petróleo (m<sup>3</sup>/pozo)</b>	7,000	18,500	30,000

Fuente: elaboración propia.

## Segunda parte: evaluación de los impactos hídricos

### Identificación espacial de los recursos no convencionales dentro de cada provincia petrolera

La información geográfica disponible en el acervo público de la CNH sobre los recursos prospectivos no convencionales se limita a las provincias petroleras sin mayor desagregación espacial. Este hecho limita la capacidad para estudiar y determinar los impactos que pueden estar asociados al consumo de agua que emerja como consecuencia de la extracción de petróleo y gas mediante fracking en dichas regiones, ya que, como se discute en la introducción del presente trabajo, es sólo a escalas locales donde se puede comparar y medir de manera justa el impacto hídrico de estas actividades. Ubicar dentro de cada provincia petrolera las regiones específicas donde podría ocurrir la demanda de agua para fracking es necesario para poder distribuir sobre las mismas los requerimientos de agua calculados para cada provincia,

A partir de la revisión del *Atlas geológico. Recursos no convencionales* de la CNH (2016), se pueden identificar las áreas dentro de cada provincia petrolera en las que potencialmente se encuentran los recursos prospectivos no

convencionales. En general, estas áreas coinciden con la ubicación de los bloques identificados como no convencionales en el *Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019. Evaluación 2019* de la Sener (2019), así como con las asignaciones de Pemex y contratos de exploración y producción que contemplan recursos no convencionales. Por lo tanto, para tener una mayor precisión cartográfica preliminar de la ubicación de los recursos no convencionales, se determinó considerar las regiones o bloques —sin licitar, asignaciones y contratos de no convencionales— como áreas potenciales con recursos prospectivos no convencionales, lo que reduce las provincias petroleras de la figura 1 a los polígonos presentados en la figura 2.



**FIGURA 2. Áreas potenciales con recursos prospectivos no convencionales dentro de las provincias petroleras en México.** Fuente: elaboración propia con base en mapas de la CNH (2016).

## Disponibilidad hídrica en las regiones con potencial para extracción de recursos no convencionales

Una vez que han sido ubicadas las regiones susceptibles a la extracción de hidrocarburos mediante fracking, es posible asociarlas con un nivel de déficit o disponibilidad de agua<sup>7</sup> presente tanto en los acuíferos como en las cuencas hidrológicas con las que coinciden en el espacio. Dicha información procede de los datos sobre disponibilidad media anual de publicación más reciente en el *Diario Oficial de la Federación* por parte de la Comisión Nacional del Agua (Conagua 2023a y 2023b). Con base en ella, se pueden determinar y clasificar los impactos potenciales que la extracción de recursos no convencionales puede tener sobre dicha disponibilidad de acuerdo con los criterios descritos en la siguiente sección.

---

<sup>7</sup> De acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-011-Conagua-2015, la metodología para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales se define como el volumen de agua superficial y subterránea que puede ser extraído de una cuenca o acuífero en promedio cada año, considerando un balance entre las entradas —como la precipitación, la infiltración y el aporte de ríos— y las salidas —como la evapotranspiración, el uso de agua y el flujo hacia otras cuencas o acuíferos.

# Metodología





## Metodología

La metodología seguida en este trabajo con el propósito de evaluar los requerimientos de agua para la extracción de recursos petroleros no convencionales se basa en aproximaciones comunes dentro de la literatura especializada (véanse por ejemplo: Galdeano *et al.*, 2017; Arciniega *et al.*, 2018; Rosa *et al.*, 2018; Rosa y D’Odorico, 2019; Butkovskiy *et al.*, 2019).

La diferencia respecto a estos otros trabajos se encuentra en cómo se define la cantidad de pozos a perforar. En los estudios mencionados se utilizan valores de densidad de pozo por nivel de área superficial comunes en la explotación de recursos no convencionales —los cuales toman como referencia los casos en EE. UU.—, y se combina esta información con la extensión areal de las zonas que contienen a los hidrocarburos por explotar. En contraste, en el presente trabajo se emplean valores de productividad por pozo y se combinan con escenarios de recuperación de hidrocarburos para calcular la cantidad requerida de pozos. Este procedimiento se ha utilizado en ejercicios de viabilidad económica sobre la explotación de recursos petroleros (véase por ejemplo: CNH, 2022). La ventaja de esta última aproximación es que, además de conocer los volúmenes requeridos de agua, se pueden obtener valores sobre el volumen de petróleo y gas que se extraen con los mismos.

Los primeros pasos de la metodología empleada en este trabajo se pueden resumir de la siguiente manera: 1) se parte del volumen de hidrocarburo a recuperar y se calcula el número requerido de pozos para ello según la productividad media; 2) con los valores de intensidad media sobre consumo de agua característicos de los pozos que explotan recursos no convencionales, se calculan los volúmenes de agua que se requerirían. En la primera parte de este capítulo se describen las expresiones matemáticas de estas operaciones.

En la segunda parte del capítulo se expone el procedimiento para distribuir los requerimientos de agua de la fracturación hidráulica —determinados según la metodología de la primera parte— entre las áreas potenciales a explotación dentro de cada provincia petrolera. Esto se hace de tal forma que sea posible contrastar estos requerimientos con la disponibilidad de agua que existe en las cuencas y acuíferos que coinciden con dichas áreas.

Después de hacer estas comparaciones, se determinan los niveles de riesgo por déficit hídrico correspondientes a la demanda de agua por fracking dentro de cada área con potencial para ser explotada. Primero, el riesgo se mide de manera individual al sólo considerar el agua disponible en la cuenca o en el acuífero de interés. Después, se realiza una integración de riesgos para generar una categorización global. A partir de lo anterior es posible ubicar las regiones donde la explotación de petróleo y gas no convencional pone en riesgo la disponibilidad de agua para otras actividades y aquellas en donde estas actividades resultan mínimamente invasivas.

## Primera parte: determinación de los requerimientos de agua

### Determinación del número de pozos y volumen requerido de agua

El número requerido de pozos,<sup>8</sup>  $N_p$ , se determina a partir del volumen de hidrocarburos estimado a recuperar,  $V_R$ , y de la productividad de los pozos que se construyen y emplean con este objetivo,  $\beta$  (ecuación 1). Con base en esta definición, es claro que, a mayor cantidad de hidrocarburos extraídos, mayor es la cantidad requerida de pozos. Por otro lado, la productividad media de los pozos actúa de forma inversa: a mayor productividad, menor es el número de pozos empleados.

$$N_p = V_R \cdot \beta^{-1} \quad \dots (1)$$

<sup>8</sup> Para este cálculo hemos utilizado un método de redondeo simple hacia el número entero más cercano. Por tal motivo, cuando el número requerido de pozos es menor a 0.5, el valor se redondea a cero y se asume que el pozo no se perfora.

Una vez determinado el número requerido de pozos, es posible calcular el volumen de agua,  $V_a$ , que se necesita emplear, para lo cual simplemente se utiliza la intensidad de consumo de agua por pozo,  $\alpha$ . El producto entre las variables mencionadas determina el volumen de agua (ecuación 2).

$$V_a = N_p \cdot \alpha \quad \dots (2)$$

Debido a que los datos sobre la productividad media por pozo y sobre las intensidades en cuanto a consumo de agua son conocidos con cierto grado de certeza —como resultado de la gran cantidad de datos empíricos disponibles—, en la ecuación anterior el volumen de hidrocarburos por recuperar es la variable que puede guardar mayor grado de incertidumbre. En este sentido vale la pena notar que este volumen se puede expresar como una fracción,  $\rho$ , del volumen prospectivo, esto es, que  $V_R = \rho \cdot V_p$ . Si se inserta esta última expresión en la ecuación 2, es posible expresar al volumen de agua necesario como una función directa de la fracción del recurso prospectivo que se espera obtener (ecuación 3), bajo el supuesto de que el resto de las variables adquieren valores apegados a los valores medios conocidos de manera empírica.

$$V_a = V_R \cdot \beta^{-1} \cdot \alpha = \rho \cdot V_p \cdot \beta^{-1} \cdot \alpha \quad \dots (3)$$

## Diferencias metodológicas con trabajos previos

Como se ha visto en la sección de antecedentes, tanto Galdeano y colaboradores (2017) como Arciniega y colaboradores (2018) han realizado una estimación sobre el volumen de agua necesario o disponible para poder explotar los recursos no convencionales en México. En esta sección se señalan las diferencias y similitudes metodológicas que existen entre aquellos trabajos y el presente.

Quizá las mayores diferencias se relacionan con el enfoque de Galdeano y colaboradores (2017). En dicho trabajo primero se determina la cantidad de agua disponible y que puede ser empleada para la explotación de recursos no convencionales teniendo en cuenta los otros usos que se hacen de la misma. A partir de esta información, se estima un volumen de hidrocarburo recuperable mediante una intensidad de consumo de agua por unidad —energética o volumétrica- de hidrocarburo producido,  $i$ . Esta intensidad por hidrocarburo

extraído puede ser definida o estimada como el cociente que resulta entre la intensidad de uso de agua por pozo y su productividad. Siguiendo la notación usada hasta ahora, lo anterior se define como:

$$i = \alpha \cdot \beta^{-1} \quad \dots (4)$$

Partiendo de un volumen de agua disponible,  $V_{a,d}$ , la cantidad total de hidrocarburos que se puede recuperar, sujeta a la cantidad de agua disponible, queda definida como:

$$V_{R,d} = V_{a,d} \cdot \beta \cdot \alpha^{-1} \quad \dots (5)$$

Como se puede apreciar, las variables involucradas son las mismas de nuestro trabajo, pero el abordaje es distinto, ya que en el caso de Galdeano y colaboradores (2017) la disponibilidad de agua limita la cantidad de hidrocarburo que se puede extraer, mientras que en la metodología empleada en el presente estudio es el volumen de hidrocarburo lo que determina las cantidades de agua por utilizar. En este sentido, ambos trabajos son complementarios, ya que este enfoque pone un límite para los supuestos de hidrocarburo a recuperar, es decir, cualquier volumen que se proponga siempre tiene que estar por debajo de este límite máximo  $V_R \leq V_{R,d}$ , sujeto a las disponibilidades de agua.

Como en nuestro estudio, el trabajo de Arciniega y colaboradores busca determinar el volumen de agua a partir de resolver la ecuación 2 (véase el apartado “Determinación del número de pozos y volumen requerido de agua” en esta misma sección). En ambos casos se utilizan datos empíricos sobre la intensidad en cuanto al consumo de agua y el número de pozos que se emplean en el proceso de extracción. Sin embargo, mientras en nuestro estudio se determina el número requerido de pozos a partir de un volumen por extraer y de la productividad media de los pozos, en el trabajo de Arciniega y colaboradores (2018) se hace a partir de una densidad media de pozos por km<sup>2</sup>,  $\phi$ , y del área superficial,  $A$ , donde se encuentran contenidos los hidrocarburos. Matemáticamente esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$N_p = \phi \cdot A \quad \dots (6)$$

Debido a la forma en que se obtiene el número de pozos a partir de la ecuación 6, no se hace ninguna referencia a la cantidad total de hidrocarburo que se podría estar explotando a partir de los mismos. Sin embargo, esta situación puede solucionarse de manera sencilla al utilizar datos empíricos sobre las productividades medias de los pozos típicos. Si se sigue la notación presentada, el volumen total a recuperar a partir de un determinado número de pozos se puede obtener mediante la ecuación 7, en la que es fácil apreciar que el volumen recuperado será directamente proporcional al área de contención, a la productividad de los pozos y a la densidad por superficie de los mismos.

$$V_R = N_p \cdot \beta = \phi \cdot A \cdot \beta \quad \dots (7)$$

A partir de esta comparación entre metodologías, parece claro que ambas son complementarias e incluso combinables, ya que permiten explorar aspectos no sólo en cuanto al uso de agua, sino también en torno al impacto sobre el uso superficial del territorio. En el presente trabajo nos limitamos a explorar los requerimientos de agua.

