



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MÉXICO**

**FACULTAD DE QUÍMICA**



**“Fracking en México como método de extracción de petróleo y gas natural”**

**T E S I N A**

**Que para obtener el Título de:**

**INGENIERO PETROQUÍMICO**

**Presenta:**

**Edgar Adán Sánchez García**

**Director de Tesina**

**Dr. en C. Julián Cruz Olivares**

**Toluca, Edo. de México.**

**Noviembre 2025.**

## **Índice.**

Índice de contenido

Agradecimientos

Índice de Ilustraciones

Índice de Tablas

Glosario

Introducción

Justificación

Objetivo general

Objetivos específicos

Capítulo 1. Fundamentos técnicos del fracking

1.1 Formación de los hidrocarburos

1.1.1 Definición y clasificación de hidrocarburos

1.1.2 Proceso de formación geológico

1.2 Técnicas de extracción de recursos convencionales

1.2.1 Recuperación primaria

1.2.2 Recuperación secundaria

1.2.3 Recuperación terciaria

1.3 Hidrocarburos no convencionales

1.3.1 Definición y características geológicas

1.3.2 Principales fuentes de hidrocarburos no convencionales en México

1.4 Fractura hidráulica (Fracking) como método de extracción

1.4.1 Definición

1.4.2 Proceso técnico del fracking

1.4.3 Tecnologías aplicadas en el fracking

1.5 Historia y evolución del fracking en la industria petrolera

1.5.1 Orígenes y desarrollo tecnológico

1.5.2 Expansión global del fracking

1.6 Importancia del fracking en la industria petrolera actual

1.6.1 Rol estratégico en la seguridad energética

1.6.2 Producción y mercados internacionales

1.7 Controversias y desafíos del fracking

1.7.1 Orígenes y desarrollo tecnológico

1.7.2 Expansión global del fracking

Capítulo 2. Marco regulatorio y político en México

2.1 Evolución del marco regulatorio en México

2.2 Impacto de la reforma energética de 2013 en la regulación del fracking

2.3 Legislación y normatividad vigente sobre el fracking en México

2.4 Comparativa internacional: Estados Unidos, Canadá, y Noruega como modelos regulatorios

2.5 Limitaciones del marco actual y propuestas de mejora

2.5.1 Principales limitaciones del marco actual

2.5.2 Propuestas de mejora con base en modelos internacionales adaptables

Capítulo 3. Impactos ambientales y sociales

3.1 Impactos ambientales

3.1.1 Contaminación del agua y aire

3.1.2 Afectaciones a la biodiversidad y los ecosistemas

3.2 Impactos sociales

3.2.1 Salud pública y riesgos para las comunidades locales

3.3 Comparación con los impactos de la extracción convencional

3.4 Medidas mitigadoras y mejores prácticas

Capítulo 4. Viabilidad económica del fracking en México

4.1 Costos de implantación, operación y mantenimiento

- 4.2 Rentabilidad y potencial de crecimiento en México
- 4.3 Comparación de la competitividad del fracking frente a métodos convencionales
- 4.4 Impacto en la economía nacional
  - 4.4.1 Producto Interno Bruto (PIB)
  - 4.4.2 Generación de empleo
  - 4.4.3 Balanza comercial y seguridad energética
  - 4.4.4 Impacto fiscal y recaudatorio
  - 4.4.5 Desarrollo regional y reducción de desigualdades
- 4.5 Análisis de los inversionistas y la participación privada

## Capítulo 5. Estudio de caso: Análisis de la Cuenca de Burgos

- 5.1 Características geológicas y potencial de explotación
- 5.2 Uso actual de fracking en la Cuenca de Burgos
- 5.3 Impactos ambientales y sociales en la región
- 5.4 Viabilidad económica: un estudio comparativo

Conclusiones

Bibliografía

### **Índice de Ilustraciones.**

Figura 1. Esquema de los mecanismos y contaminantes generados por la fracturación hidráulica.

Figura 2. Comparación de empleo directo e indirecto por actividad económica

Figura 3. Desglose estimado de ingresos fiscales por fracking

Figura 4. Regiones con actividad o potencial de fracking en México

Figura 5. Esquema geológico de la Cuenca de Burgos.

## **Índice de Tablas.**

Tabla 1. Métodos convencionales de extracción.

Tabla 2. Estimaciones de recursos técnicamente recuperables en cuencas no convencionales de México.

Tabla 3. Estudios sísmicos.

Tabla 4. Estudios geoquímicos.

Tabla 5. Estudios geológicos.

Tabla 6. Estudios geofísicos.

Tabla 7. Aditivos químicos.

Tabla 8. Comparación internacional de producción y costos en hidrocarburos no convencionales

Tabla 9. Artículos de la Ley del Sector Hidrocarburos (2025).

Tabla 10. Comparativa de los modelos internacionales regulatorios del fracking

Tabla 11. Propuestas de mejora regulatoria y modelos internacionales de referencia.

Tabla 12. Comparación general entre el método convencional y el no convencional de extracción de hidrocarburos.

Tabla 13. Tecnologías de monitorio aplicadas en operaciones de fracking.

Tabla 14. Tecnologías de reciclaje de agua en fracking.

Tabla 15. Tecnologías de green completions.

Tabla 16. Estimación general de costos por etapa en proyectos no convencionales en México.

Tabla 17. Comparativo de costos estimados por pozo entre México y Argentina.

Tabla 18. Costos promedio estimados por cuenca en México.

Tabla 19. Precios promedio de hidrocarburos en México (2020-2024).

Tabla 20. Comparativo técnico-económico entre pozos convencionales y no convencionales en México.

Tabla 21. Resultados y costos estimados del pozo “Emergente-1”.

Tabla 22. Comparación técnica y económica entre fracking y métodos convencionales.

Tabla 23. Breakeven estimado por tipo de yacimiento

Tabla 24. Análisis comparativo entre riesgos y beneficios: fracking vs métodos convencionales.

- Tabla 25. Evolución del PIB petrolero (% respecto al PIB nacional), 2010-2022
- Tabla 26. Estimación del PIB petrolero por entidad federativa con potencial de fracking (2022)
- Tabla 27. Comparación de empleo generado por fracking, métodos convencionales y otros sectores
- Tabla 28. Evolución de importaciones de gas natural y exportaciones de petróleo crudo en México (2012–2022)
- Tabla 29. Ingresos fiscales estimados según el escenario de inversión en fracking (producción a 2030).
- Tabla 30. Indicadores socioeconómicos: comparación entre regiones con y sin fracking (2022)
- Tabla 31. Tipos de contratos utilizados en México para la extracción de hidrocarburos.
- Tabla 32. Principales actores privados en proyectos de fracking en México (2022–2024).
- Tabla 33. Principales parámetros geológicos de la Cuenca de Burgos en comparación con Eagle Ford y Vaca Muerta.
- Tabla 34. Pozos activos en la Cuenca de Burgos (2022-2024).
- Tabla 35. Inversión estimada en proyectos no convencionales en Burgos (2022-2024).
- Tabla 36. Comparación técnica entre la Cuenca de Burgos y Eagle Ford.
- Tabla 37. Impactos ambientales y sociales observados en municipios de la Cuenca de Burgos
- Tabla 38. Comparación de viabilidad económica en tres cuencas no convencionales.
- Tabla 39. Principales ductos de gas natural con impacto en la Cuenca de Burgos.
- Tabla 40. Comparación de costos laborales y de perforación por pozo (USD).

## **Introducción.**

La fracturación hidráulica, mayormente conocida como fracking, es una técnica utilizada en la extracción de hidrocarburos no convencionales que han revolucionado la industria energética en países como Estados Unidos, Canadá, y, en menor medida, varios países de Europa. Esta tecnología permite acceder a depósitos de petróleo y gas natural atrapados en formaciones rocosas a gran profundidad mediante el uso de una mezcla de agua, arena y productos químicos que, a alta presión, fracturan las rocas para liberar los hidrocarburos (Zhao, 2016).

México, país con una rica historia petrolera, enfrenta un panorama desafiante en cuanto a la exploración de recursos energéticos. Las reservas convencionales de petróleo, que han sido la columna vertebral de la industria en décadas pasadas, han ido disminuyendo significativamente, mientras que la demanda interna y externa de energía sigue aumentando exponencialmente. En este contexto, el fracking emerge como alternativa potencial para aumentar la producción de dichos hidrocarburos, especialmente en las cuencas de petróleo no convencional, como en la Cuenca de Burgos, que poseen grandes reservas de gas y petróleo en formaciones de esquisto.

Sin embargo, a pesar de su potencial, la implementación del fracking en México no está exenta de controversia. Si bien existen áreas geológicas que podrían ser exploradas mediante esta técnica, la viabilidad de su uso depende de una evaluación integral que considere no solo los aspectos tecnológicos, sino también los aspectos económicos, sociales, y, especialmente los regulatorios. El marco legal mexicano, se encuentra en constante cambio desde la reforma energética de 2013, ha sido un factor clave en la evaluación del fracking, pues establece las condiciones en las que las empresas pueden operar.

Este estudio tiene como objetivo principal analizar la viabilidad del fracking como método de extracción de petróleo y gas natural en México. Se abordará los aspectos técnicos relacionados con la tecnología de fracking, su viabilidad económica, los impactos sociales y ambientales asociados. Además, se evaluará el marco legal y regulatorio vigente en México, para determinar como la legislación actual facilita o limita el uso el fracking.

## Justificación

La creciente demanda de energía a nivel global ha obligado a muchos países, incluido México a diversificar sus fuentes de producción de hidrocarburos. La fracturación hidráulica, a pesar de las críticas que genera por sus implicaciones ambientales y sociales, ha demostrado ser una de las tecnologías más eficaces para incrementar la producción de petróleo y gas natural en yacimientos no convencionales. En países como Estados Unidos, el fracking ha jugado un papel decisivo en el renacimiento de la industria energética, contribuyendo significativamente a la reducción de la dependencia de fuentes extranjeras, logrando mejorar la seguridad energética. Sin embargo, los efectos colaterales del fracking tales como la contaminación de acuíferos, la emisión de gases efecto invernadero, y los impactos negativos en las comunidades cercanas, no pueden pasarse por alto.