## El impacto de la reutilización del agua

Como se menciona en la introducción, la reutilización del agua que se produce y retorna durante los procesos de explotación de petróleo y gas no convencional ofrece una de las alternativas más atractivas para disminuir los impactos asociados al consumo de agua que genera la fracturación hidráulica. Sin embargo, existen distintas barreras materiales, técnicas y económicas que impiden que esto sea una realidad, ya que, por ejemplo, no se produce suficiente agua en relación a la que se consume o porque los costos económicos son demasiado elevados. Aunque en este trabajo no se consideran escenarios en los que ocurran procesos de reutilización, sí se documenta cómo debe ser modificada la ecuación 2 para tener en cuenta dichos factores.

Si denotamos al volumen medio de agua que se produce o retorna en cada pozo productor de petróleo y gas como,  $\pi$ , y a la fracción de volumen de agua que se recicla o reutiliza como,  $\omega$ , entonces el volumen de agua reutilizado,  $V_{a,R}$ , queda definido como:  $V_{a,R} = N_p \cdot \pi \cdot \omega$ ; donde  $N_p$  se refiere al número de pozos empleados, conforme a la notación antes utilizada. Al combinar esta última

expresión con la ecuación 2, podemos expresar el consumo o demanda neta de agua para las actividades de explotación de recursos no convencionales como:

$$V_{a,neto} = N_p \cdot [\alpha - \pi \cdot \omega] \quad \dots (8)$$

A partir de la ecuación 8 se deduce que, a mayor volumen de agua producida por pozo y a mayor reciclaje de la misma, menor será la demanda neta de agua. Es evidente que si no existe reciclaje,  $\omega = 0$ , la ecuación 8 se convierte en el caso base expresado por la ecuación 2.

## Segunda parte: evaluación de los impactos hídricos

### Distribución espacial de los requerimientos de agua para la extracción de recursos no convencionales dentro de cada provincia petrolera

Después de estimar los requerimientos de agua para la explotación de petróleo y gas no convencional para cada una de las provincias petroleras de acuerdo a lo descrito en las subsecciones anteriores, se procede a distribuir dicho volumen sobre las áreas potenciales o regiones de interés identificadas dentro de cada provincia (figura 2). En el presente trabajo dicha distribución se realiza de manera proporcional a la superficie de cada una de las áreas identificadas de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$V_{ai, PPj} = V_{aT, PPj} \cdot [A_{i, PPj} \cdot (A_{T, PPj})^{-1}] \quad \dots (9)$$

En donde,  $V_{ai, PPj}$ , se refiere al volumen de agua que se requiere en la región o bloque i que se encuentra dentro de la provincia petrolera (PP) j. Mientras que  $V_{aT, PPj}$ , define la cantidad total de agua que se requiere en la misma región. Como se deduce a partir de la definición, este volumen total de agua se distribuye de manera proporcional a la relación que existe entre el área,  $A_{i, PPj}$ , de la región o bloque i dentro de la PPj, y el área total,  $A_{T, PPj}$ , que suman las regiones dentro de la misma PP.

Al utilizar este planteamiento para distribuir los volúmenes de agua dentro de las PP, se considera que el 100% de los recursos prospectivos se encuentran ubicados dentro de estas áreas potenciales. Por ende, la totalidad de los pozos se perforarían y fracturarían en dichas áreas, de acuerdo con los escenarios de recuperación, para lo cual el volumen requerido de agua se ocuparía al interior de ellas.

### Evaluación de disponibilidad hídrica y clasificación de riesgo en las regiones con potencial para extracción de recursos no convencionales

Una vez determinados los requerimientos de agua para cada una de las áreas potenciales o regiones individuales identificadas dentro de cada provincia petrolera, se pueden comparar los mismos contra los niveles de disponibilidad de agua que existen para esa región, determinados por las características de la cuencas y acuíferos con los que coincide. Sin embargo, dado que esta última información se define de manera anual y los datos de consumo calculados se refieren a un total sin marcos temporales específicos, se hace necesario realizar una suposición sobre el horizonte temporal en el que potencialmente ocurrirían las actividades de extracción de hidrocarburos, ya que es claro que no todos los pozos van a ser perforados y estimulados al mismo tiempo.

Los proyectos petroleros ocurren a lo largo de años e incluso décadas. Por lo tanto, y para fines de este estudio, se considera un horizonte de actividades de 10 años, con una distribución temporal homogénea de la perforación de pozos, bajo el supuesto de que los pozos se estimulan tan pronto como se perforan. En estas condiciones, el consumo anual de agua para cada región *i* de interés quedaría definido como:

$$v_{ai, PPj} = V_{ai, PPj} \cdot T^{-1} \quad \dots (10)$$

En donde,  $v_{ai, PPj}$ , se refiere al consumo de agua anual que ocurre en la región *i* dentro de la PPj, mientras que  $V_{ai, PPj}$  es el consumo total de agua que ocurre en esa región de acuerdo con lo antes descrito (ecuación 9) y *T* es el horizonte temporal seleccionado, en este caso de 10 años.

Después de establecer los requerimientos anuales de agua para cada región, se procede a compararlos con la cantidad de agua disponible en las cuencas,  $V_{a,C}$ , y los acuíferos,  $V_{a,A}$ , con los que coinciden, bajo el supuesto de que toda el agua empleada proviene de alguna de estas fuentes. La relación,  $R_{i,X}$ , que existe entre el volumen requerido de agua de manera anual y el agua disponible en la cuenca, C, o acuífero, A, correspondiente a la región i, y que denotaremos con el sufijo X para referirnos de manera indistinta a cualquiera de los casos, queda definida de la siguiente manera:

$$R_{i,X} = v_{ai, PPj} \cdot (V_{ai,X})^{-1} \quad \dots (11)$$

La relación  $R_{i,X}$  puede adquirir valores negativos porque para algunas cuencas o acuíferos la disponibilidad de agua es negativa. Esto último significa que las tomas o salidas de agua son mayores que las recargas naturales en la cuenca o el acuífero. Por otro lado, también se pueden llegar a obtener valores mayores a 1 —o al 100%—, lo cual implicaría que los requerimientos para fracking son superiores a los volúmenes de agua disponible. Las situaciones mencionadas constituyen los casos en los que ocurriría un riesgo crítico sobre la disponibilidad del agua en una región o área potencial, en primer lugar porque no hay suficiente agua para tolerar nuevas fuentes de demanda y, en segundo, porque, aunque hay espacio para nueva demanda, ésta sería mayor a los niveles disponibles, lo que ocasionaría que no sea posible aumentar el agua para otros usos o admitir nuevos requerimientos.

En general, la relación  $R_{i,X}$ , ya sea medida para una cuenca o un acuífero, se clasifica de acuerdo con alguno de los criterios que se muestran en la tabla 5. En tal sentido, puede adquirir una clasificación de riesgo que va desde “crítico” para las situaciones antes mencionadas hasta “bajo” cuando los requerimientos por fracking son menores al 10 % del total disponible.

**TABLA 5. Clasificación de riesgos por consumo de agua para fracking en cuencas y acuíferos**

$R_{i,x}$	Clasificación de riesgo	Descripción
$\leq 0$	<i>Crítico (sin disponibilidad)</i>	Sin disponibilidad de agua: corresponde a sistemas —cuencas o acuíferos— con un balance negativo actual; indica tanto déficit hídrico como incapacidad para soportar demandas adicionales de agua.
$0 < y \leq 0.1$	<i>Bajo</i>	Hasta 10 % del agua disponible: describe sistemas en los que el fracking consumiría una proporción igual o menor al 10 % del agua disponible, considerada como un impacto de bajo riesgo.
$0.1 < y \leq 0.5$	<i>Medio</i>	Hasta 50 % del agua disponible: categoría asignada cuando el consumo por fracking es mayor al 10 % y menor o igual al 50 % del total disponible; indica un riesgo moderado.
$0.5 < y \leq 1$	<i>Alto</i>	Hasta 100 % del agua disponible: situación en la que el consumo de agua por fracking es mayor al 50 % y hasta el total del agua disponible, por lo que se considera de alto riesgo.
$1 <$	<i>Crítico</i>	Más de 100 % del agua disponible: esta categoría anticipa escenarios donde la demanda por fracking excedería la disponibilidad total actual de agua; indica un riesgo crítico.

Fuente: elaboración propia.

## Integración del riesgo por cuenca y acuífero

Como se ha discutido en la sección anterior, la relación  $R_{i,x}$  queda definida de manera individual para una cuenca o para un acuífero. En otras palabras, para una región  $i$  en particular es posible definir las relaciones de riesgo  $R_{i,C}$  y  $R_{i,A}$ , respecto a la cuenca  $C$  y el acuífero  $A$ , asociados con dicha región. Sin embargo, es deseable disponer de una categorización conjunta que considere ambos niveles de riesgo y que además priorice el recurso —cuenca o acuífero— con mayor riesgo.

Este tipo de aproximación al problema se basa en el principio de precaución o gestión de riesgos ambientales. Al considerar el escenario más crítico, se asegura que en la planificación y gestión del agua se tome en cuenta el peor de los casos posibles con el objetivo de garantizar la sostenibilidad de los ecosistemas y las comunidades que dependen de estos recursos hídricos.

Además, esta aproximación reconoce que los acuíferos y las cuencas hidrológicas no funcionan de manera aislada, sino que están interconectados y el estrés en uno puede tener efectos en cascada sobre el otro. Por tanto, un acuífero o cuenca en condiciones críticas puede limitar severamente la resiliencia del sistema hídrico general frente a demandas adicionales significativas, como las impuestas por el fracking. En consecuencia, un enfoque conservador es esencial para evitar la sobreexplotación y asegurar la provisión de agua a largo plazo.

En línea con lo anterior, la clasificación integrada que aquí se propone tiene en cuenta los niveles de riesgo asociados tanto a la cuenca como al acuífero que corresponden al área o región en la que podría ocurrir la extracción de petróleo no convencional. Esta clasificación se presenta en la figura 3, siguiendo la descripción de la tabla 5.

Riesgo integrado		Riesgo de Déficit Hídrico en la Cuenca por Fracking				
		Crítico (Sin disponibilidad)	Crítico (>100 %)	Riesgo alto (50 < y <= 100 %)	Riesgo moderado (10 < y <= 50 %)	Riesgo bajo (<=10 %)
Riesgo de Déficit Hídrico en el Acuífero por Fracking	Crítico (Sin disponibilidad)	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico
	Crítico (>100 %)	Crítico	Crítico	Crítico	Alto	Alto
	Riesgo alto (50 < y <= 100 %)	Crítico	Crítico	Alto	Alto	Alto
	Riesgo moderado (10 < y <= 50 %)	Crítico	Alto	Alto	Moderado	Moderado
	Riesgo bajo (<= 10 %)	Crítico	Alto	Alto	Moderado	Bajo

**FIGURA 3. Matriz de clasificación por riesgo de déficit hídrico en la que se considera a su vez el riesgo por cuenca y acuífero.** Fuente: elaboración propia.