México, por su parte, posee vastos recursos en formaciones no convencionales, especialmente en la Cuenca de Burgos, que representan una oportunidad estratégica para aumentar la producción de hidrocarburos. No obstante, la adopción de este método de extracción debe ser evaluado bajo una óptica integral, que considere tanto los beneficios como los riesgos de esta tecnología. Para que el país pueda aprovechar sus recursos no convencionales de manera sostenible, es necesario analizar los aspectos técnicos tanto de la implementación, así como, las inversiones requeridas, costos asociados y los posibles beneficios económicos para la economía nacional.

Además de los aspectos técnicos y económicos, el marco regulatorio y las políticas públicas juegan un papel crucial en la viabilidad de esta tecnología. La reforma energética de 2013 marco un cambio significativo en la legislación sobre hidrocarburos, abriendo la puerta a la participación de empresas privadas en la exploración y extracción de recursos. Sin embargo, las leyes actuales aun requieren ajustes para abordar de manera más eficaz las necesidades del sector no convencional, y para garantizar que las actividades relacionadas con el fracking sean realizadas de manera responsable desde el punto de vista ambiental y social. El análisis vigente y la comparación con las normativas de otros países productores de petróleo serán elementos fundamentales en este estudio.

El impacto social y ambiental es un tema de creciente preocupación. En las zonas donde se implementa esta tecnología, las comunidades cercanas a los pozos a menudo enfrentan desafíos relacionados con la calidad del agua, la salud pública y la contaminación. La evaluación de estos impactos es fundamental para determinar si el fracking puede ser una opción viable en México, o si los riesgos asociados son demasiado altos para su implementación a gran escala. Este estudio permitirá entender como las comunidades afectadas pueden ser protegidas mediante leyes y regulaciones más estrictas.

Por lo tanto, este análisis no solo aportará información técnica sobre la viabilidad del método de extracción no convencional, sino que también proporcionará recomendaciones clave para mejorar la regulación, tratando con ello reducir los riesgos ambientales y sociales. La contribución de esta investigación es relevante no solo para el ámbito académico, sino también para las políticas públicas y las decisiones estratégicas de las empresas del sector energético en México. Al ofrecer una evaluación integral de la viabilidad de esta tecnología, esta tesina contribuirá al diseño de un enfoque más informado, sostenible y eficiente para la explotación de los recursos no convencionales en México.

## **Objetivo general.**

Analizar la viabilidad integral del fracking en México como método de extracción de petróleo, evaluando de manera técnica, económica, ambiental y regulatoria los factores geológicos, legales, sociales y de mercado que determinan su implementación, eficiencia y sostenibilidad a largo plazo.

## **Objetivos específicos.**

- Explicar el proceso técnico del fracking y su comparación con los métodos convencionales de extracción de petróleo.
- Analizar las condiciones geológicas y los recursos no convencionales en México aptos para el fracking.
- Evaluar el marco regulatorio en México sobre el método de extracción no convencional, destacando los cambios derivados de la reforma energética de 2013.
- Investigar los impactos ambientales y sociales del fracking, especialmente en las comunidades cercanas, y compararlos con los efectos de la extracción convencional.
- Examinar la viabilidad económica de esta tecnología de extracción en México, considerando costos, rentabilidad y competitividad frente a otros métodos de extracción.
- Determinar la viabilidad integral del fracking en territorio nacional, sugiriendo recomendaciones regulatorias y técnicas para su implementación futura.

## **Capítulo 1. Fundamentos de los hidrocarburos y el fracking.**

El presente capítulo tiene como propósito establecer las bases teóricas y técnicas necesarias para comprender el funcionamiento del fracking como método de extracción de hidrocarburos no convencionales. Para ello, se explorarán primero los fundamentos geológicos de la formación de hidrocarburos, diferenciando entre recursos convencionales y no convencionales, así como las técnicas de extracción tradicionalmente utilizadas en la industria petrolera. Posteriormente, se introduce el concepto de fractura hidráulica, su proceso técnico, las tecnologías involucradas y su evolución histórica, con el fin de contextualizar su relevancia actual. Este capítulo sienta el marco necesario para analizar, en los capítulos siguientes, los impactos, retos regulatorios y viabilidad del Fracking en México.

### **1.1 Formación de los hidrocarburos.**

#### **1.1.1 Definición y clasificación de hidrocarburos.**

Se consideran hidrocarburos a los compuestos orgánicos formados exclusivamente por carbono e hidrogeno. Representa la base energética de los combustibles fósiles, entre los que se encuentran el gas natural y el petróleo. Desde un enfoque químico, estos compuestos se clasifican en saturados (alcanos), insaturados (alquenos, alquinos) y aromáticos, cuya composición define el comportamiento químico y físico del crudo o gas extraído (Speight, 2014).

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos que se acumulan en formaciones rocosas sedimentarias. Por su parte, el gas natural, compuesto principalmente por metano ( $\text{CH}_4$ ), puede encontrarse asociado a yacimientos petroleros o como acumulación independiente, en formaciones similares o diferentes a las del crudo (Hunt, 1996).

#### **1.1.2 Proceso de formación geológico.**

La formación de hidrocarburos se origina a partir de la acumulación de materia orgánica en ambientes anóxicos de cuencas sedimentarias marinas, lacustres o deltaicas. Esta materia -fitoplancton, algas y vegetación terrestre- queda enterrada bajo sedimentos finos, donde se ve protegida de la degradación oxidativa (Peters, 2005).

Con la progresiva compactación, esta materia orgánica se transforma en kerógeno, un precursor sólido de los hidrocarburos. Durante la etapa de catagénesis, que ocurre a profundidades entre 2,00 y 2,500 metros y a una temperatura entre los 60 y 150°C, provocando que el kerógeno se descomponga térmicamente liberando hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Este proceso puede durar entre 10 y 100 millones de años y su eficiencia depende factores como el tipo de materia orgánica original, la tasa de sedimentación, la presión, la temperatura y el tiempo geológico.

Una vez generados, tienden a migrar desde la roca generadora (roca madre) hacia formaciones más porosas y permeables donde se acumulan, conocidas como rocas reservorio. Este proceso de migración primaria y secundaria es impulsado por gradientes de presión y densidad (Bjørlykke, 2015). Esto para que se acumulen en un volumen económicamente explotable.

Los reservorios convencionales son aquellos donde los hidrocarburos se encuentran en formaciones porosas como areniscas o calizas, desde las cuales fluyen libremente al perforar un pozo. En contraste los reservorios no convencionales, como las lutitas o esquistos (shale), presentan baja permeabilidad y retienen los hidrocarburos en su matriz (Jarvie, 2007).

## **1.2 Técnicas de extracción de recursos convencionales.**

En la industria petrolera, la extracción de hidrocarburos convencionales se realiza mediante diversas técnicas diseñadas para optimizar la recuperación del crudo presente en varios reservorios permeables y de fácil acceso. Estas técnicas se agrupan en tres fases: primaria, secundaria y terciaria (Huerta Jiménez, 2010).

### **1.2.1 Recuperación primaria.**

La recuperación primaria es la fase inicial del proceso, donde el petróleo es impulsado hacia la superficie por la presión natural del yacimiento. Cuando esta presión disminuye, se implementan métodos de levantamiento artificial, como el bombeo mecánico (pumpjack) o el levantamiento por gas (gas lift), que permiten mantener la producción al extraer petróleo de manera asistida (Mohamed, 2022).

### **1.2.2 Recuperación secundaria.**

Cuando el flujo natural disminuye, se aplican técnicas que permiten mantener la presión del yacimiento, principalmente a través de la inyección de agua o gas. Este método desplaza el petróleo remanente hacia los pozos de producción, incrementando significativamente el factor de recuperación (Alvarado & Manrique, 2010).

### **1.2.3 Recuperación terciaria.**

La recuperación terciaria (EOR – Enhanced Oil Recovery) está diseñada para extraer el petróleo que permanece atrapado en la roca después de las etapas anteriores. Utilizando técnicas como la inyección

vapor (recuperación térmica), dióxido de carbono, surfactantes y polímeros, aumentando la recuperación hasta en un 60% o más del OOIP (Original Oil in Place - Petróleo Original en Sitio) (Lake., 2014).

*Tabla 1. Métodos convencionales de extracción.*

<b>Etapa de producción.</b>	<b>Principales técnicas.</b>	<b>Recuperación estimada del OOIP.</b>	<b>Uso.</b>
<b>Primaria</b>	Energía natural del yacimiento.	5 - 30%	Se usa mientras el crudo fluye de forma espontánea.
<b>Secundaria</b>	Inyección de agua, gas natural o aire.	Hasta un 50%	Requiere infraestructura adicional, común en campos maduros.
<b>Terciaria (EOR)</b>	Inyección de CO <sub>2</sub> , vapor, químicos, etc.	60% o más	Alta eficiencia, pero también alto costo. Mejora la recuperación sustancial.

*Fuente: Adaptado de Huerta Jiménez (2010); Universidad de La Laguna (2015); Universidad Estatal Península de Santa Elena (2021).*

### **1.3 Hidrocarburos no convencionales.**

#### **1.3.1 Definición y características geológicas.**

Gracias a un proceso geológico complejo que involucra la sedimentación y compresión de materiales orgánicos y minerales durante millones de años es posible la generación de formas rocosas llamadas lutitas. Estas rocas sedimentarias se componen de partículas finas como arcilla y limo, que provienen de la erosión de otras rocas. Estas partículas se depositan en ambientes de aguas poco profundas, como lodos, deltas o mares costeros, donde las corrientes no son lo suficientemente fuertes como para transportar partículas más grandes (Li, 2024).

Simultáneamente, en estos ambientes sedimentarios se acumula materia orgánica proveniente de restos de plantas, microorganismos y animales muertos. Cuando las condiciones son adecuadas, esta materia orgánica no se descompone completamente debido a la falta de oxígeno, lo que da lugar a la formación de una capa rica en materia orgánica en el fondo del agua. A lo largo de millones de años,

los sedimentos acumulados se comprimen bajo nuevas capas de sedimentos, lo que aumenta la presión y la temperatura. Este proceso inicial se llama diagénesis, durante el cual la materia orgánica se transforma en querógeno, una sustancia sólida precursora del petróleo y gas. (Liu, 2018; Zhang, 2024). El siguiente proceso se le conoce como maduración térmica (maduración térmica), el cual es fundamental para la formación de hidrocarburos.

A temperaturas entre 60° y 120°C, el querógeno se descompone principalmente en gas metano, lo que da lugar al shale gas. Si la temperatura y la presión son aún más altas, generalmente entre 120° y 250°C, el querógeno se convierte en shale oil, o petróleo de lutitas, que también se encuentra atrapado en la porosidad de las rocas lutitas (Ballesteros, 2016; Zhang, 2024).

A diferencia del gas convencional, que se encuentra en reservorios de alta permeabilidad donde fluye fácilmente, el gas y el petróleo de lutitas está incrustado en rocas lo que hace que su extracción sea más compleja y requiere de tecnologías especializadas como la fracturación hidráulica. (Khairuldin, 2023; Mongelli & Di Paola, 2018).

### **1.3.2 Principales fuentes de hidrocarburos no convencionales en México.**

México posee un considerable potencial en hidrocarburos no convencionales, principalmente gas y petróleo en lutitas (shale), ubicados en varias cuencas sedimentarias distribuidas en el norte y noreste del país. Entre las principales regiones destacan la Cuenca de Sabinas-Burro Picachos, la Cuenca de Burgos y la Cuenca Tampico-Misantla, las cuales han sido reconocidas por estudios geológicos y geoquímicos como zonas promisoras para el desarrollo del fracking (Sánchez, 2020).

La Cuenca de Burgos, localizada en el noroeste del país, abarca partes de los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila. Esta región es una extensión de la prolífica Cuenca del Golfo en Estados Unidos, conocida por su productividad en hidrocarburos no convencionales, especialmente gas seco y húmedo en lutitas del Cretácico y Jurásico (Hernández, 2020). Estudios de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) estiman que esta cuenca posee algunos de los mayores recursos técnicamente recuperables del país, con una gran similitud geológica con la formación Eagle Ford de Texas (CNH, 2018).

La Cuenca de Sabinas-Burro Picachos, en el estado de Coahuila, contienen formaciones como la Eagle Ford y Pimienta, las cuales han demostrado un alto contenido de materia orgánica y madurez térmica para la generación de hidrocarburos líquidos y gas (González, 2019). Esta cuenca se ha convertido en un foco de interés para futuras exploraciones debido a su potencial de hidrocarburos líquidos.

Por otro, la Cuenca Tampico-Misantla, en el estado de Veracruz, representa una de las áreas más complejas y con mayor historia de producción de petróleo convencional. Sin embargo, reciente estudios han identificado formaciones profundas, como la Formación Pimienta, con características aptas para la explotación no convencional, incluyendo lutitas ricas en querógeno tipo II, asociadas a crudos ligeros y gas húmedo (Zambrano, 2019).

A pesar de este potencial, el desarrollo de estas regiones enfrenta desafíos técnicos, regulatorios y sociales, además de a necesidad de inversión en tecnologías de perforación y fractura que permitan acceder a estos recursos de manera eficiente y segura (Speight, 2014; Aguilar & Rodríguez, 2021).

*Tabla 2. Estimaciones de recursos técnicamente recuperables en cuencas no convencionales de México.*

<b>Cuenca</b>	<b>Gas natural (Tcf)</b>	<b>Petróleo (MMb)</b>	<b>Formaciones destacadas.</b>	<b>Fuente.</b>
<b>Burgos.</b>	67.0	600	Eagle Ford, San Pedro.	(CNH, 2018)
<b>Sabinas-Burro Picachos.</b>	68.9	600	Pimienta, Eagle Ford	(CNH, 2018)
<b>Tampico-Misantla</b>	25.1	32.1	Pimienta.	(CNH, 2018)
<b>Total estimado.</b>	545.0	13,100	Varias (shale gas /oil)	(EIA, 2013)

#### **1.4 Fractura hidráulica (Fracking) como método de extracción de hidrocarburos.**

En este apartado se aborda una de las tecnologías más relevantes en la explotación de hidrocarburos no convencionales: la fractura hidráulica, comúnmente conocida como fracking. este método ha transformado la industria energética al permitir el acceso a recursos previamente inaccesibles por medios convencionales. A lo largo del desarrollo se explicará su definición, las fases técnicas que componen el proceso, así como las tecnologías especializadas que han permitido su evolución.

### 1.4.1 Definición.

El fracking o fractura hidráulica es un método de estimulación de formaciones geológicas de baja permeabilidad que consiste en la inyección controlada de fluidos a alta presión en el subsuelo con el objetivo de generar y ampliar fracturas en la roca madre (la roca fuente de los hidrocarburos). Este proceso permite la liberación de los hidrocarburos atrapados, como el gas lutitas (shale gas) y petróleo de lutitas (shale oil) que se encuentran atrapados en rocas de baja permeabilidad (Zhao, 2016).

### 1.4.2 Proceso técnico.

Para llevar a cabo con un porcentaje alto de éxito, primero se debe realizar un análisis detallado del subsuelo mediante estudios sísmicos, geoquímicos y geológicos para determinar la presencia y su viabilidad.

Tabla 3. Estudios sísmicos.

<b>Sísmicos.</b>	<b>Uso.</b>
<b>Sísmica de reflexión</b>	Se utiliza para obtener una imagen detallada de las formaciones subterráneas.
<b>Sísmica de refracción</b>	Permite medir la velocidad de las ondas sísmicas a través de las capas subterráneas.
<b>Sísmica de microtemores o ruidos de fondo</b>	Se utiliza para estudiar las propiedades dinámicas del subsuelo mediante la medición del ruido natural que se produce en la corteza terrestre

Fuente: Elaboración propia con base en Srivastava (2006) y Parasnis (1997).

Tabla 4. Estudios geoquímicos.

**Geoquímicos.****Uso.**

<b>Muestreo de gas en suelos.</b>	Se recolectan muestras de gas en el suelo para identificar posibles fuentes de gas subterráneo
<b>Análisis de fluidos</b>	Se analizan las propiedades químicas de los fluidos que emergen de posibles pozos.
<b>Isótopos estables y radioactivos</b>	Se emplea para estudiar la composición isotópica de los gases y fluidos.

*Fuente: Elaboración propia con base en Grunsky (2010).*

*Tabla 5. Estudios geológicos.*

**Geológicos.****Uso.**

<b>Cartografía geológica.</b>	Implica la creación de mapas detallados de las formaciones geológicas en la zona de la exploración para identificar acumulaciones de gas
<b>Análisis de cores.</b>	Consiste en extraer muestras del subsuelo mediante perforaciones para analizar las rocas y determinar la permeabilidad y porosidad
<b>Estudios de facies sedimentarias</b>	Identifica las características de la roca y estructuras geológicas, como su origen y la

	posibilidad de que contengan hidrocarburos.
--	---

Fuente: *Elaboración propia con base en Johnson (2003).*

Tabla 6. Estudios geofísicos.

<b>Geofísicos.</b>	<b>Uso.</b>
<b>Métodos electromagnéticos.</b>	Mide la conductividad eléctrica del subsuelo para identificar fluidos.
<b>Gravimetría.</b>	Estudia variaciones de la gravedad para inferir la densidad de las rocas.
<b>Magnetometría.</b>	Mide variaciones en el campo magnético para identificar estructuras geológicas.

Fuente: *Elaboración propia con base en Srivastava (2006) y Parasnis (1997).*

Como parte del proceso técnico en la exploración de gas de lutitas, una de las fases fundamentales es la perforación del pozo, que permite el acceso directo a la formación geológica que contiene el recurso. Esta operación se lleva a cabo una vez que los estudios exploratorios como los análisis sísmicos, geoquímicos y geológicos han confirmado la presencia de gas natural en formaciones de baja permeabilidad (Ruhl, 2018).

El procedimiento inicia con la perforación de un pozo vertical, con profundidades que varían entre 1,500 y 3,000 metros, dependiendo de las condiciones geológicas específicas del yacimiento. El objetivo principal es alcanzar la capa de lutita rica en materia orgánica, la cual actúa simultáneamente como roca generadora y roca almacén de hidrocarburos. Es decir, esta capa genera los hidrocarburos mediante la diagénesis y maduración térmica de la materia orgánica y los retiene en su interior debido a su baja permeabilidad (Osborn, 2011).

Posteriormente, y con el fin de ampliar la superficie de contacto entre el pozo y la formación productiva, se realiza una perforación horizontal. Esta puede extenderse por más de 1,000 metros en dirección paralela al estrato, lo que permite incrementar significativamente en volumen de gas disponible para ser extraído y reduce la necesidad de perforar múltiples pozos verticales en la misma área (Starcher, 2019; Koperna, 2018).

Durante el proceso, se instalan revestimientos de acero a lo largo de las paredes del pozo, los cuales son cementados para garantizar la integridad estructural y prevenir fugas de fluidos hacia acuíferos cercanos. Este sellado es fundamental para la protección de recursos hídricos superficiales, especialmente en regiones donde se encuentran en niveles poco profundos (Finkel, 2013; McGinnis, 2016). Además, se diseñan los pozos para resistir las altas presiones que se aplicaran durante la etapa de fracturación, asegurando así un entorno operativo seguro y eficiente (Galletti, 2017; McCarthy, 2015).

Una vez concluida la perforación del pozo tanto vertical como horizontal se procede a la etapa de fracturación hidráulica, técnica indispensable para viabilizar la extracción de gas natural en formaciones de baja permeabilidad como lutitas. Esta técnica consiste en inyectar al subsuelo una mezcla especialmente formulada, compuesta en aproximadamente un 98% por agua, arena como agente sostén (proppant), y 2% de aditivos químicos, que cumplen funciones específicas como reducir la fricción, prevenir el crecimiento bacteriano y proteger el equipo contra la corrosión (Stewart, 2020)

*Tabla 7. Aditivos químicos.*

<b>Tipo de aditivo</b>	<b>Nombre químico</b>	<b>Función principal</b>
<b>Reductor de fricción.</b>	Poliacrilamida, ácido fórmico, ácido acrílico.	Reduce la fricción al pasar el fluido por tuberías.
<b>Biocida.</b>	Glutaraldehído, cloruro de dodecilbenceno, glioxal.	Elimina bacterias que pueden producir gases ácidos o biofilm.
<b>Agente gelificante.</b>	Goma guar (derivado natural), carboximetilcelulosa (CMC), policarbonato de sodio.	Espesa el fluido para transformar arena de forma eficiente.