# Resultados





## Resultados

La explotación de un volumen equivalente al 1% de los recursos de hidrocarburos prospectivos no convencionales que se estima existen en México podría requerir de una cantidad de pozos que oscila entre 749 y 1,455. Estos últimos generarían una demanda de agua que varía —según los supuestos de intensidad de uso de agua característicos del tipo de pozo empleado en la explotación de este tipo de recursos— entre los 5,466 y 47,097 MMLt (5.466 y 47.097 MMm<sup>3</sup>). En un escenario donde los volúmenes de hidrocarburo explotado ascienden al 10% del total prospectivo, estos requerimientos se traducen en un total de entre 7,492 y 14,549 pozos, con una demanda de entre 54,656 y 470,973 MMLt (54.656 y 470.973 MMm<sup>3</sup>).

En promedio, el 83% de los pozos requeridos y el 79% del volumen de agua se deben a los requerimientos de la provincia petrolera Tampico-Misantla. Ésta contiene el 60.5% de los recursos prospectivos no convencionales del país. Por ello, incluso bajo supuestos de explotación de una pequeña fracción de estos recursos, se obtiene una gran demanda tanto de pozos como de agua.

En cuanto al nivel de riesgo por déficit hídrico, existe una gran variabilidad a lo largo del territorio. En términos de riesgo exclusivo por cuenca o acuífero, se observa que las entidades al norte del país exhiben niveles críticos, lo cual indica que en estas regiones no existe disponibilidad para llevar a cabo actividades de explotación de recursos petroleros no convencionales.

A su vez, se debe notar que para una región determinada los niveles de riesgo en cuenca y acuífero no son necesariamente los mismos, lo que significa, por ejemplo, que si en uno existe riesgo crítico no necesariamente en el otro también. Este tipo de comportamiento ilustra la necesidad de contar con una categorización integral. Al realizar la integración de riesgos —según lo

descrito en la metodología—, se encuentra que, en efecto, al norte del país se tienen niveles de riesgo alto y crítico, mientras que hacia el sur los riesgos por déficit hídrico tienden a ser bajos.

## Primera parte: requerimientos de agua por provincia petrolera

### Burgos

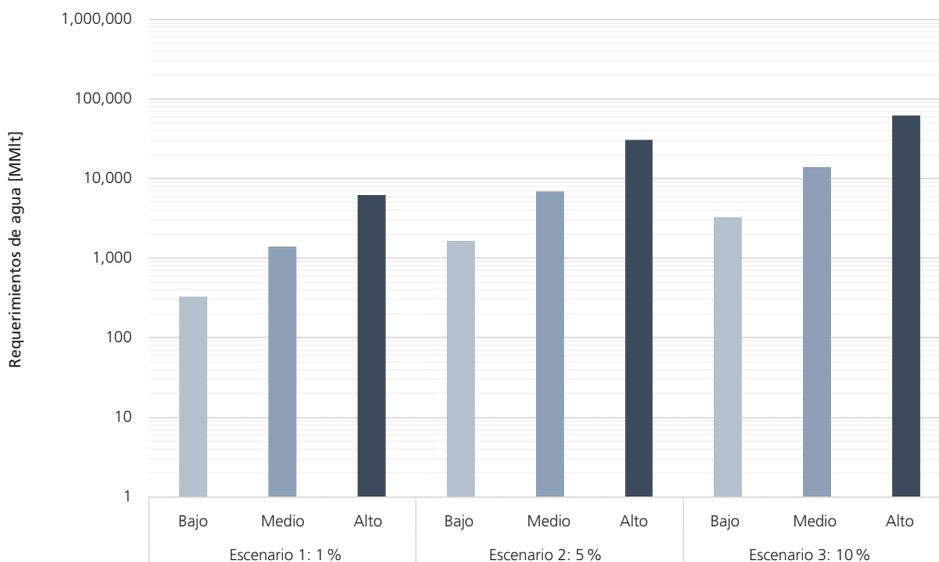
En la tabla 6 se muestran los resultados de calcular el número necesario de pozos para extraer gas no convencional en la provincia de Burgos en cada uno de los escenarios planteados (tabla 2) y conforme a los niveles asumidos de productividad por pozo (tabla 3). Bajo los supuestos de alta productividad por pozo y un nivel de recuperación equivalente al 1 % del volumen prospectivo, se requerirían tan sólo 33 pozos. Este valor define el nivel mínimo dentro de los resultados obtenidos. Por su parte, el valor de requerimiento máximo se obtiene en el escenario de recuperación equivalente al 10 % del total prospectivo y con una baja productividad. En este caso el número requerido de pozos asciende a 1,537. Como se puede apreciar, para todo nivel de productividad un mayor volumen de recurso recuperado significa un aumento en la cantidad de pozos necesarios.

**TABLA 6. Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Burgos**

Formación	Productividad	Escenario 1: 1 %	Escenario 2: 5 %	Escenario 3: 10 %
Burgos	<i>Baja</i>	154	769	1,537
	<i>Media</i>	55	277	555
	<i>Alta</i>	33	164	328

Fuente: elaboración propia.

En la figura 4 se muestran los resultados respecto al volumen requerido de agua para extraer las cantidades de hidrocarburos supuestas en cada uno de los escenarios planteados (tabla 2) y conforme a los niveles asumidos de intensidad de consumo de agua por pozo (tabla 4). De acuerdo con los datos obtenidos, dependiendo del volumen recuperado y el nivel de intensidad, se podrían requerir entre 328 y 61,486 MMlt (0.328 y 61.486 MMm<sup>3</sup>) de agua en Burgos.



**FIGURA 4. Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Burgos.** Nota: se consideran distintos niveles de intensidad de uso de agua y escenarios de recuperación; el eje vertical se encuentra en escala logarítmica. Fuente: elaboración propia.

## Sabinas-Burro-Picacho

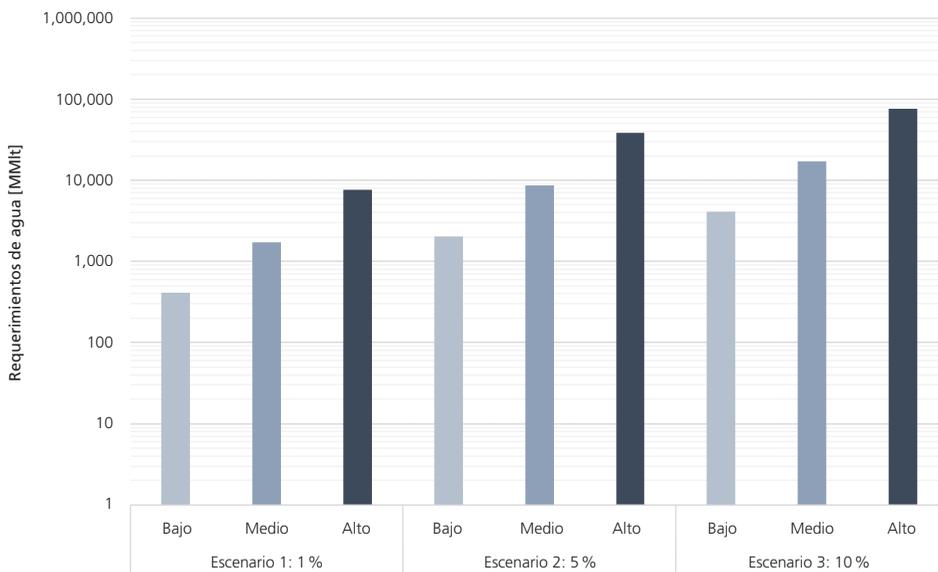
Los resultados sobre el número requerido de pozos para los distintos escenarios de extracción dentro de la provincia Sabinas-Burro-Picacho se muestran en la tabla 7. El caso mínimo queda definido para el escenario base con una recuperación del 1% del volumen prospectivo y una alta productividad por pozo, lo cual se traduce en un requerimiento total de 41 pozos. En contraste, en el escenario con mayores requerimientos se recupera un 10% con un nivel bajo de productividad media, por lo que el número de pozos asciende a 1,914.

**TABLA 7. Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Sabinas-Burro-Picacho**

Formación	Productividad	Escenario 1: 1%	Escenario 2: 5%	Escenario 3: 10%
<b>Sabinas-Burro-Picacho</b>	<i>Baja</i>	191	957	1,914
	<i>Media</i>	69	345	691
	<i>Alta</i>	41	204	409

Fuente: elaboración propia.

En la figura 5 se muestran los resultados respecto al volumen requerido de agua para extraer las cantidades de hidrocarburos supuestas en cada uno de los escenarios planteados (tabla 2) y conforme a los niveles asumidos de intensidad de consumo de agua por pozo (tabla 4). De acuerdo con los datos obtenidos, dependiendo del volumen recuperado y el nivel de intensidad, se podrían requerir entre 409 y 76,571 MMlt (0.409 y 76.571 MMm<sup>3</sup>) de agua en Sabinas-Burro-Picacho.



**FIGURA 5. Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Sabinas-Burro-Picacho.** Nota: se consideran distintos niveles de intensidad de uso de agua y escenarios de recuperación; el eje vertical se encuentra en escala logarítmica. Fuente: elaboración propia.

## Tampico-Misantla

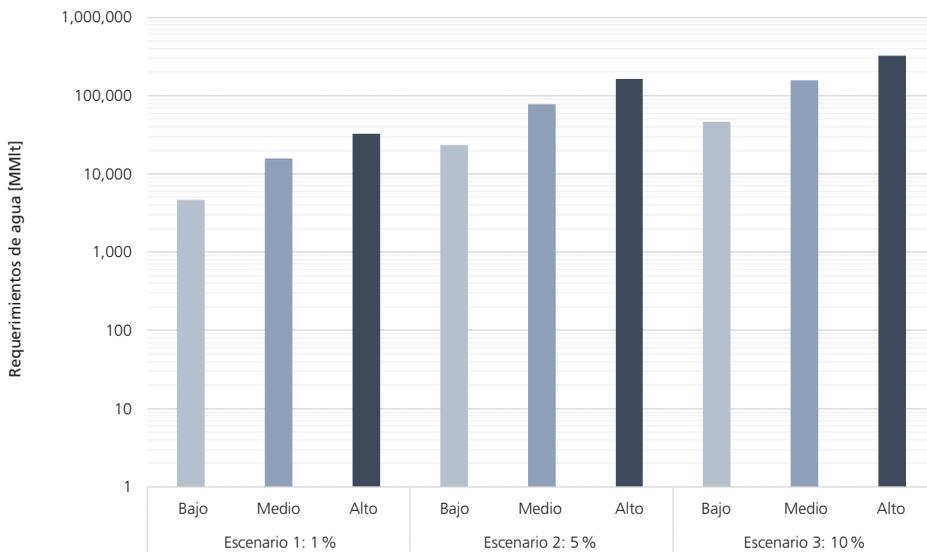
Los resultados sobre pozos requeridos para los distintos escenarios de extracción dentro de la provincia Tampico-Misantla se muestran en la tabla 8. El caso mínimo queda definido para el escenario base con una recuperación del 1% del volumen prospectivo y una alta productividad por pozo, a partir de lo cual se estima un requerimiento total de 664 pozos. Por otro lado, el escenario con mayores requerimientos es aquel en el que se recupera un 10% con un nivel bajo de productividad media, por lo que el número de pozos asciende a 10,909.

**TABLA 8. Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Tampico-Misantla**

Formación	Productividad	Escenario 1: 1%	Escenario 2: 5%	Escenario 3: 10%
<b>Tampico-Misantla</b>	<i>Baja</i>	1,091	5,455	10,909
	<i>Media</i>	849	4,244	8,488
	<i>Alta</i>	664	3,321	6,641

Fuente: elaboración propia.

En la figura 6 se muestran los resultados respecto al volumen requerido de agua para extraer las cantidades de hidrocarburos supuestas en cada uno de los escenarios planteados (tabla 2) y conforme a los niveles asumidos de intensidad de consumo de agua por pozo (tabla 4). De acuerdo con los datos obtenidos, dependiendo del volumen recuperado y el nivel de intensidad, se podrían requerir entre 4,649 y 327,273 MMLt (4.649 y 327.273 MMm<sup>3</sup>) de agua en Tampico-Misantla.



**FIGURA 6. Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Tampico-Misantla.** Nota: se consideran distintos niveles de intensidad de uso de agua y escenarios de recuperación; el eje vertical se encuentra en escala logarítmica. Fuente: elaboración propia.

## Veracruz

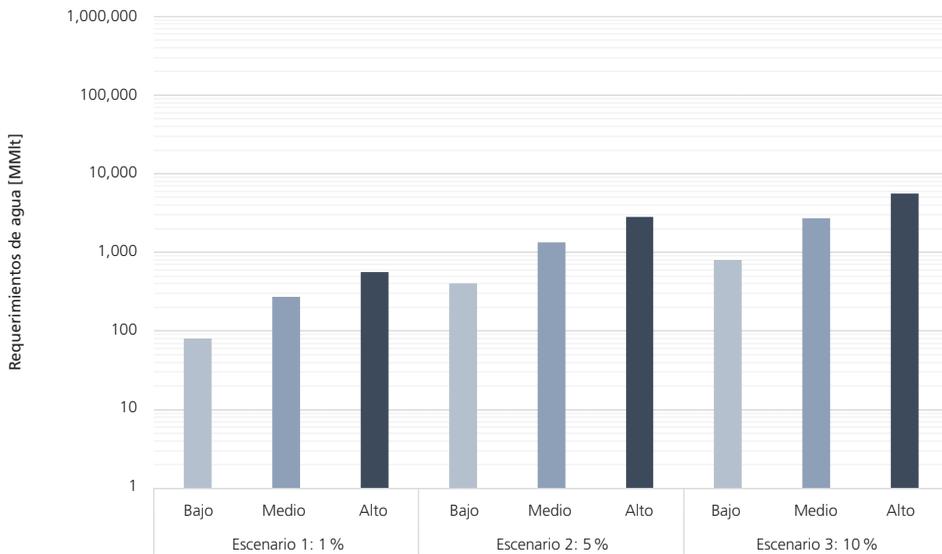
Los resultados respecto al requerimiento de pozos para la provincia petrolera de Veracruz se resumen en la tabla 9. El caso mínimo queda definido para el escenario base con una recuperación equivalente al 1% del total prospectivo y un nivel de alta productividad media por pozo, por lo que el número necesario de pozos es de 11. Por otro lado, el máximo requerimiento se da en el escenario de recuperación del 10% con un nivel de baja productividad, para lo cual se calcula un total de 188 pozos.

**TABLA 9. Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Veracruz**

Formación	Productividad	Escenario 1: 1%	Escenario 2: 5%	Escenario 3: 10%
Veracruz	Baja	19	94	188
	Media	15	73	146
	Alta	11	57	115

Fuente: elaboración propia.

En la figura 7 se muestran los resultados respecto al volumen requerido de agua para extraer las cantidades de hidrocarburos supuestas en cada uno de los escenarios planteados (tabla 2) y conforme a los niveles asumidos de intensidad de consumo de agua por pozo (tabla 4). De acuerdo con los datos obtenidos, dependiendo del volumen recuperado y el nivel de intensidad, se podrían requerir entre 80 y 5,643 MMlt (0.08 y 5.643 MMm<sup>3</sup>) de agua en la provincia petrolera de Veracruz.



**FIGURA 7. Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Veracruz.** Nota: se consideran distintos niveles de intensidad de uso de agua y escenarios de recuperación; el eje vertical se encuentra en escala logarítmica. Fuente: elaboración propia.

## Segunda parte: riesgo hídrico por explotación con fracturación hidráulica

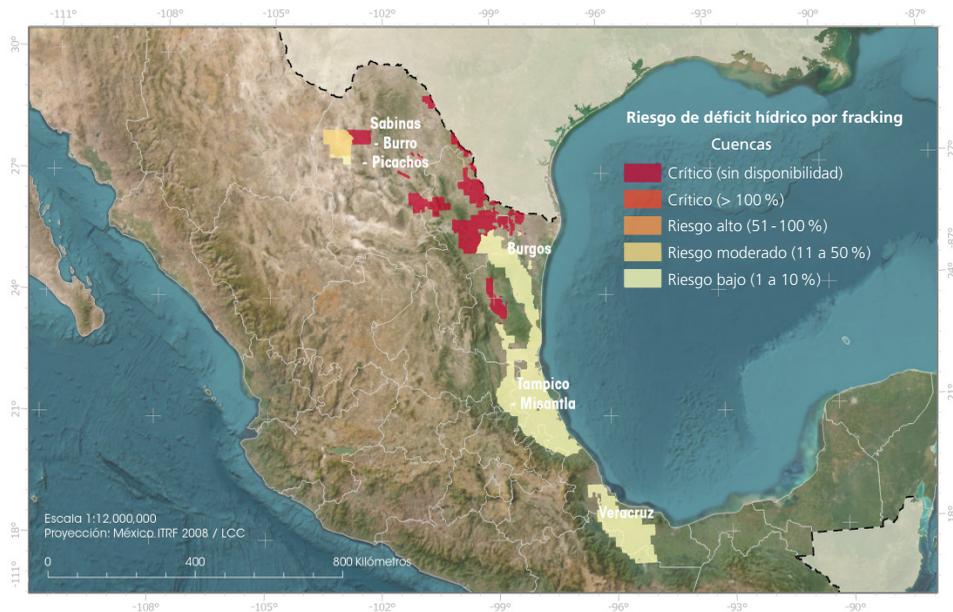
### Riesgos hídricos por cuenca y acuífero

Los resultados obtenidos al evaluar el riesgo hídrico que puede suponer la extracción de hidrocarburos no convencionales en México en las cuencas y acuíferos que coinciden con las regiones con potencial se muestran en las figuras 8 y 9, respectivamente. En este caso, se presentan los volúmenes de agua necesarios para una recuperación equivalente al 10% del total prospectivo con un nivel de intensidad alto de uso del agua, es decir, el escenario de máximo

requerimiento. Este último se ha seleccionado por ser la más drástica de nuestras estimaciones y porque de esta manera se refleja el estrés máximo que se podría alcanzar conforme a los parámetros planteados.

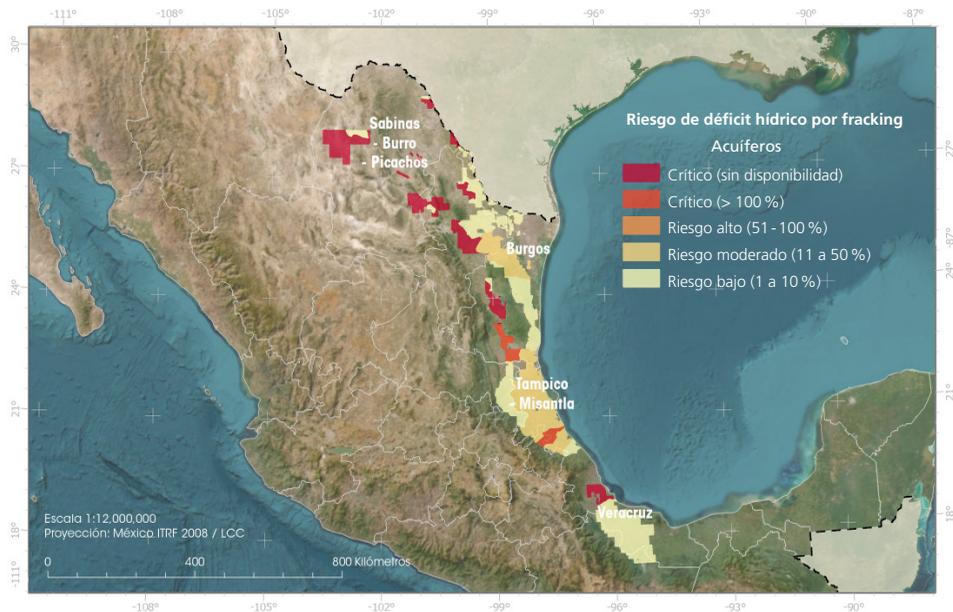
Como se puede apreciar en la figura 8, en el caso de las cuencas existentes distintas regiones al norte del país dentro de las provincias petroleras Sabinas-Burro-Picachos (SBP), Burgos y Tampico-Misantla donde la evaluación del riesgo hídrico adquiere una categoría de *crítico*. Lo anterior no responde a que la demanda por fracking supere los niveles de disponibilidad dentro de las cuencas, sino a que, en la actualidad, éstas se encuentran sin disponibilidad de agua y, por tanto, no serían capaces de admitir nuevos requerimientos. Destaca también una región dentro de la provincia SBP que muestra niveles de riesgo *moderado*, ya que los requerimientos por fracking alcanzan valores superiores al 10% de la disponibilidad pero todavía menores al 50%. Para el resto de las regiones, y en relación específica con la disponibilidad en cuencas, se obtiene que los requerimientos de agua estimados se pueden categorizar como de riesgo *bajo*.

En lo que respecta al riesgo hídrico por disponibilidad de agua en acuíferos, los resultados muestran de nueva cuenta una tendencia hacia la categoría de *crítico*, sobre todo al norte del país, aunque también aparecen regiones del sur. Por otro lado, destaca el hecho de que la región dentro de la provincia SBP que no exhibía un riesgo *crítico* en relación a la cuenca, sí lo hace en relación al acuífero. Del mismo modo, regiones que sí muestran el máximo nivel de riesgo en cuanto a esta misma cuenca no repiten el patrón en cuanto a su acuífero.



**FIGURA 8. Riesgo de déficit hídrico por fracking en cuencas.** Fuente: elaboración propia con base en estimaciones propias sobre requerimiento de agua para fracking y datos de la CNH (2022), la Conagua (2023) y la Sener (2019).

Además, a diferencia de lo que ocurría con las cuencas en donde los niveles *críticos* se presentan como consecuencia de la nula disponibilidad, en relación a los acuíferos podemos identificar dentro de la provincia Tampico-Misantla dos regiones que alcanzan este mismo nivel de riesgo pero ahora como consecuencia de que los niveles de consumo por actividades de fracking superan los volúmenes de agua disponibles. Por último, se observan regiones con un nivel de riesgo *moderado* dentro de las provincias petroleras de Burgos y Tampico-Misantla, algo que no se aprecia cuando sólo se toman en cuenta las cuencas.