<b>Rompe-geles.</b>	Peróxido de hidrogeno, nitrato de amonio, bromato de sodio.	Degradan los geles al final del proceso para facilitar el flujo.
<b>Inhibidor de incrustaciones.</b>	Ácido cítrico, ácido acético, ácido fosfórico.	Proviene la formación de depósitos minerales.
<b>Inhibidor de corrosión.</b>	Cloruro de amonio metanol, aminas cuaternarias, ácido clorhídrico.	Protege el equipo y tuberías metálicas del pozo.
<b>Agente de pH.</b>	Hidróxido de sodio, carbonato de sodio, ácido clorhídrico.	Ajusta el pH del fluido para optimizar la eficiencia química.
<b>Agente limpiador.</b>	Isopropanol, cloroformo.	Mejora la limpieza de las superficies internas del pozo.

*Fuente: Elaboración propia con base en Artur (2008), Stringfellow et al. (2014), Hayes (2009), King (2012), U.S. EPA (2016) y U.S. House of Representatives (2011).*

La mezcla se introduce a altas presiones (que pueden superar los 600 bares o 9,000 psi), lo que provoca la fractura controlada de la roca. Estas microfracturas permiten que el gas atrapado en los poros y fisuras de la lutita fluya hacia el pozo para su extracción (King, 2012; U.S. EPA, 2016). La arena cumple la dicción de mantener abiertas las fracturas una vez que la cesa la presión, asegurando así la continuidad del flujo del gas (Stringfellow, 2014).

Este proceso puede requerir entre y millones de litros de agua por pozo, dependiendo de la longitud de la perforación horizontal y del número de etapas que se apliquen (en algunos casos hasta 20 o más etapas por pozo) (Hayes, 2009). La elevada demanda hídrica ha generado preocupación en torno al impacto ambiental, específicamente en regiones con disponibilidad limitada de agua o con conflictos por el uso del recurso (McCarthy & Weston, 2015).

Una vez completado el proceso de fracturación hidráulica, las fracturas inducidas permiten que el gas natural almacenado en la formación rocosa fluya hacia el interior del pozo. Este gas se desplaza inicialmente acompañado de fluidos residuales, conocidos como flowback, los cuales son parte del fluido de fractura que retorna a la superficie tras la descompresión del sistema (Stringfellow, 2014). El manejo de estos fluidos es crucial tanto desde el punto de vista técnico como ambiental, ya que contiene agua, arena, aditivos químicos, y en algunos casos, compuestos disueltos procedentes de la formación geológico (como metales pesados o sales) (Finkel, 2013).

Durante esta etapa, se instalan equipos de superficie que permiten la separación del gas natural de otros componentes presentes en la mezcla producida. Los sistemas incluyen separadores de fase, tanques de almacenamiento temporal, unidades de medición, y en algunos casos, instalaciones de tratamiento primario del gas (Arthur et al., 2008). Estos sistemas permiten extraer:

- El gas natural seco.
- Los líquidos de condensado o hidrocarburos líquidos.
- El agua de retorno.

El gas separado es comprimido si es necesario y transportado a través de ductos o gasoductos, integrándose a la red nacional de distribución o destinado a centros de procesamiento para su acondicionamiento (Koperna & Sharma, 2018; McGinnis & Swanson, 2016). En algunos casos, especialmente en zonas remotas el gas puede ser almacenado temporalmente o incluso incinerado (práctica conocida como *flaring*) (King, 2012).

Cabe señalar que, durante la vida productiva de un pozo, que puede extenderse entre 20 y 30 años, el volumen de gas extraído tiende a disminuir progresivamente. Por ello, es común que se apliquen técnicas de mantenimiento o refracturación, que buscan restablecer la presión o generar nuevas fracturas en la formación para incrementar la productividad del pozo. (Galletti & Ferretti, 2017).

En suma, la etapa de extracción y producción representa la fase final del proceso técnico, en la que el gas natural es liberado, recolectado y acondicionado para su aprovechamiento comercial (Zhao et al., 2016).

### **1.4.3 Tecnologías involucradas en el fracking.**

A medida que la industria del fracking ha avanzado, el desarrollo de nuevas tecnologías ha sido crucial para mejorar tanto la eficiencia como la seguridad de este proceso. Estas innovaciones no solo permiten una mayor optimización en la extracción de hidrocarburos, sino que también facilitan el monitoreo y la gestión de los impactos ambientales y operacionales. A continuación, se hablaremos de las tecnologías más relevantes que han transformado la práctica del fracking.

- Perforación horizontal y direccional: La perforación direccional ha revolucionado la industria al permitir modificar el ángulo de perforación más allá del eje vertical, facilitando el acceso a formaciones geológicas complejas. Esta técnica posibilita la perforación horizontal dentro de la formación productiva, lo cual incrementa considerablemente la superficie de contacto entre el pozo y el reservorio. Esto se traduce en mayores tasas de recuperación con menos pozos,

reduciendo tanto los costos operativos como el impacto ambiental (Lee, 2017). En formaciones de lutitas como Eagle Ford o Pimienta, esta tecnología ha demostrado ser clave para alcanzar zonas profundas sin necesidad de múltiples intervenciones verticales.

- Tecnologías de monitoreo en tiempo real: El monitoreo en tiempo real constituye una herramienta esencial para garantizar la eficiencia y seguridad de las operaciones. Mediante el uso de sensores avanzados, como transductores de presión, termopares y sensores de fibra óptica (DTS/DAS), es posible obtener datos continuos sobre parámetros críticos como la presión, temperatura, caudal de fluidos y actividad sísmica inducida. Esta información se gestiona a través de sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) (Zhao, 2020).
- La inyección de fluidos: Los resultados obtenidos de la fracturación hidráulica dependen en gran medida del control en la inyección de fluidos. Estos sistemas están compuestos por bombas de alta presión, mezcladores y sistemas de distribución que permiten la inyección de fluidos diseñados para crear fracturas en la roca madre. El fluido está conformado mayoritariamente por agua, arena y aditivos químicos específicos que facilitan la apertura y mantenimiento de las fracturas. El diseño óptimo del fluido de fracturación, así como su viscosidad y su compatibilidad con la formación es crucial para garantizar una estimulación efectiva del reservorio (Smith, 2016).
- Técnicas de estimulación de pozos: Posterior al fracking, se implementan técnicas de estimulación para maximizar la conectividad entre las fracturas creadas y el pozo productor. Entre estas destacan la fracturación multietapa, y el uso de fluidos con propiedades reológicas controladas. La fracturación multietapa permite estimular diferentes zonas del pozo horizontal de forma secuencial, incrementando la cobertura del reservorio y mejorando significativamente la productividad. Estudios han reportado aumentos de hasta un 50% en la producción cuando se emplean técnicas avanzadas de estimulación en comparación con métodos convencionales (Zou, 2019)

En México, la Cuenca de Sabinas-Burro Picachos, ha sido objeto de estudios y desarrollos piloto que han integrado estas tecnologías de manera sinérgica. En esta región, se han aplicado técnicas de perforación direccional junto con fracking multietapa y monitoreo en tiempo real, lo cual ha permitido una explotación más eficiente y precisa de formaciones como Eagle Ford y Pimienta. Como resultado, se logró una reducción aproximada del 35% en los costos operativos respecto a otros métodos convencionales, así como una disminución en los tiempos de perforación y una mejora en la seguridad operativa (Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH], 2017; De la Fuente, 2016). Las estimaciones oficiales señalan que esta cuenca contiene aproximadamente 68.9 trillones de pies cúbicos (Tcf) de

gas natural y 600 millones de barriles de petróleo crudo, lo que convierte en una de las zonas con mayor potencial para el desarrollo del fracking en México (Secretaría de Energía [SENER], 2016).

## **1.5 Historia y evolución del fracking en la industria petrolera.**

### **1.5.1 Orígenes y desarrollo económico.**

La fracturación hidráulica como técnica de estimulación de pozos tiene sus raíces en la década de 1940 en los Estados Unidos. El primer experimento comercial se realizó en 1947 por Standard Oil and Gas Corporation en un pozo ubicado en Kansas, y fue patentado por Halliburton en 1946. Esta técnica inicial consistía en inyectar una mezcla de petróleo y arena para inducir fracturas en formaciones poco permeables y así mejorar el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo (Montgomery & Smith, 2010).

Durante las décadas siguientes, la técnica fue utilizada principalmente en reservorios convencionales con baja permeabilidad. Sin embargo, su aplicación era limitada debido a restricciones técnicas y a la baja eficiencia en formaciones más compactas. Fue hasta los años 1990 y 2000 que el Fracking vivió un desarrollo revolucionario gracias a la combinación con la perforación horizontal y fracturación multietapa, tecnologías que permitieron aplicar dicha técnica de manera eficiente en formaciones de lutitas (shale), especialmente en los Estados Unidos (King, 2012).

El avance en sensores, sistemas de monitoreo en tiempo real (como SCADA), y el diseño de fluidos con aditivos específicos permitieron un control más preciso sobre el proceso de fracturación. Estos avances hicieron posible la explotación rentable de recursos antes considerados no convencionales, como el gas esquisto y el petróleo de lutitas (EIA, 2014).

### **1.5.2 Expansión global del fracking.**

A partir del año 2005, el fracking se consolidó como la piedra angular de la “revolución de shale” en los Estados Unidos. Gracias a esta tecnología, la producción de petróleo no convencional (shale oil) pasó de 1.3 millones de barriles diarios (mbd) en 2008 a más de 7.7 mbd en 2019, lo que posicionó a EE. UU. como el mayor productor mundial de petróleo (U.S. EIA, 2020). De forma paralela, la producción de gas natural de lutitas aumentó de 1.3 Tcf en 2007 a más de 20 Tcf en 2022, representando más del 70% del gas seco producido en ese país (U.S EIA, 2023)

Este éxito incentivó la adopción de la técnica en otros países como Canadá, Argentina, China y en menor medida, México. En Argentina, la formación Vaca Muerta posee recursos técnicamente recuperables estimados en 308 Tcf de gas y 16.2 mil millones de barriles de petróleo, lo que la convierte en una de las mayores reservas no convencionales fuera de Norteamérica (EIA, 2015). Hacia 2022,

Argentina producía más de 250 mil barriles diarios de shale oil y 60 millones de m<sup>3</sup>/día de shale gas, con una tasa de crecimiento superior al 20% anual en algunos casos (YPF, 2023)

En México las estimaciones de la EIA (2013) indican un potencial de 545 Tcf de gas de lutitas y 13,100 millones de barriles de petróleo en formaciones no convencionales, especialmente en las cuencas de Burgos, Sabinas y Tampico-Misantla. No obstante, el desarrollo a gran escala se ha visto limitado por la falta de inversión, oposición social y la ausencia de un marco regulatorio específico. Hasta 2023, solo se ha perforado menos de 25 pozos exploratorios con fractura hidráulica en México, sin producción comercial significativa (CNH, 2023).