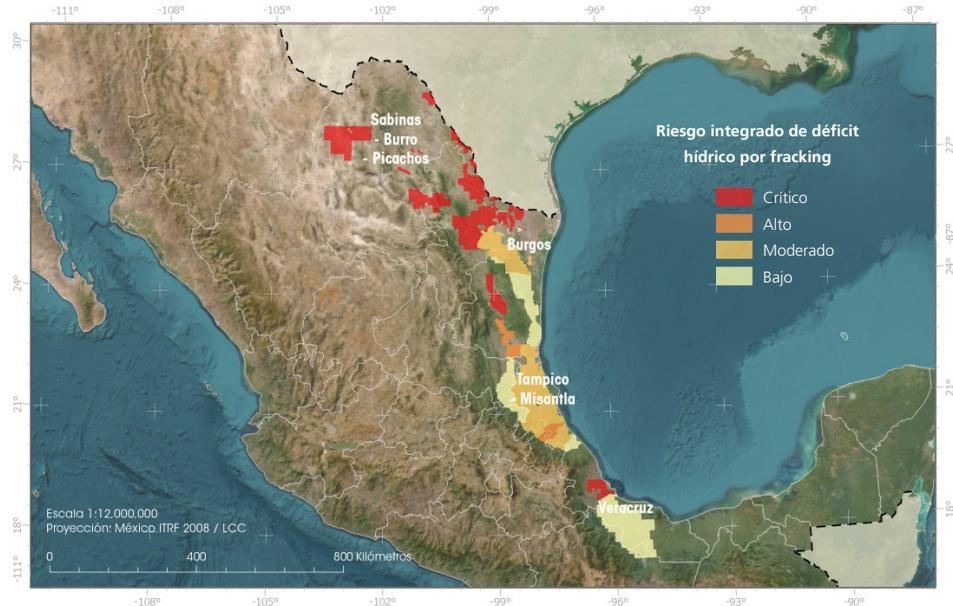
**FIGURA 9. Riesgo de déficit hídrico por fracking en acuíferos.** Fuente: elaboración propia con base en estimaciones propias sobre requerimiento de agua para fracking y datos de la CNH (2022), la Conagua (2023) y la Sener (2019).

## Riesgo integrado

Como se puede apreciar en los resultados discutidos, al tener una clasificación de riesgos que considera de manera individual los efectos sobre la disponibilidad de agua en cuencas y acuíferos, ocurren situaciones en las que se obtienen categorías distintas. Esto último significa, por ejemplo, que puede existir un riesgo *crítico* de déficit hídrico a nivel cuenca, pero no a nivel de acuífero. Dicha situación refleja la necesidad de contar con una clasificación de riesgo integrada (véase el apartado “Integración del riesgo por cuenca y acuífero” en la sección “Metodología”) a fin de incorporar ambos niveles en una sola categoría.

Los resultados de emplear una clasificación integrada se muestran en la figura 10. Como se puede observar, la gran mayoría de las regiones al norte

del país adquieren de forma indistinta una categoría de riesgo *crítico*, la cual heredan de la clasificación del mayor riesgo ya sea en cuenca o en acuífero. De la misma manera, aquellas regiones que en el análisis sobre el acuífero habían mostrado niveles *altos* y *moderados* heredan su clasificación sobre las regiones estudiadas.



**FIGURA 10. Riesgo integrado de déficit hídrico por fracking.** Fuente: elaboración propia con base en estimaciones propias sobre requerimiento de agua para fracking y datos de la CNH (2022), la Conagua (2023) y la Sener (2019).

Al realizar un análisis sobre estos resultados (tablas 10 y 11), se obtiene que el 28% de los requerimientos totales de agua —en el escenario donde ocurre una recuperación del 10% del total prospectivo con un nivel de intensidad de uso de agua alto— ocurre en regiones que alcanzan categorías de riesgo *críticas*, ya sea porque no existe disponibilidad o porque los requerimientos superan

los niveles disponibles. Dicha demanda se concentra casi en su totalidad al norte del país en las entidades Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, dentro de las provincias petroleras Burgos, Sabinas-Burro-Picachos y Tampico-Misantla. Por otro lado, el 9% de la demanda de agua por fracking ocurre en regiones que alcanzan un nivel de riesgo *alto*, concentrado sobre todo en las entidades Tamaulipas y Veracruz dentro de la provincia petrolera Tampico-Misantla. La suma de ambos porcentajes indica que el 37% de la demanda de agua por fracking ocurre en regiones con niveles de riesgo sobre la disponibilidad de agua que se pueden clasificar como *críticos* y *altos*.

**TABLA 10. Riesgo integrado de déficit hídrico por fracking por entidad federativa**

Riesgo	Crítico		Alto		Moderado		Bajo	
	Entidad	Millones de litros	Porcentaje	Millones de litros	Porcentaje	Millones de litros	Porcentaje	Millones de litros
<b>Coahuila</b>	52,084.36	100 %	–	0 %	50.39	0 %	–	0 %
<b>Hidalgo</b>	–	0 %	–	0 %	1,093.91	8 %	12,849.93	92 %
<b>Nuevo León</b>	44,874.11	87 %	–	0 %	6,438.41	13 %	33.64	0 %
<b>Oaxaca</b>	–	0 %	–	0 %	–	0 %	958.84	100 %
<b>Puebla</b>	–	0 %	6,429.32	39 %	9,214.38	55 %	1,043.37	6 %
<b>San Luis Potosí</b>	–	0 %	0.30	0 %	133.09	0 %	36,424.74	100 %
<b>Tamaulipas</b>	34,523.16	31 %	23,428.42	21 %	24,781.85	22 %	27,895.88	25 %
<b>Veracruz</b>	574.26	0 %	13,081.32	7 %	162,589.28	86 %	12,187.03	6 %
<i>Total</i>	132,055.89	28 %	42,939.36	9 %	204,301.32	43 %	91,393.43	19 %

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, el 43% de los requerimientos de agua ocurre en regiones con niveles de riesgo *moderados* ubicados sobre todo en Veracruz, Tamaulipas y Puebla dentro de la provincia petrolera Tampico-Misantla. Por último, el 19% de la demanda de agua por fracking tendría lugar en regiones con riesgo *bajo* de déficit hídrico por dicha actividad, localizadas en su mayoría en las entidades Hidalgo, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz dentro de esta misma última provincia.

**TABLA 11. Riesgo integrado de déficit hídrico por fracking por provincia petrolera**

Riesgo	Crítico		Alto		Moderado		Bajo	
	Millones de litros	Porcentaje						
<b>Burgos</b>	30,719.36	50 %	–	0 %	18,327.96	30 %	12,512.67	20 %
<b>Sabinas - Burro - Picachos</b>	76,469.61	100 %	–	0 %	50.39	0 %	–	0 %
<b>Tampico - Misantla</b>	24,292.66	7 %	42,939.36	13 %	185,922.96	57 %	74,175.02	23 %
<b>Veracruz</b>	574.26	11 %	–	0 %	–	0 %	4,705.74	89 %
<i>Total</i>	132,055.89	28 %	42,939.36	9 %	204,301.32	43 %	91,393.43	19 %

Fuente: elaboración propia.

# Discusión





## Discusión

### Volúmenes requeridos de agua en perspectiva

Como se ha mostrado en la sección anterior, la explotación de un volumen equivalente al 1% de los recursos de hidrocarburos prospectivos no convencionales que se estima existen en México podría requerir una cantidad de pozos que oscila entre los 749 y 1,455; estos pozos generarían una demanda de agua que varía, según los supuestos de intensidad de uso de agua característicos del tipo de pozo empleado, entre los 5,466 y 47,097 MMlt (5.466 y 47.097 MMm<sup>3</sup>). En contraste, en un escenario donde los volúmenes de hidrocarburo explotado ascienden al 10% del total prospectivo, estos requerimientos se traducen en un total de entre 7,492 y 14,549 pozos, con una demanda de entre 54,656 y 470,973 MMlt de agua (54.656 y 470.973 MMm<sup>3</sup>).

Como se ha discutido antes, es evidente que no todos estos pozos van a ser perforados y estimulados al mismo tiempo. Los proyectos petroleros ocurren a lo largo de años e incluso décadas. Por ello, considerando un horizonte de 10 años con una distribución temporal homogénea de la perforación de pozos y asumiendo que los pozos se estimulan tan pronto como se perforan, estaríamos hablando de un consumo de agua anual que estaría entre los 5,465.6 y 47,097.3 MMlt (5.465 y 47.097 MMm<sup>3</sup> por año) en el escenario de máxima recuperación.

En muchas ocasiones se han comparado los requerimientos de agua para la extracción de petróleo y gas no convencional con los usos de agua de otros sectores —a nivel nacional o estatal— o con la disponibilidad de la misma en estas mismas escalas, lo que ha llevado a concluir erróneamente que la demanda de agua por fracking es despreciable. Por ejemplo, durante 2020 a nivel nacional

el agua concesionada para el sector agrícola — el de mayor consumo en México — fue equivalente a 67,827,000 MMLt (67,827 MMm<sup>3</sup>), mientras que para el sector público ascendió a 13,165,000 MMLt (13,165 MMm<sup>3</sup>) (Conagua, 2022). Comparado contra estos niveles de uso, incluso nuestro escenario de mayor consumo — 470,973 MMLt en total o 47,097 MMLt por año con una recuperación del 10% sobre el volumen total prospectivo, un bajo nivel de productividad por pozo y una alta intensidad en cuanto a consumo de agua — luce pequeño. Al tomar en cuenta el volumen total requerido, estamos hablando de un equivalente al 0.694% de lo concesionado al sector agrícola y del 3.6% de lo respectivo al sector público. Si, por el contrario, consideramos los flujos anuales, tenemos equivalentes al 0.07% del sector agrícola y el 0.36% del sector público.

Para hacer una comparación contra los volúmenes concesionados a nivel estatal, se pueden tomar como ejemplo Nuevo León y Veracruz por albergar gran parte de los recursos no convencionales. Para Nuevo León, se tiene un volumen de agua concesionado para el sector agrícola de 1,376,300 MMLt (1,376.3 MMm<sup>3</sup>) y para el sector público de 561,900 MMLt (561.9 MMm<sup>3</sup>) (Conagua, 2022); de nueva cuenta, si se toma el volumen máximo requerido por año, éste equivaldrían al 1.7 y al 4.2% de lo concesionado al sector agrícola y al sector público, respectivamente. Si se considera el total requerido, estos porcentajes ascienden al 34% y 84%. En Veracruz, los volúmenes concesionados a los sectores agrícola y público durante 2020 ascendieron a 3,868,600 MMLt (3,868.6 MMm<sup>3</sup>) y 656,700 MMLt (656.7 MMm<sup>3</sup>), respectivamente. Comparados contra ellos, los flujos de requerimiento máximos anuales equivalen al 0.608 y al 3.6%, mientras que el requerimiento total sería equivalente al 12.1% para el sector agrícola y al 72% para el público.

A una escala menor, se puede tomar como ejemplo el consumo de agua del municipio de Monterrey en el estado de Nuevo León. De acuerdo con la información disponible en los Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, se consumen en promedio 177 lt por día por habitante (Rivera y Bárcenas, 2023) en una población de 1.143 millones de personas (Inegi, 2020), lo que corresponde a 73,843 MMLt (73.843 MMm<sup>3</sup>) al año. Una demanda anual nacional para fracking de 47,097.3 MMLt al año sería equivalente al 64% del consumo total en Monterrey, mientras que el volumen total requerido de 470,973 MMLt equivaldría a 6 años de consumo. Por supuesto, esto ocurre en el caso máximo y bajo las peores condiciones de productividad e intensidad de consumo de agua. Si, por el contrario, se toma el límite inferior correspondiente al escenario

en el que se recupera el 10 % del total prospectivo, tendríamos una demanda de 5,465.6 MMlt de agua al año y un total de 54,656 MMlt durante toda la operación. Estas cifras equivalen al 7% y al 74% de la demanda de Monterrey, respectivamente. A manera de resumen podemos decir que los requerimientos anuales de agua para fracturación hidráulica se encontrarían entre el 7 y 64% del consumo anual de un municipio como el de Monterrey; los requerimientos totales equivaldrían a un volumen entre 1 —alrededor del 74% del consumo anual— y 6 años de consumo.

Si bien el ejercicio que hemos presentado es relativamente simple, sirve para ilustrar la importancia de la escala que se elige para comparar los requerimientos potenciales de agua para la extracción de petróleo y gas no convencional. Como lo hemos demostrado, es evidente que es a escala de un acuífero donde el consumo de agua adquiere dimensiones significativas, ya que, en una región como la de Monterrey, el consumo asociado al fracking podría ser equivalente a lo que consume en 1 año una población de poco más de 1 millón de habitantes y, en el peor escenario, a 6 años de consumo.

Conforme a lo anterior, se observa que los mayores impactos en cuanto a la demanda de agua para las actividades de fracking ocurren a escala local y afectan a las regiones cercanas a las áreas de explotación. Las siguientes dos razones respaldan esta aseveración. En primer lugar, es a este nivel donde las magnitudes requeridas de agua son de importancia. En segundo, derivado del hecho de que las decisiones sobre qué fuentes de agua utilizar, si reciclar o no hacerlo, son puramente económicas y se encuentran limitadas por la tecnología disponible, podemos tener certeza de que esa agua se tomará de las fuentes más cercanas a los puntos de extracción. A nivel local, los requerimientos de agua pueden llegar a causar conflictos por su disponibilidad sobre todo en regiones áridas y sometidas a periodos de sequías, condiciones características del norte del país (Rosa *et al.*, 2018; Villalobos-Hiriart *et al.*, 2020).

Cuando nos enfocamos en escalas más pequeñas —del tamaño de las regiones específicas con potencial para la extracción de recursos petroleros no convencionales y no a nivel estatal o provincia petrolera—, los resultados obtenidos en el presente trabajo demuestran que muchos de estos recursos se encuentran en zonas con nula disponibilidad de agua y por tanto su explotación sólo incrementaría el déficit hídrico ya presente. En dicha situación, no tiene sentido comparar los niveles potenciales de consumo de las actividades de fracking contra los que realizan otros sectores —como el agrícola o el

abastecimiento público—, ya que dichos consumos se hacen en un contexto de escasez de agua. Si en principio no hay disponibilidad de agua, ¿para qué comparar con otras actividades?

Por otro lado, si se desea hacer una comparación contra toda el agua disponible en un estado, primero se debe mostrar que resultaría rentable en términos económicos para la extracción de petróleo y gas depender de un suministro de agua de otras regiones que no sean las más próximas al área de explotación o que sea factible reutilizar otras fuentes. Al no tener evidencia sobre ello, suponer que los requerimientos de agua se van a satisfacer con las fuentes más cercanas parece la suposición más aceptable.

Por último, los resultados sugieren que existe una heterogeneidad geográfica significativa en el riesgo hídrico asociado con el fracking. Entidades como Coahuila presentan un riesgo crítico en su totalidad, es decir, los requerimientos potenciales de agua para fracking son incompatibles con la disponibilidad hídrica. Por otro lado, Oaxaca y San Luis Potosí muestran un riesgo bajo, lo que sugiere que el impacto en la disponibilidad hídrica sería menor. Sin embargo, tal y como se discute más adelante (véase el apartado “Los otros impactos asociados al fracking y el contexto actual” en esta misma sección), existen otros tipos de afectaciones como la contaminación del agua y las emisiones fugitivas a la atmósfera, por mencionar algunos ejemplos.

## Volúmenes de hidrocarburo recuperados en perspectiva

Una vez que se ha demostrado la importancia de la escala para la evaluación de los volúmenes de agua que se necesitarían para explotar petróleo y gas no convencional en México, podemos dimensionar los resultados en cuanto a la demanda interna de hidrocarburos. Si se considera que durante 2023 la demanda nacional de petróleo en el país se ubicó en 2,098 Mbl diarios, mientras que la de gas tuvo un valor de 9.3 MMMpc por día (Energy Institute, 2024), se puede calcular que en el escenario de mayor producción —volumen recuperado equivalente al 10 % del total prospectivo, esto es, 3,540 MMbl de petróleo y 12,080 MMMpc de gas—, la producción de petróleo sería equivalente a 4.6 años del consumo de 2023 y la del gas a 3.5 años.

Como se ha señalado en la sección anterior, dicha extracción se lograría a costa de consumir, en el mejor y más conservador de los casos, un volumen

de agua cercano al requerido por los habitantes de Monterrey durante 1 año y, en el peor escenario, con un volumen que alcanzaría para 6 años de consumo. Además, esto ocurriría en una condición de un déficit hídrico preexistente en algunas de las regiones a ser explotadas.

Incluso si decidiéramos ignorar el impacto hídrico y todas las afectaciones ambientales asociadas con la extracción de recursos no convencionales, aún tendríamos que sopesar el gran costo económico de esta actividad. Si tomamos en cuenta que el precio de equilibrio para la producción de petróleo no convencional en EE. UU. se encuentra alrededor de los 50 dólares por barril, producir el 10% de los recursos prospectivos de aceite no convencional en México implicaría un gasto equivalente a 7.5 veces el presupuesto de Pemex durante 2023 (Ferrari *et al.*, 2024). De igual forma, si se consideran los costos unitarios calculados por la CNH (2022) para la explotación de petróleo no convencional en Tampico-Misantla, entre 26 y 36 dólares por barril, es claro que estos recursos son más costosos cuando se comparan contra los costos de producción de Pemex durante 2022, los cuales fueron de 17.8 dólares de barril para todos sus campos y en el caso más elevado ascendieron a 21.2 dólares por barril para Ku-Maloob-Zaap, tres de los principales campos productores del país (Pemex, 2023).

En el caso del gas, la CNH (2022) estima costos unitarios que oscilan entre 2.52 y 4.46 dólares por cada mil pies cúbicos, y el precio nominal promedio de referencia del Henry Hub entre 2010 y 2022 es de 3.58 dólares por cada mil pies cúbicos (Energy Institute, 2024). Como se puede observar, la extracción de gas no convencional en el país sólo es rentable en el escenario más optimista de la CNH.

Paradójicamente, la revolución del shale que se quiere imitar y que sucedió en EE. UU., así como la caída en los precios de la energía que ha traído consigo reducen la rentabilidad de los proyectos no convencionales en el país y frenan su desarrollo. En México los costos económicos que pueden llegar a estar asociados a la explotación de yacimientos no convencionales son mayores que en EE. UU. (véase: Weijermars *et al.*, 2017). Un ejemplo claro lo constituye la explotación del Paleocanal de Chicontepec o Aceite Terciario del Golfo, el cual es un yacimiento de arenas finas y lutitas con baja o nula permeabilidad, condiciones similares a las de los recursos no convencionales donde esta explotación lleva ya más de 18 años aplicando la técnica del fracking (Ferrari *et al.*, 2024). A la fecha, el costo de este proyecto asciende a 488 millones de pesos, lo cual equivale al 47% del costo de los campos Ku-Maloob-Zaap, con la gran diferencia de que este último acumula una producción 15 veces mayor.

Ante estos datos podemos concluir que la explotación de petróleo y gas no convencional en México sólo constituiría un paliativo temporal frente a la caída en la producción de los recursos convencionales y para la seguridad energética del país, y conllevaría además una gran cantidad de impactos no sólo ambientales sino económicos.

## Los efectos sobre el consumo de la productividad e intensidad de consumo de agua de los pozos

Como se comenta en la sección “Metodología” y como se puede apreciar en los resultados, tanto la productividad de los pozos como la intensidad en su consumo de agua desempeñan un papel de suma importancia. Esto se debe a que definen, por un lado, la cantidad de pozos que se requiere para explotar un volumen determinado de hidrocarburos y, por otro, los volúmenes de agua que serán necesarios.

Se ha documentado que la productividad de los nuevos pozos es cada vez menor en relación a la de pozos anteriores, lo que significa que la cantidad total de hidrocarburo que se puede recuperar de los mismos disminuye entre un pozo y el siguiente a lo largo del tiempo (Brandt *et al.*, 2015; Berman, 2024). Lo anterior se explica por el hecho de que primero se explota el petróleo más fácil de extraer y se dejan para después los recursos que presentan mayores retos técnicos y geológicos (Flores y Ferrari, 2024). Por este motivo, la cantidad de agua que se tiene que emplear para actividades de fracturación de recursos no convencionales ha ido creciendo de forma progresiva (Kondash *et al.*, 2018; Hernández-Espriú *et al.*, 2019).

La combinación de estas tendencias indica que, año tras año, debe esperarse de manera natural un incremento de la perforación de pozos y un aumento en el consumo de agua. En este sentido, aunque en escalas pequeñas los volúmenes requeridos son de baja magnitud, se debe tener presente que esto sólo es verdad en dichas escalas. En el presente estudio, esto correspondería al caso mínimo y con la ocurrencia de las mejores condiciones en cuanto a productividad e intensidad en uso de agua, de una recuperación equivalente al 1% del volumen total prospectivo no convencional que se estima existe en el país.

## Los otros impactos asociados al fracking y el contexto actual

Los altos niveles de consumo de agua representan sólo uno de los múltiples impactos que pueden ocurrir como consecuencia de la explotación de recursos no convencionales. Además, existen efectos potenciales de contaminación de agua, deforestación masiva, pérdida de hábitats naturales, incremento de los impactos del cambio climático por cambios de uso de suelo, derrames de fluidos tóxicos e hidrocarburos, contaminación de suelos, emisión directa e indirecta de GEI por fugas, quemas, por venteo de gas y por un alto consumo de electricidad —generada en buena medida con combustibles fósiles—, contaminación visual y auditiva, producción de grandes cantidades de desechos líquidos y sólidos, inducción de sismicidad, afectaciones a la infraestructura vial —por los requerimientos de transporte de materiales y agua—, entre otros (Mehany y Guggemos, 2015; Castro *et al.*, 2018; Villalobos-Hiriart *et al.*, 2020; Zhang *et al.*, 2021).

Muchos de estos impactos no son exclusivos de la explotación de recursos no convencionales, sino que son propios de la explotación de petróleo y gas. De hecho, en México muchos de ellos han ocurrido desde los inicios de la industria petrolera en nuestro país y continúan ocurriendo en la actualidad (Santiago, 2006; Castro *et al.*, 2018; Stanwick y Stanwick, 2023). Las implicaciones de estos hechos son que la explotación de recursos petroleros no convencionales en México quedaría inserta en un escenario en el que la industria petrolera ya causa una gran cantidad de impactos sobre las comunidades, la biodiversidad, el aire, el agua, el suelo, etc. En otras palabras, en cuanto a impactos, la extracción de petróleo y gas mediante procesos de fracturación hidráulica no traería un nuevo tipo de impacto, sino que aumentaría y exacerbaría los ya existentes, profundizando con ello los impactos acumulativos y sinérgicos.

Al hablar de los impactos de la explotación y el aprovechamiento del petróleo y el gas, no se debe minimizar el hecho de que la sociedad y economía en México —así como en el resto del mundo— funcionan y son totalmente dependientes de dichos combustibles. El México moderno se construyó mediante gas y petróleo; sin embargo, en el contexto actual los modelos de desarrollo basados en este tipo de energéticos no pueden continuar. Por un lado, al ser recursos finitos, toda producción de petróleo y gas eventualmente alcanza un punto máximo a partir del cual tiene que declinar, lo que significa, a su vez, que también es finito el tiempo que una sociedad puede depender de estos

recursos (véanse: Laherrere *et al.*, 2022; Ferrari *et al.*, 2024). Por otro lado —y esto es aún más importante—, el uso intensivo y creciente de estos recursos energéticos a lo largo del tiempo está provocando niveles de impacto sobre el medioambiente que amenazan la capacidad del planeta para sostener tanto la vida humana como la de otros organismos (IPCC, 2014; Richardson *et al.*, 2023). En relación a este último punto, suficiente evidencia sugiere que la explotación de petróleo y gas no puede seguir aumentando, si se quieren evitar los peores escenarios de cambio climático (Harvey, 2021; Kühne *et al.*, 2022).