Este panorama de evolución tecnológica y expansión internacional permite comprender la creciente relevancia del fracking en el contexto energético global, lo cual se analiza en el siguiente apartado en el contexto actual en la industria petrolera.

## **1.6 Importancia del fracking en la industria petrolera actual.**

La fractura hidráulica ha adquirido una relevancia estratégica en la industria petrolera contemporánea, particularmente en contextos donde los yacimientos convencionales han comenzado a declinar. En este apartado se analizará el papel que desempeña el fracking en la seguridad energética global, así como su influencia en los mercados internacionales de petróleo y gas. Este análisis resulta fundamental para entender por qué esta técnica continúa siendo impulsada a pesar de sus controversias.

### **1.6.1 Rol estratégico en la seguridad energética.**

La fracturación hidráulica ha emergido como un elemento clave para fortalecer la seguridad energética de diversos países, lo que permite el aprovechamiento de recursos no convencionales que antes eran técnica y económicamente inaccesibles. Esta tecnología ha transformado la dinámica energética mundial al ofrecer nuevas fuentes de suministro que reducen la dependencia de importaciones y aumentan la resiliencia ante crisis geopolíticas y fluctuaciones del mercado.

Uno de los ejemplos más representativos es el caso de Estados Unidos, donde la producción de hidrocarburos no convencionales -principalmente a través del fracking- permitió que el país pasara de ser un importador neto de energía en 2005 a convertirse en exportador neto en 2019 (U.S. EIA, 2020). Entre 2008 y 2022, la producción de petróleo crudo en EE. UU. se incrementó de 5 millones de barriles diarios a más de 12 millones, mientras que la producción de gas natural aumentó de 20 a más de 35 billones de pies cúbicos por año, con un 80% proveniente de formaciones no convencionales (U.S. EIA, 2023).

Este cambio estructural tuvo un impacto directo en la balanza comercial energética y consolidó a Estados Unidos como líder mundial en producción de petróleo y gas natural. Además, el fracking ha contribuido a la diversificación de fuentes energéticas, lo que incrementa la capacidad de respuesta ante interrupciones externas del suministro. La posibilidad de explotar recursos en zonas previamente consideradas marginales, mediante la perforación horizontal y fracturación multietapa, han permitido extender la vida útil de las cuencas productivas y mejorar la planificación energética de largo plazo (King, 2012).

En el contexto mexicano, la seguridad energética sigue siendo un desafío estratégico. Aunque el país posee un gran potencial en recursos no convencionales -estimado en 545 Tcf de gas y 13,100 millones de barriles de petróleo técnicamente recuperables-, más del 60% del gas natural consumido en México es importado, principalmente desde EE. UU. Vía gasoductos transfronterizos (SENER, 2023). Esta dependencia energética representa una vulnerabilidad frente a factores como la volatilidad de precios internacionales, eventos climáticos extremos o restricciones políticas.

La implementación del fracking a nivel nacional podría contribuir significativamente a reducir esta dependencia, fortalecer las reservas nacionales y apoyar una matriz energética más autónoma y diversificada. Finalmente, uno de los aportes más importantes del fracking en términos estratégicos es su capacidad para responder rápidamente a los cambios del mercado. A diferencia de otros métodos convencionales, los proyectos no convencionales permiten una escalabilidad y flexibilidad operativa mayores, lo que los convierte en una herramienta útil ante escenarios de alta volatilidad de precios (Zhao, 2016).

### **1.6.2 Producción y mercados internacionales.**

La introducción del fracking a gran escala ha reconfigurado los mercados energéticos internacionales, tanto en la producción como en la estructura de la oferta global. Uno de los efectos más visibles ha sido el crecimiento exponencial de la producción en países que dominan la tecnología de extracción no convencional, como EE. UU., Canadá, Argentina y China, modificando el equilibrio geopolítico del mercado del petróleo y el gas.

En Estados Unidos, gracias al uso intensivo de la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, la producción de petróleo crudo alcanzó un récord de 13.1 millones de barriles por día (mbd) en 2023, representando más del 75% de la producción total del país. En cuanto al gas natural, la producción anual superó los 38 billones de pies cúbicos (Tcf), de los cuales más del 80% proviene de formaciones de lutitas y arenas compactas (U.S. EIA, 2023).

Este crecimiento permitió a Estados Unidos convertirse en el principal exportador de gas natural licuado (GNL) del mundo en 2023, desplazando a Qatar y Australia, lo que redujo el peso estratégico de la OPEP en el mercado internacional y contribuyendo a estabilizar los precios globales (IEA, 2023). La capacidad de respuesta flexible del fracking ha sido clave en este fenómeno: los operadores pueden ajustar la producción en función del precio del barril, algo que ni ocurre en proyectos convencionales que requieren años de desarrollo.

En América Latina, Argentina se ha convertido en un actor emergente gracias al desarrollo de la formación Vaca Muerta, con una producción de más de 300 mil barriles diarios de shale oil y 70 millones de m<sup>3</sup> diarios de shale gas en 2024, lo que ha permitido reducir sus importaciones e incluso iniciar exportaciones a países vecinos como Chile y Brasil (YPF, 2024).

En contraste, México no ha capitalizado su potencial no convencional, pese a tener 545 Tcf de gas técnicamente recuperable. La falta de inversión, los desafíos regulatorios y el contexto social ha limitado el desarrollo del fracking comercial, lo que mantiene al país como importador neto de gas natural, principalmente desde EE. UU. (SENER, 2023). Esta situación representa una desventaja estratégica frente a otros países con recurso similares, pero con marcos regulatorios y tecnológicos más avanzados.

A nivel de precios, diversos estudios han mostrado que la producción por fracking ha introducido una oferta más elástica al mercado, ayudando a mantener el precio del petróleo por debajo de los 80 dólares el barril entre 2015 y 2020, y amortiguando alzas en contextos de crisis (IEA, 2023). Además, la constante mejora tecnológica ha reducido el costo promedio por barril de shale oil de más de 90 USD en 2012 a menos de 45 USD en 2022, dependiendo de la región (Rystad Energy, 2022).

La comparación entre los países líderes en fracking y aquellos que aún no han desarrollado plenamente esta tecnología evidencia las diferencias en capacidad de producción exportación, y competitividad. En la siguiente tabla se muestran datos clave que ilustran este contraste.

*Tabla 8. Comparación internacional de producción y costos en hidrocarburos no convencionales.*

<b>País</b>	<b>Producción shale oil (mbd)</b>	<b>Producción shale gas (Tcf/año)</b>	<b>Exportaciones (gas o petróleo)</b>	<b>Costo promedio por barril (USD)</b>
-------------	-----------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	--

---

<b>EE. UU.</b>	~8.3	~38	Sí (GNL y petróleo)	< 45
<b>Argentina</b>	~0.19	-	Sí (región Sur)	50 – 55
<b>Canadá</b>	-	~18.4Bcf/d ≈6.7 Tcf/año	Sí (GNL y petróleo)	≈50
<b>China</b>	~0.17	~0.84	No	60 – 70
<b>México</b>	N/D	N/D	No	N/D

Fuente: Elaboración propia con datos de U.S. EIA (2023), IEA (2023), YPF (2024), CNH (2022), SENER (2023), CAPP (2023).

Como se puede observar, mientras que países como Estados Unidos y Canadá han optimizado costos y lideran en exportaciones, México aún no ha iniciado una producción pese a su vasto potencial. Esto refuerza la necesidad de evaluar con mayor seriedad la viabilidad técnica, económica y estratégica del fracking en el país.

## **1.7 Controversias y desafíos del fracking.**

### **1.1.1 Orígenes y desarrollo tecnológico.**

La fracturación hidráulica, conocida hoy como fracking, tiene sus orígenes en la década de 1940, cuando se realizaron los primeros experimentos con inyecciones de gas y líquidos a presión en formaciones rocosas para incrementar la productividad de los pozos petroleros. El primer uso comercial documentado ocurrió en 1949, cuando Halliburton Oil Well Cementing Company aplicó el proceso en Oklahoma y Texas, mejorando la extracción en pozos de baja permeabilidad (Veli, 2015).

Durante sus primeras décadas, el fracking se aplicaba principalmente en reservorios convencionales con tecnologías de fracturación vertical. Fue hasta los años 1990 cuando George P. Mitchell, fundador de Mitchell Energy, lideró un cambio significativo al cambiar la fractura hidráulica con la perforación horizontal en formaciones de lutitas, específicamente en la cuenca de Barnett Shale Texas. Esta innovación permitió extender el contacto entre el pozo y la formación productiva, incrementando el volumen de hidrocarburos extraídos y marcando un inicio del auge de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos (Zuckerman, 20013).

El desarrollo tecnológico también impulsó reducciones sustanciales en costos. De acuerdo con un informe del Massachusetts Institute of Technology (MIT), los costos por pozo disminuyeron hasta un 60% gracias a la fracturación multietapa y al uso eficiente de la perforación horizontal (MIT Energy Initiative, 2011).

En países como Canadá, China y Argentina, esta tecnología ha sido adaptada con éxito a distintas condiciones geológicas. En México, aunque el desarrollo ha sido limitado, ya se han aplicado proyectos piloto, como en la Cuenca de Sabinas-Burro Picachos y Burgos, demostrando la viabilidad técnica del fracking con tecnologías modernas (CNH, 2018).

### **1.1.2 Expansión global del fracking.**

La expansión global del fracking ha sido un fenómeno impulsado principalmente por el éxito alcanzado en Estados Unidos, donde esta técnica revolucionó la industria energética al convertir al país en el mayor productor mundial de gas natural y uno de los principales de petróleo. Esta expansión ha estado marcada por un interés creciente en replicar el modelo estadounidense en otras regiones del mundo, aunque con resultados variados debido a diferencias geológicas, económicas, políticas y sociales.