Para tener una idea del impacto que podría tener la explotación de hidrocarburos no convencionales en México, se puede considerar el trabajo de Kühne y colaboradores (2022). Dichos autores han identificado 425 megaproyectos de petróleo, gas y carbón o “bombas de carbono” alrededor del mundo —no todos ellos en explotación— con emisiones de dióxido de carbono superiores a 1 gigatonelada del compuesto. Esta cantidad tiene el potencial de agotar todo el presupuesto de carbono disponible para mantener al planeta dentro de un escenario de incremento de la temperatura de 1.5 °C por encima de niveles preindustriales. De acuerdo con los investigadores, evitar la explotación de estos recursos es prioritario para las políticas de mitigación del cambio climático.

La cantidad de dióxido de carbono contenida en un volumen de 12,080 MMMpc de gas y 3,540 MMbl de petróleo —correspondiente a nuestro escenario de recuperación del 10% del total prospectivo— equivale a 1.83 gigatoneladas del compuesto ( $10^{15}$  gramos),<sup>9</sup> lo cual califica como una bomba de carbono. Estos datos implican que, incluso si se quisieran ignorar los efectos negativos de la explotación de recursos no convencionales sobre la disponibilidad de agua, en conjunto con todos los otros impactos socioambientales y los altos costos económicos, todavía tendría que tenerse en cuenta el contexto actual de crisis climática y ambiental. La explotación de una pequeña fracción de recursos no convencionales, equivalente al 10% de lo que se estima puede existir en el país, tiene el potencial de contribuir de manera significativa a la reducción de la capacidad global para evitar los peores efectos del cambio climático, por lo que, en este sentido, todo ese petróleo y todo ese gas deberían quedarse en el subsuelo.

---

<sup>9</sup> Los factores de emisión tanto para el gas como para el petróleo se toman del trabajo de Kühne y colaboradores (2022).

# Conclusiones





## Conclusiones

El volumen total de agua que podría ser requerido para explotar los recursos no convencionales en México mediante la técnica de *fracking* o fracturación hidráulica es una función directa de la cantidad total de hidrocarburos a explotar, es decir, a grandes volúmenes habrá grandes requerimientos. Si bien es cierto que los avances tecnológicos pueden jugar un papel fundamental para aumentar la productividad de los pozos extractivos, así como para disminuir la intensidad de uso de agua, los datos empíricos observados en el caso de Estados Unidos —país donde estos avances han sido notables— muestran que con el paso del tiempo el agotamiento geológico y la disminución en la calidad de los recursos obligan a incrementar la intensidad de la explotación y con ello los requerimientos hídricos. Por este motivo, no es posible apostar a que el aumento en la eficiencia de las actividades extractivas podrá contrarrestar por completo la alta intensidad de uso de agua que presentan los recursos no convencionales.

En muchas ocasiones se han comparado los requerimientos de agua para el fracking contra los de otros sectores económicos a nivel nacional y estatal, lo que ha llevado a concluir erróneamente que, al representar sólo una pequeña fracción de los mismos, la demanda de agua de dicha actividad no representa mayor problema para la disponibilidad del recurso hídrico. Sin embargo, a escalas locales los requerimientos de agua podrían llegar a causar conflictos por su disponibilidad, sobre todo en regiones áridas y sometidas a periodos de sequías. Los resultados del presente trabajo muestran que, al tener en cuenta los niveles de disponibilidad de agua dentro de las áreas con gran potencial para almacenar petróleo y gas no convencional, existen casos en los que: 1) de inicio no hay disponibilidad del líquido y, por tanto, la extracción

de estos recursos no resulta viable sin causar con ella un mayor déficit hídrico; y 2) los requerimientos son de tal magnitud que superan los niveles de agua disponible.

Por último, es imprescindible tener siempre presente el hecho de que la gran demanda de agua asociada a la explotación de petróleo y gas mediante fracturación hidráulica es sólo uno de los puntos en la larga lista de impactos socioambientales asociados con esta técnica de explotación. Gran parte de las afectaciones ya han sucedido o están sucediendo como resultado de las actividades cotidianas del sector petrolero. Por este motivo, cualquier impacto que pudiera provenir de la explotación de recursos no convencionales sólo aumentaría los considerables efectos negativos que ya tiene en México la explotación de petróleo y gas.



## Listado de figuras

**FIGURA 1.** Provincias petroleras en México con el potencial de albergar recursos no convencionales de petróleo y gas | 23

**FIGURA 2.** Áreas potenciales con recursos prospectivos no convencionales dentro de las provincias petroleras en México | 29

**FIGURA 3.** Matriz de clasificación por riesgo de déficit hídrico en la que se considera a su vez el riesgo por cuenca y acuífero | 41

**FIGURA 4.** Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Burgos | 45

**FIGURA 5.** Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Sabinas-Burro-Picacho | 47

**FIGURA 6.** Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Tampico-Misantla | 49

**FIGURA 7.** Requerimientos de agua para la explotación de recursos no convencionales en la provincia petrolera de Veracruz | 51

**FIGURA 8.** Riesgo de déficit hídrico por fracking en cuencas | 53

**FIGURA 9.** Riesgo de déficit hídrico por fracking en acuíferos | 54

**FIGURA 10.** Riesgo integrado de déficit hídrico por fracking | 55



## Listado de tablas

**TABLA 1.** Recursos prospectivos no convencionales de petróleo y gas en lutitas de México | 24

**TABLA 2.** Escenarios de recuperación | 26

**TABLA 3.** Escenarios de productividad por pozo | 27

**TABLA 4.** Intensidades en el uso de agua por pozo | 28

**TABLA 5.** Clasificación de riesgos por consumo de agua para fracking en cuencas y acuíferos | 40

**TABLA 6.** Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Burgos | 44

**TABLA 7.** Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Sabinas-Burro-Picacho | 46

**TABLA 8.** Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Tampico-Misantla | 48

**TABLA 9.** Pozos requeridos por escenario y nivel de productividad en Veracruz | 50

**TABLA 10.** Riesgo integrado de déficit hídrico por fracking por entidad federativa | 56

**TABLA 11.** Riesgo integrado de déficit hídrico por fracking por provincia petrolera | 57



## Referencias

- Arciniega Esparza, S., Breña Naranjo, A., Hernández Espriú, A., y Pedrozo Acuña, A. (2018). *Nexo agua-energía ante escenarios de explotación de gas no convencional en el noreste de México*. XXV Congreso Nacional de Hidráulica.
- Aucott, M.L., y Melillo, J.M. (2013). A preliminary energy return on investment analysis of natural gas from the Marcellus Shale. *Journal of Industrial Ecology* 17, 668-679.
- Bennis, M., Gellert, J., Nogués, M., y Crespo, P. (2020). *Decline curve analysis in Vaca Muerta with choke size normalization of gas rates*. SPE/AAPG/SEG Latin America Unconventional Resources Technology Conference. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-1403>
- Berman, A. (2024). Draining America first - the beginning of the end for shale gas. *Art Berman*. <https://www.artberman.com/blog/draining-america-first-the-beginning-of-the-end-for-shale-gas/>
- Brandt, A.R., Yeskoo, T., y Vafi, K. (2015). Net energy analysis of Bakken crude oil production using a well-level engineering-based model. *Energy* 93, 2191-2198.
- Butkovskiy, A., Cirkel, G., Bozileva, E., Bruning, H., Van Wezel, A.P., y Rijnaarts, H.H. (2019). Estimation of the water cycle related to shale gas production under high data uncertainties: Dutch perspective. *Journal of Environmental Management* 231, 483-493. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.10.066>
- Castro-Alvarez, F., Marsters, P., Ponce de León Barido, D., y Kammen, D.M. (2018). Sustainability lessons from shale development in the United

- States for Mexico and other emerging unconventional oil and gas developers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82(1), 1320-1332. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.082>
- Charry-Ocampo, S., y Perez, A. J. (2017). Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: Implicaciones en el contexto colombiano. *Ciencia e ingeniería neogranadina* 28(1), 135-164. <https://doi.org/10.18359/rcin.2549>
- CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) (2016). *Atlas geológico. Recursos no convencionales (lutita gas/ aceite)*. Ciudad de México: CNH. [https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas\\_geologico\\_no\\_convencionales\\_v3.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas_geologico_no_convencionales_v3.pdf)
- \_\_\_\_ (2021). Recursos Prospectivos. *CNH*. [https://hidrocarburos.gob.mx/media/6259/recursos\\_prospectivos.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/6259/recursos_prospectivos.pdf)
- \_\_\_\_ (2022). Retos y oportunidades de la producción de petróleo y gas natural de yacimientos no convencionales en México. *CNH*. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/766408/Retos-Oportunidades-YNC-2022.pdf>
- Conagua (Comisión Nacional del Agua) (2022). *Estadísticas del agua en México 2021*. Ciudad de México: Conagua. <https://files.conagua.gob.mx/conagua/publicaciones/Publicaciones/EAM%202021.pdf>
- \_\_\_\_ (2023a). Acuerdo por el que se actualiza la disponibilidad media anual de agua subterránea de los 653 acuíferos de los Estados Unidos Mexicanos, mismos que forman parte de las regiones hidrológico-administrativas que se indican. *Diario Oficial de la Federación*. 9 de septiembre de 2023. [https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5708074&fecha=09/11/2023#gsc.tab=0](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5708074&fecha=09/11/2023#gsc.tab=0)
- \_\_\_\_ (2023b). Acuerdo por el que se actualiza la disponibilidad media anual de las aguas nacionales superficiales de las 757 cuencas hidrológicas que comprenden las 37 regiones hidrológicas en que se encuentra dividido los Estados Unidos Mexicanos. *Diario Oficial de la Federación*. 28 de diciembre de 2023. [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5712948&fecha=28/12/2023#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5712948&fecha=28/12/2023#gsc.tab=0)
- Cottrell, F. (2009). *Energy & society (revised): the relation between energy, social change, and economic*. Indiana: Author House.

- Du, X., Carlson, K.H., y Tong, T. (2022). The water footprint of hydraulic fracturing under different hydroclimate conditions in the Central and Western United States. *Science of The Total Environment* 840. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.156651>
- Du, X., Li, H., Robbins, C.A., Carlson, K.H., y Tong, T. (2021). Activity and water footprint of unconventional energy production under hydroclimate variation in Colorado. *ACS ES&T Water* 1(2), 281-290. <https://doi:10.1021/acsestwater.0c00064>
- EIA (Energy Information Administration) (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico*. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Mexico\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Mexico_2013.pdf)
- Energy Institute (2024). *Statistical Review of World Energy*. Obtenido de <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- Ferrari, L., y Hernández, D. (2024). Sector de hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre soberanía energética. En: Ferrari, L., Maser, O. y Traffon, A. (eds.), *Transición energética justa y sustentable. Contexto y estrategias para México*. México: Conahcyt-FCE, pp. 35-60.
- Ferrari, L., Flores Hernández, J.R., y Hernández Martínez, D. (2024). A 20 años del pico del petróleo en México: análisis del sector hidrocarburos e implicaciones para el futuro energético nacional. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 41(1).
- Flores Hernández, J., y Ferrari, L. (2024). El declive de la tasa de retorno energético del petróleo y gas en México. En: Ferrari, L., Maser, O. y Traffon, A. (eds.), *Transición energética justa y sustentable. Contexto y estrategias para México*. México: Conahcyt-FCE, pp. 61-94.
- Freyman, M. (2014). *Hydraulic fracturing and water stress: water demand by the numbers: shareholder, lender & operator guide to water sourcing*. CERES Report.
- Galdeano, C., Cook, M.A., y Webber, M.E. (2017). Multilayer geospatial analysis of water availability for shale resources development in Mexico. *Environmental Research Letters* 12(8). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa7c95>
- Gallegos, T.J., Varela, B.A., Haines, S.S., y Engle, M.A. (2015). Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research* 51(7), 5839-5845. <https://doi.org/10.1002/2015WR017278>

- García, K. (2024). AMLO busca prohibir el fracking en México desde la Constitución. *El Economista*. 6 de febrero de 2024. <https://www.economista.com.mx/empresas/AMLO-busca-prohibir-el-fracking-en-Mexico-desde-la-Constitucion-20240206-0086.html>
- Gutiérrez-Ojeda, C. (2017). *Fracturación hidráulica y agua subterránea. Presentación ante el Senado de la República en el Foro Fracturación Hidráulica: Actualidad de la Explotación de Hidrocarburos en México*. 23 de octubre de 2017. [https://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio\\_climatico/reu/docs/presentacion\\_231017-4.pdf](https://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio_climatico/reu/docs/presentacion_231017-4.pdf)
- Hall, C.A. (2017). *Energy Return on Investment: An Unifying Principle for Biology, Economics and Sustainability*. Nueva York: Springer.
- Harvey, F. (2021). No new oil, gas or coal development if world is to reach net zero by 2050, says world energy body. *The Guardian*. 18 de mayo de 2021. <https://www.theguardian.com/environment/2021/may/18/no-new-investment-in-fossil-fuels-demands-top-energy-economist>
- Hernández-Espriú, A., Arciniega-Esparza, S., y Macías-Medrano, S. (2019). Water use spatio-temporal mapping linked to hydraulic fracturing across the Eagle Ford Play, Texas (USA). *Terra Digitalis* 3(1), 1-5. <https://doi.org/10.22201/igg.25940694.2019.1.59>
- Inegi (Instituto Nacional de Estadística y Geografía) (2020). Censo de Población y Vivienda 2020. *Inegi*. <https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/#tabulados>
- IPCC (International Panel on Climate Change) (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Suiza: IPCC.
- Kondash, A.J., Lauer, N.E., y Vengosh, A. (2018). The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. *Science Advances* 4(8). <https://doi.org/10.1126/sciadv.aar5982>
- Kühne, K., Bartsch, N., Tate, R.D., Higson, J., y Habet, A. (2022). "Carbon Bombs" - Mapping key fossil fuel projects. *Energy Policy* 166. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112950>
- Laherrère, J., Hall, C.A., y Bentley, R. (2022). How much oil remains for the world to produce? Comparing assessment methods, and separating fact from fiction. *Current Research in Environmental Sustainability* 4. <https://doi.org/10.1016/j.crsust.2022.100174>

- Male, F. (2019). Using a segregated flow model to forecast production of oil, gas, and water in shale oil plays. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 180, 48-61. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.010>
- Male, F., y Duncan, I.J. (2022). The paradox of increasing initial oil production but faster decline rates in fracking the Bakken Shale: Implications for long term productivity of tight oil plays. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 208(A). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109406>
- Mehany, M.S., y Guggemos, A. (2015). A Literature Survey of the Fracking Economic and Environmental Implications in the United States. *Procedia Engineering*, 169-176. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.08.415>
- Morales, I. (2014). North America's Energy Revolution. *Revue Interventions économiques*. Hors-série. Transformations: 2014. <https://doi.org/10.4000/interventionseconomiques.6046>
- Morales, I. (2019). El Futuro de Pemex: ¿Apuntalar el modelo rentista o fortalecer la resiliencia energética de México? *Rice University's Baker Institute for Public Policy*. <https://www.bakerinstitute.org/sites/default/files/usmx-morales-pemex-103019.pdf>
- NETL (National Energy Technology Laboratory) (2019). *Unconventional Resources*. US Department of Energy; NETL. <https://netl.doe.gov/sites/default/files/2019-04/Program-130.pdf>
- Nicot, J., y Scanlon, B. (2012). Water use for shale-gas production in Texas, U.S. *Environmental Science & Technology* 46(6), 3580-3586. <https://doi.org/10.1021/es204602t>
- Odum, H.T. (1973). Energy, ecology, and economics. *Ambio* 2(6), 220-227.
- Olivera, B. (2023). Asignación de presupuesto para fracking de 2018 a 2024. *Alianza Mexicana Contra el Fracking*. <https://nofrackingmexico.org/asignacion-de-presupuesto-para-fracking-de-2018-a-2024/>
- Pemex (Petróleos Mexicanos) (2023). Forma F-20 presentada ante la Securities and Exchange Commission. *Pemex*. [https://www.pemex.com/ri/reguladores/ReportesAnuales\\_SEC/PEMEX\\_20-F\\_2022.pdf](https://www.pemex.com/ri/reguladores/ReportesAnuales_SEC/PEMEX_20-F_2022.pdf)
- Ramírez González, M.A. (2024). ¿Es el agua un derecho humano constitucional? *El Sol de Cuernavaca*. 19 de enero de 2024. [https://www.elsoldecuernavaca.com.mx/analisis/marco-antonio-ramirez-gonzalez-es-el-agua-un-derecho-humano-constitucional-11306858.html?fbclid=IwAR34V\\_HR4Canmbpk45QIEu8UHfgviW9r9h17N6weze-yPOP1WEqi1pF5\\_K8\\_aem\\_AWVjcxUGh1zsuCzJG0jiLc\\_Xr4ADed3\\_9T\\_xsITXmJQ](https://www.elsoldecuernavaca.com.mx/analisis/marco-antonio-ramirez-gonzalez-es-el-agua-un-derecho-humano-constitucional-11306858.html?fbclid=IwAR34V_HR4Canmbpk45QIEu8UHfgviW9r9h17N6weze-yPOP1WEqi1pF5_K8_aem_AWVjcxUGh1zsuCzJG0jiLc_Xr4ADed3_9T_xsITXmJQ)

- Richardson, K., Steffen, W., Lucht, W., Bendtsen, J., Cornell, S. E., Donges, J.F., Drüke, M., Fetzer, I., Bala, G., Bloh, W., Feulner, G., Fielder, S., Gerten, D., Gleeson, T., Hofmann, M., Huiskamp, W., Kummu, M., Mohan, C., Nogués-Bravo, D., Petri, S., Porkka, M., Rahmstorf, S., Schaphoff, S., Thonicke, K., Tobian, A., Virkki, V., Wang-Erlandsson, L., Weber, L. y Rockström, J. (2023). Earth beyond six of nine planetary boundaries. *Science Advances* 9(37). <https://doi.org/10.1126/sciadv.adh2458>
- Rivera, E., y Bárcenas, A. (2023). ¿Sabes cuánta agua consumen los regios? *El Financiero*. 21 de marzo de 2023. <https://www.elfinanciero.com.mx/monterrey/2023/03/21/sabes-cuanta-agua-consumen-los-regios/>
- Rosa, L., y D’Odorico, P. (2019). The water-energy-food nexus of unconventional oil and gas extraction in the Vaca Muerta Play, Argentina. *Journal of Cleaner Production* 207, 743-750. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.10.039>
- Rosa, L., Rulli, M., Davis, K., y D’Odorico, P. (2018). The water-energy nexus of hydraulic fracturing: A global hydrologic analysis for shale oil and gas extraction. *Earth’s Future* 6(5), 745-756. <https://doi.org/10.1002/2018EF000809>
- Santiago, M.I. (2006). The ecology of oil: Environment, labor and the Mexican Revolution, 1900-1938. Nueva York: Cambridge University Press.
- Scanlon, B., Reedy, R., y Nicot, J. (2014). Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? *Environmental Research Letters* 9(12). <https://doi:10.1088/1748-9326/9/12/124011>
- Sener (Secretaría de Energía) (2019). *Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019. Evaluación 2019*. México: Sener. [https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/Q/SubsecretariaHidrocarburos/PublicacionPlanQuinquenalLicitacionesExpExtHidrocarburos/SENER\\_02\\_PQ\\_Evaluacion\\_2019.pdf](https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/Q/SubsecretariaHidrocarburos/PublicacionPlanQuinquenalLicitacionesExpExtHidrocarburos/SENER_02_PQ_Evaluacion_2019.pdf)
- \_\_\_\_\_. (s.f.). *Sistema de Información Energética*. México: Sener. <http://sie.energia.gob.mx/>
- Sha, L., Cheng, C., Weiyang, X., y Hong, L. (2023). Process of EUR prediction for shale gas wells based on production decline models—a case study on the Changning block. *Frontiers in Energy Research* 11. <https://doi:10.3389/fenrg.2023.1252980>

- Shepherd, M. (2009). Factors influencing recovery from oil and gas fields. En: Shepherd, M., *Oil Field Production Geology*. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/13161187M913372>
- Stanwick, P.A., y Stanwick, S.D. (2023). The environmental challenges of Pemex. *International Journal of Management studies and Social Science Research* 5(1). <https://doi.org/10.56293/IJMSSR.2022.4545>
- Tabuchi, H., y Migliozi, B. (2023). Monster fracks' are getting far bigger. and far thirstier. *New York Times*. 25 de septiembre de 2023. <https://www.nytimes.com/interactive/2023/09/25/climate/fracking-oil-gas-wells-water.html>
- Villalobos-Hiriart, A., Navarro-Frómeta, A., Gómez-Durán, P., Alonso-Pippo, W., Durán-Domínguez-de-Bazúa, M., y Jiménez-Vásquez, M. (2020). Implications of hydraulic fracturing of unconventional oil and gas resources in Mexico. En: Otazo-Sánchez, E. (ed.), *Water Availability and Management in Mexico*, p. 99-124. Suiza: Springer Nature.
- Wachtmeister, H., Lund, L., Aleklett, K., y Höök, M. (2017). Production decline curves of tight oil wells in Eagle Ford shale. *Natural Resources Research* 26, 365-377. <https://doi.org/10.1007/s11053-016-9323-2>
- Weijermars, R., Sorek, N., Sen, D., y Ayers, W.B. (2017). Eagle ford shale play economics: US versus Mexico. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 38, 345-372.
- Yang, H., Huang, X., Yang, Q., Tu, J., Li, S., Yang, D., Tu, J., Li, S., Yang, D., Xia, H., Flower, R.J. y Thompson, J. R. (2015). Water requirements for shale gas fracking in Fuling, Chongqing, Southwest China. *Energy Procedia* 76, 106-112. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.862>
- Zhang, Y., Rupp, J.A., y Graham, J.D. (2021). Contrasting public and scientific assessments of fracking. *Sustainability* 13(12). <https://doi.org/10.3390/su13126650>
- Zitha, P., Felder, R., Zornes, D., Brown, K., y Mohanty, K. (2023). Increasing hydrocarbon recovery factors. *Society of Petroleum Engineers*. <https://www.spe.org/en/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors/>



GOBIERNO DE  
**MÉXICO**



**CONAHCYT**  
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES  
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS



**CartoCrítica**  
INVESTIGACIÓN, MAPAS Y DATOS  
PARA LA SOCIEDAD CIVIL