EE. UU. es un líder indiscutible en el uso del fracking. Desde la década de los 2000, la producción de gas natural aumentó en más del 50%, alcanzando en 2022 un volumen superior a los 100 billones de pies cúbicos (Bcf) anuales. La cuenca de Permian, Marcellus y Bakken son ejemplos de regiones donde la fracturación ha sido altamente rentable y técnicamente exitosa (EIA, 2023).

Canadá, por su parte, ha seguido una estrategia similar, aplicando el fracking principalmente en Alberta y Columbia Británica. Este país ha desarrollado un marco regulatorio robusto que permite su implementación con mayor aceptación social, destacando la producción de gas en la cuenca de Monthey, donde se estiman más de 449 Tcf en gas técnicamente recuperable (NEB, 2020).

En Argentina, el yacimiento Vaca Muerta ha sido el epicentro del desarrollo del fracking en América Latina. Este reservorio, con más de 16 millones de barriles diarios de petróleo y 300 Tcf de gas, ha posicionado al país como el segundo productor de shale gas de la región, después de EE. UU. La inversión extranjera, principalmente de YPF y empresas internacionales, ha sido clave para su crecimiento (IEA, 2022).

China, debido a su alta demanda energética, ha invertido intensamente en esta tecnología para usarla en las cuencas de Sichuan y Tarim. Aunque enfrenta desafíos técnicos por las condiciones geológicas complejas, el país ha producido más de 20 Bcm (mil millones de metros cúbicos) anuales de shale gas desde 2021, con el objetivo de superar los 60 Bcm para 2030 (IEA, 2021).

En Europa, la expansión ha sido más limitada debido a la oposición social y regulatoria. Francia y Alemania han prohibido el fracking, mientras que Reino Unido lo suspendió indefinidamente en 2019.

por riesgos sísmicos. Sin embargo, Polonia y Rumania han explorado su potencial con resultados discretos y escasa continuidad (Zillman, 2018).

Estos casos reflejan que, si bien el fracking ha transformado el panorama energético global, su adopción depende de factores multifactoriales: disponibilidad geológica, marco regulatorio, infraestructura técnica, costos y aceptación social. A pesar de las limitaciones, la técnica sigue siendo vista como una opción viable para países con recursos no convencionales y necesidades energéticas crecientes.

Conclusión del capítulo.

El presente capítulo ha expuesto los fundamentos técnicos y geológicos que sustentan la aplicación del fracking como método de extracción de hidrocarburos no convencionales. Se abordaron desde los procesos de formación y clasificación de los hidrocarburos hasta las diferencias entre técnicas convencionales y no convencionales, haciendo énfasis en el papel estratégico de la fracturación hidráulica en la industria petrolera moderna. Asimismo, se identificaron las principales regiones mexicanas con potencial de explotación mediante esta técnica, destacando los avances tecnológicos que han hecho posible su validación técnica y operativa.

La evolución histórica de esta técnica, junto con su adopción a nivel internacional, demuestra que el fracking no solo es una alternativa viable, sino una herramienta transformadora para la seguridad energética de los países que poseen recursos no convencionales. En el caso de México, comprender estos fundamentos resulta esencial para analizar el verdadero alcance de su implementación, lo cual requiere no solo capacidad técnica, sino también un marco regulatorio sólido y actualizado.

En el siguiente capítulo se examinará cómo ha evolucionado la legislación mexicana en torno al fracking, desde sus primeras disposiciones hasta las reformas más recientes, así como los principales retos institucionales y regulatorios que enfrenta su aplicación responsable y sostenible en el país.

## **Capítulo 2. Marco regulatorio y político en México.**

Este capítulo analiza el marco legal, institucional y político que regula la práctica del fracking en México, destacando su evolución a partir de las reformas energéticas implementadas en la última década. Se examina la transformación del régimen jurídico tras la reforma constitucional de 2013, la legislación secundaria aplicable y las limitaciones que persisten en torno a la regulación específica. Asimismo, se presenta una comparación con modelos regulatorios de otros países con experiencia en fracturación hidráulica, como Estados Unidos, Canadá, Noruega y Argentina, con el fin de identificar oportunidades

de mejora para el caso mexicano. Este análisis es clave para evaluar la viabilidad del fracking no solo desde el punto de vista técnico, sino también legal e institucional.

## **2.1 Evolución del marco regulatorio en México.**

La evolución del marco legal mexicano en materia de hidrocarburos ha estado marcada por una transformación progresiva desde un sistema estatista altamente centralizado hacia un modelo mixto con apertura a la inversión privada. Este proceso ha sido fundamental para permitir, tanto en términos legales como operativos, la incorporación de tecnologías de extracción no convencionales como la fracturación hidráulica (fracking).

Durante la mayor parte del siglo XX, el marco constitucional mexicano otorgaba al Estado la propiedad exclusiva de los recursos del subsuelo. El artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, reformado en 1938 con la expropiación petrolera, sentó las bases de un modelo de monopolio estatal. Bajo este régimen, Petróleos Mexicanos (PEMEX) fue el único actor con atribuciones para realizar actividades de exploración y extracción, sin que existiera margen legal para la participación privada o el desarrollo de métodos alternativos como el fracking (Baker Institute, 2015).

No obstante, los cambios en el entorno energético internacional y el declive de la producción nacional impulsaron una serie de reformas graduales. En 2008, se promulgó una reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia de Hidrocarburos, que introdujo la figura de los contratos incentivados. Estos contratos permitían a Pemex asociarse con empresas privadas para realizar actividades de exploración y extracción, particularmente en áreas de alto riesgo geológico y técnico, como aguas profundas y recursos no convencionales (DOF, 2008).

Sin embargo, los contratos incentivados no transferían derechos sobre los hidrocarburos ni permitían la comercialización directa por parte de los contratistas, quienes eran remunerados con base en indicadores de desempeño. Aunque se aplicaron en zonas estratégicas, su capacidad para atraer capital extranjero y tecnología avanzada fue limitada. En consecuencia, la reforma de 2008 resultó insuficiente para detonar el desarrollo del fracking en México, debido a la falta de incentivos claros y a la ausencia de un entorno legal robusto para proyectos de alta complejidad (Alba, 2013)

El punto de inflexión se produjo con la Reforma Energética de 2013, que implicó modificaciones constitucionales a los artículos 25, 27, 28, y dio lugar a una nueva legislación secundaria. Esta reforma permitió por primera vez la participación directa de empresas privadas en la exploración y extracción de hidrocarburos, mediante contratos de licencia, producción compartida, utilidad compartida y de servicios. Asimismo, estableció la creación de nuevas instituciones como la Comisión Nacional de

Hidrocarburos (CNH) y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), encargadas de la regulación técnica y ambiental del sector (DOF, 2014).

Con este nuevo marco legal, se llevaron a cabo licitaciones abiertas -como las Rondas Cero y Uno- que incluyeron bloques con potencial para el desarrollo del fracking, particularmente en la Cuenca de Burgos, Sabinas-Burros y Picachos y Tampico-Misantla. Entre 2015 y 2018, la CNH autorizó planes técnicos que incorporaban fractura hidráulica como parte de la estrategia de desarrollo (CNH, 2020).

Sin embargo, el marco regulatorio ha evolucionado de forma importante, pasando de un sistema cerrado a uno ligeramente flexible. No obstante, persisten importantes vacíos normativos, técnicos y de gobernanza que obstaculizan el despliegue del fracking como una herramienta estratégica para el aprovechamiento de los recursos no convencionales del país.

## **2.2 Reforma energética de 2013 y su impacto en la regulación del fracking.**

La reforma energética promulgada en México en diciembre de 2013 representó un parteaguas en la historia del sector energético nacional, al modificar los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. El artículo 25, incorporó la posibilidad de que el Estado mexicano fomente el desarrollo económico a través de la participación coordinada de los sectores público, privado y social en actividades estratégicas. El artículo 27, por su parte permitió al Estado otorgar contratos o asignaciones a empresas privadas para la exploración y extracción de hidrocarburos. Finalmente, el artículo 28 eliminó a estas actividades del catálogo de áreas estratégicas exclusivas del Estado, lo cual abrió la puerta a mecanismos de competencia regulada (DOF, 2013).

Estos cambios constitucionales se tradujeron en la creación de un nuevo andamiaje legal, dentro del cual se expidió la Ley de Hidrocarburos en agosto de 2014. Dicha ley reguló la participación del sector privado en toda la cadena de valor del sector energético, incluidos los recursos no convencionales que requieren técnicas especializadas como la fractura hidráulica. En su artículo 6° transitorio, se establece que la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales-entre ellos el gas y petróleo en lutitas- es legal, siempre que cuente con autorización técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y supervisión ambiental de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) (DOF, 2014).

Uno de los pilares operativos de la reforma fue la implementación de esquemas contractuales más flexibles, diseñados para atraer inversión extranjera en proyectos técnicamente complejos. Entre ellos destacan los contratos de utilidad compartida, producción compartida, licencias y servicios, los cuales permitieron a los operadores privados participar bajo distintos modelos de riesgo y reparto de beneficios

(CNH, 2017). Estos contratos fueron gestionados por la CNH, una entidad autónoma encargada de la regulación técnica y la supervisión operativa de los proyectos de exploración y producción.

La reforma también habilitó procesos competitivos conocidos como rondas de licitación, mediante los cuales se asignaban bloques a empresas interesadas en operar bajo los nuevos esquemas. Un ejemplo concreto fue la Ronda 1.3, realizada en 2015, en la cual se licitaron 25 áreas contractuales en la Cuenca de Burgos, con una superficie total de más de 2,500 km<sup>2</sup>. Esta fue la primera ronda dedicada exclusivamente a la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, particularmente gas y petróleo de lutitas mediante la fractura hidráulica (CNH, 2017). Aunque los resultados fueron limitados en cuanto al número de adjudicaciones, la Ronda 1.3 representó un hito al demostrar la aplicabilidad operativa del marco legal derivado de la reforma energética y sentó un precedente técnico-regulatorio para el desarrollo del fracking en México.

No obstante, diversos especialistas han diseñado que, pese a su legalidad, el fracking carece aún de un marco regulatorio técnico específico en México. A la fecha, no existe una Norma Oficial Mexicana (NOM) que regule aspectos como los aditivos químicos permitidos, los volúmenes máximos de agua, los límites de emisiones, los procedimientos de monitoreo o las medidas de consulta a comunidades locales (ASEA, 2020). Además, el cambio en la política energética nacional desde 2019 ha frenado las nuevas licitaciones y ha generado incertidumbre jurídica, lo que limita la continuidad del desarrollo de proyectos no convencionales.

En conclusión, la reforma energética de 2013 proporcionó el marco constitucional necesario para habilitar el fracking en México, pero su implementación efectiva ha enfrentado vacíos normativos, retos políticos y resistencia social, que aún deben resolverse para garantizar su viabilidad técnica, ambiental y social en el futuro.

### **2.3 Legislación y normatividad vigente sobre el fracking en México.**

La fracturación hidráulica, como técnica para la extracción de hidrocarburos no convencionales, se encuentra actualmente permitida por el marco legal mexicano. No obstante, el desarrollo normativo específico aun es limitado. A pesar de las reformas estructurales iniciadas en 2013 y de la actualización legislativa representada por la nueva Ley del Sector Hidrocarburos (LSH, 2025), persisten vacíos normativos relevantes que dificultan la regulación técnica integral de esta práctica.

La Ley del Sector Hidrocarburos, publicada el 18 de marzo de 2025, establece en sus artículos 1°, 3°, 15, 16 y 35-38°, las bases legales para la exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo los recursos no convencionales. El artículo 3°, fracción IX, define explícitamente a los hidrocarburos no

convencionales, reconociendo formaciones como lutitas o esquistos (shale) como objetos cálidos de exploración. Asimismo, se establece que cualquier actividad debe cumplir con autorizaciones técnicas y ambientales específicas otorgadas por la CNH y supervisadas por ASEA (DOF, 2025).

*Tabla 9. Artículos de la Ley del Sector Hidrocarburos (2025).*

<b>Artículo.</b>	<b>Contenido.</b>
<b>1°</b>	Objeto general de la ley: Regular el sector de hidrocarburos.
<b>3°, IX</b>	Define “Hidrocarburos no convencionales”.
<b>15 y 16</b>	Requisitos para autorizaciones de exploración y extracción.
<b>28 y 29</b>	Establece criterios de evaluación técnicas de los proyectos.
<b>35 al 38</b>	Disposiciones de protección ambiental y supervisión técnica.

*Fuente: Adaptado de la Ley del Sector Hidrocarburos (DOF, 2025).*

A pesar de que el marco legal reconoce formalmente la posibilidad de realizar fracking, México no cuenta aun como una Norma Oficial Mexicana (NOM) que regule esta técnica de forma detallada. Esto representa un reto importante, ya que la ausencia de una NOM impide estandarizar elementos fundamentales como:

- La composición química y límites de toxicidad de los fluidos inyectados.
- El volumen máximo de agua por pozo y los procedimientos para su captación o reúso.
- Las distancias mínimas respecto a zonas urbanas, cuerpos de agua y ecosistemas sensibles.
- El manejo, almacenamiento y disposición del flowback y residuos sólidos.

Este vacío ha sido señalado tanto por organismos gubernamentales como por académicos como una limitación significativa para garantizar la operación responsable y transparente de los proyectos (González, 2021; ASEA, 2020). Actualmente, las autorizaciones ambientales se gestionan caso por caso a través de resoluciones administrativas, lo que genera discrecionalidad regulatoria y poca uniformidad en la implementación de criterios técnicos.

Ante esta carencia, algunas empresas recurren a guías internacionales como:

- API Guidance (American Petroleum Institute) para el diseño de pozos, cementación y seguridad operativa.
- EPA (U.S Environmental Protection Agency) para monitorio de agua emisiones.
- Best Available Techniques (BAT) de la Unión europea para la gestión ambiental del fracking.

Sin embargo, su carácter es meramente referencial y voluntario en México, lo cual limita la certeza jurídica y la trazabilidad operativa en proyectos de fractura hidráulica.

México cuenta con un marco legal general que permite el desarrollo del fracking, pero carece de una regulación técnica especializada que garantice seguridad operativa, mitigación ambiental y transparencia. La Ley del Sector Hidrocarburos (2025) sienta bases actualizadas, pero resulta insuficiente para sustituir una NOM específica sobre fracking, que debería ser elaborada por asea con base en criterios técnicos, científicos y de participación pública. La falta de una norma de este tipo representa uno de los principales obstáculos regulatorios para la viabilidad sostenible del fracking en México.

#### **2.4 Comparativa internacional: modelos regulatorios de Estados Unidos, Canadá, y Noruega.**

El estudio comparativo de marcos regulatorios internacionales resulta esencial para contextualizar las debilidades y oportunidades del régimen jurídico mexicano en relación con el Fracking. Países como Estados Unidos, Canadá, Noruega han desarrollado modelos distintos, que pueden servir como referencia para diseñar una regulación más técnica, ambientalmente responsable y socialmente aceptada en México.

Estados Unidos representa el ejemplo más destacado en la implementación del fracking a gran escala. El marco regulatorio es altamente descentralizado, ya que las regulaciones varían entre estados. Texas, Pensilvania, Dakota del Norte son algunos de los estados con mayores niveles de actividad, y cada uno cuenta con agencias que regulan permisos, condiciones técnicas y ambientales. Uno de los pilares regulatorios es la obligatoriedad de reportar públicamente los aditivos químicos en los fluidos de fractura a través de plataformas como FracFocus, aunque esta medida no es uniforme en todo el país (DeGette, 2023). En cuanto a la seguridad de pozo, se siguen las especificaciones técnicas del American Petroleum Institute (API), como la API RP 62-5 y 10A, que regulan el diseño, cementación y control de presión para evitar fugas hacia los acuíferos subterráneos.

No obstante, a nivel federal, la regulación ha sido más limitada, especialmente tras la exclusión del fracking en la Ley de Agua Potable Segura mediante el “Halliburton Loophole” en 2005. Esta falta de

estandarización ha generado críticas por la disparidad en la protección ambiental y la transparencia entre estados.

Canadá ha desarrollado una regulación más balanceada, combinando estándares técnicos exigentes con una estricta evaluación ambiental y participación ciudadana. En provincias como Alberta y Columbia Británica, se exige monitoreo sísmico antes, durante y después de proceso de fractura, con sistemas de alerta en caso de eventos inducidos. Además, la regulación obliga a proteger fuentes de agua potable, delimita zonas de exclusión para evitar impactos en áreas sensibles, y establece planes de cierre postoperación para restaurar los sitios intervenidos. En términos de transparencia, Canadá requiere que se identifiquen los productos químicos utilizados y que se evalúe el impacto acumulativo en las comunidades locales, incluyendo poblaciones indígenas (Government of Canada, 2023).

Este modelo es considerado uno de los más avanzados a nivel técnico y social, al incorporar tanto criterios de eficiencia energética como de justicia ambiental.

Noruega, aunque no ha implementado el fracking de manera industrial, se posiciona en un referente en regulación energética por su enfoque precautorio. El país no prohíbe esta técnica de manera explícita, pero su ejecución está condicionada a estrictos requisitos ambientales, sociales y técnicos. Toda actividad extractiva en Noruega debe pasar por un proceso centralizado de evaluación de riesgos, coordinación entre agencias y aprobación ministerial. Se considera el principio precautorio con base de toda intervención sobre el subsuelo. En 2024, el gobierno anuncio que la estabilización de la producción petrolera se realizara a través de nuevos pozos exploratorios, pero sin incluir fracking como estrategia central (Norwegian Offshore Directorate, 2024).

Este enfoque ha limitado el avance del fracking, pero ha reforzado la percepción de Noruega como un modelo de sostenibilidad energética y gobernanza ambiental.

En América latina, Argentina ha logrado consolidar un marco regulatorio específico para hidrocarburos no convencionales, enfocado particularmente en el yacimiento de Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén. El país aprobó la Ley 27.007 y el Decreto 929/13, que establecen derechos de explotación a largo plazo, incentivos fiscales y exigencias técnicas mínimas. Además, se ha emitido resoluciones como la 46-E/2017 para regular precios, seguridad operativa y transparencia. Aunque el marco federal está definido, cada provincia conserva competencias regulatorias, lo que genera una cierta variabilidad en los criterios ambientales y sociales (Secretaría de Energía de Argentina, 2023).

Además de las diferencias institucionales, una dimensión clave radica en los parámetros técnicos bajo los cuales se permite y supervisa el fracking. estos lineamientos garantizan la seguridad operativa, la

protección ambiental y la aceptación social del proceso. En la tabla 10 se detallan algunos de los marcos normativos representativos utilizados en los países analizados.

Tabla 10. Comparativa de los modelos internacionales regulatorios de fracking.

<b>País.</b>	<b>Norma o parámetro técnico.</b>	<b>Aplicación principal.</b>	<b>Organismo regulador.</b>
<b>Estados Unidos.</b>	API RP 65-2 / API 10A / Safe Drinking Water Act (SDWA) (modificado)	Cementación de pozos, uso de aditivos químicos, protección de acuíferos.	U.S. EPA / Comisiones estatales de petróleo.
<b>Canadá.</b>	CSA Z341, Alberta Directive 083, British Columbia Oil and Gas Act	Monitoreo sísmico, gestión de agua, reporte obligatorio de aditivos.	Alberta Energy Regulator (AER), BC OGC.
<b>Noruega.</b>	Petroleum Activities Act, Norwegian Pollution Control Act.	Evaluación de impacto acumulativo, principio precautorio, licencias centralizadas.	Norwegian Environment Agency / NPD.
<b>Argentina.</b>	Decreto 929/13 y Ley 27.007, Resolución 46-E/2017 (incentivos técnicos)	Regulación de fracking no convencional en Vaca Muerta, requisitos operativos mínimos.	Secretaría de Energía / Provincias (Neuquén).

Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía (2020); ASEA (2020); Canadian Energy Regulator (2022); Alberta Energy Regulator (2021); FracFocus (2023); Norwegian Petroleum Directorate (2022); Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Argentina (2021); U.S. EPA (2020).

Esta comparación permite observar que los países con fracking más desarrollado (EE. UU. y Canadá) se apoyan en normas técnicas específicas elaboradas por organismos especializados como API o la CSA,

que detallan estándares para la perforación, cementación, control de presión y uso de aditivos químicos. En contraste, Noruega aplica un enfoque preventivo, y Argentina combina estímulos económicos con regulaciones mínimas técnicas adaptadas a su contexto.

La comparación entre estos cuatro modelos demuestra que la regulación del fracking no puede depender únicamente del marco jurídico general, sino que requiere normas técnicas específicas, mecanismos de evaluación ambiental sólidos y procesos participativos. México podría beneficiarse particularmente del modelo canadiense, que combina eficiencia técnica con responsabilidad ambiental, al tiempo que toma del enfoque estadounidense la experiencia operativa y del noruego su visión precautoria. La experiencia argentina mientras la importancia de definir reglas claras en contextos federales. Esta integración permitirá construir un régimen regulatorio equilibrado y sostenible para los hidrocarburos no convencionales en México.

## **2.5 Desafíos regulatorios y propuestas de mejora.**

La regulación del fracking en México se encuentra en una etapa incipiente, caracterizada por una estructura legal fragmentada y carente de normas técnicas específicas que garanticen la seguridad ambiental y operativa de esta técnica. Si bien existen disposiciones legales que habilitan su realización, la ausencia de instrumentos normativos detallados, la falta de coordinación entre autoridades y la escasa participación pública han generado un entorno de incertidumbre tanto para la industria como para las comunidades. Frente a este panorama, resulta fundamental identificar los principales vacíos del marco vigente y proponer soluciones concretas que fortalezcan el marco regulatorio mexicano, tomando como referencia buenas prácticas internacionales adaptadas al contexto nacional.

### **2.5.1 Principales limitaciones del marco actual.**

Entre los principales obstáculos regulatorios se identifican los siguientes:

- Falta de una Norma Oficial Mexicana (NOM) especializada, que establezca lineamientos técnicos claros sobre el diseño de pozos, los fluidos permitidos, el monitorio sísmico y la gestión del agua utilizada (ASEA, 2020).
- Falta de coordinación interinstitucional, derivada de la participación de diversas autoridades como la CNH, ASEA, SEMARNAT, CRE, sin un sistema de gobernanza técnico integrado que facilite el otorgamiento y seguimiento de permisos (Vázquez, 2021).
- Débil transparencia en la divulgación de datos técnicos, especialmente sobre los aditivos químicos usados y la evolución de las operaciones (FracFocus, 2023).

- Procesos de consulta social limitados, que carecen de lineamientos claros y mecanismos de aplicación efectivos, lo que ha provocado resistencia y conflictos en comunidades potencialmente afectadas (OIT, 1989).
- Inestabilidad política y jurídica, expresada en la suspensión de licitaciones y cambios de rumbo energético que han desacelerado el interés por proyectos no convencionales (Ramírez, 2022).

### 2.5.2 Propuestas de mejora con base en modelos internacionales adaptables.

Para fortalecer el marco regulatorio nacional, se propone la adopción progresiva de mecanismos ya aprobados en países productores, adaptándolos al contexto mexicano. Las siguientes acciones permitirán avanzar hacia un esquema más robusto, transparente y eficiente:

*Tabla 11. Propuestas de mejora regulatoria y modelos internacionales de referencia.*

<b>Propuesta.</b>	<b>Aplicación sugerida en México.</b>	<b>Modelos de referencia internacional.</b>
<b>Desarrollo de una NOM específica para el fracking.</b>	Establecer parámetros obligatorios sobre diseño de pozos, tipos de aditivos permitidos, monitoreo sísmico y disposición de fluidos residuales.	API RP 65-2 (EE. UU.) y CSA Z341 (Canadá).
<b>Implementación de una ventanilla única regulatoria.</b>	Crear un organismo técnico o mecanismo interinstitucional que centralice y agilice tramites.	Alberta Energy Regulator (Canadá).
<b>Registro nacional de aditivos químicos de acceso público.</b>	Obligar a empresas a registrar y publicar los aditivos por pozos.	Plataforma FracFocus (EE. UU.)
<b>Protocolos de consulta pública e indígena vinculantes.</b>	Establecer lineamientos claros y obligatorios en zonas rurales e indígenas.	Ley de Consulta en Canadá; Convenio 169 (OIT).
<b>Normativa hídrica específica.</b>	Delimitar zonas aptas según su disponibilidad hídrica, establecer volúmenes	Regulaciones de agua subterránea en Columbia Británica (Canadá) y Ley

	máximos y fomentar tecnologías de reciclaje.	Federal de Aguas Limpias (EE. UU.).
<b>Requisitos de monitoreo sísmico en tiempo real.</b>	Instalar sensores obligatorios en zonas activas para prevenir riesgos geológicos.	British Columbia Oil and Gas Commission (Canadá).

*Fuente: Elaboración propia con base en American Petroleum Institute (2014); Canadian Standards Association (2022); FracFocus (2023); Alberta Energy Regulator (2021); British Columbia Oil and Gas Commission (2022); Organización Internacional del Trabajo (1989); EPA (2020).*

Una de las acciones más urgentes para mejorar el marco regulatorio del fracking en México es la elaboración de una Norma Oficial Mexicana (NOM) específica que regule esta técnica de forma detallada. A diferencia de las leyes generales, una NOM tiene carácter técnico-normativo y es de cumplimiento obligatorio, por lo que permitirá establecer parámetros precisos sobre la composición de los fluidos de fractura, el diseño y cimentación de pozos, el monitoreo sísmico, los volúmenes de agua utilizados, las distancias mínimas respecto a acuíferos, y la disposición adecuada del flowback. Esta norma podría basarse en estándares internacionales consolidados, como las guías API RP 65-2 de Estados Unidos (American Petroleum Institute, 2014) y la norma CSA Z341 de Canadá (Canadian Standards Association, 2022), adaptadas al contexto geológico, hídrico y social de México. La adopción de una NOM para el fracking no solo reducirá la discrecionalidad de las autoridades, sino que también fortalecerá la supervisión ambiental, aumentará la seguridad jurídica y contribuirá a generar mayor confianza social en entorno al desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

### **Capítulo 3. Impactos ambientales y sociales.**

La expansión del fracking como técnica de extracción de hidrocarburos no convencionales ha generado un amplio debate en torno a sus implicaciones ambientales y sociales. Si bien sus beneficios económicos y energéticos han sido ampliamente documentados, su implementación también ha estado asociada con una serie de riesgos que deben ser analizados de forma integral. Este capítulo se enfoca en examinar los principales impactos que ha tenido el fracking en distintos contextos, con énfasis en estudios científicos y evidencia empírica registrada a nivel internacional y nacional.

El análisis de estos impactos no persigue desestimar el potencial de esta tecnología, sino más bien subrayar la importancia de incorporar mecanismos de evaluación ambiental, normas técnicas específicas y participación social efectiva como elementos fundamentales para su implementación responsable. Dado que México carece aún de una normativa ambiental específica para yacimientos no convencionales, resulta necesario identificar de forma precisa los efectos más relevantes del fracking sobre el agua, el aire, la biodiversidad, el suelo, la salud humana y las comunidades cercanas.

A lo largo del capítulo se revisan estudios de caso representativos, se presentan tablas comparativas y se sistematizan hallazgos científicos que permiten construir una visión clara y argumentada de los riesgos potenciales y reales. Esta evaluación ambiental y social no debe entenderse como una barrera, sino como un insumo indispensable para el diseño de una política energética sostenible que haga del fracking una herramienta útil, pero también compatible con los principios de justicia ambiental y desarrollo regional equilibrado.

### **3.1 Impactos ambientales**

La fracturación hidráulica, comúnmente conocida como fracking, ha sido fundamental en la expansión de la producción de hidrocarburos no convencionales, específicamente en países como Estados Unidos, Argentina y Canadá. No obstante, su implantación ha suscitado crecientes preocupaciones ambientales a nivel global. Los impactos asociados a esta técnica pueden clasificarse en varias dimensiones: calidad del agua, calidad del aire, uso intensivo de recursos naturales, afectación a los ecosistemas y riesgos geológicos inducidos, como los sismos.

Uno de los principales cuestionamientos ambientales se centra en el uso intensivo de agua dulce para la inyección en pozos. Se estima que cada pozo puede requerir entre 10 y 30 millones de litros de agua, dependiendo de la geología del sitio y la longitud del tramo horizontal fracturado. Este consumo puede generar conflictos en regiones con escasa disponibilidad hídrica, especialmente si no existe mecanismos de reutilización o tratamiento eficiente del flowback (Hwang, 2023).

Además, la contaminación de cuerpos de agua subterráneos o superficiales ha sido documentada en varios estudios. El fluido de retorno puede no solo contener aditivos químicos peligrosos como glutaraldehído, metanol y ácido clorhídrico, sino también compuestos extraídos del subsuelo como metales pesados, sales, hidrocarburos y radionúclidos (Vengosh, 2014). La fuga de estos compuestos puede ocurrir por fallas en los revestimientos del pozo, malas prácticas en el manejo del agua residual o accidentes durante el transporte.

Esta técnica también contribuye a la emisión de contaminantes atmosféricos, como el metano ( $\text{CH}_4$ ), cuya tasa de fuga puede alcanzar el 3.7% del volumen total producido en ciertas regiones, afectando la calidad del aire local y contribuyendo significativamente al cambio climático (Howarth, 2019). A esto se suman las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COVs) y material particulado proveniente del tránsito de maquinaria pesada y la actividad en los sitios de operación.

Otro aspecto emergente es la inducción de sismos de baja y moderada magnitud, relacionados con la inyección de fluidos a presión en fallas preexistentes, o por la disposición del agua residual en pozos

profundos. En estados como Oklahoma, EE. UU., se ha observado un aumento inusitado en la actividad sísmica coincidente con el auge del fracking (Ellsworth, 2013).

### **3.1.1 Contaminación del agua y aire.**

El proceso de fracturación implica riesgos ambientales importante, entre ellos, la contaminación de recursos hídricos y atmosféricos. Diversos estudios han documentado como las operaciones de esta técnica han generado impactos en la calidad del agua subterránea y superficial, así como en la atmósfera, afectando tanto ecosistemas como la salud humana.

A nivel internacional, Vengosh (2014) documentaron múltiples casos en Estados Unidos donde la actividad de fracking resultó en la contaminación de acuíferos con metales pesados como bario (Ba), estroncio (Sr), arsénico (As), sales disueltas y radionúclidos como el radio-226 (Ra-226). En un estudio titulado "*A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States*", publicado en *Environmental Science & Technology*, se analizaron datos del Marcellus Shale en Pensilvania. Los resultados atribuyeron esta contaminación a fallas en la cementación de los pozos, así como a la mitigación de fluidos de fractura hacia formaciones freáticas superficiales (Vengosh, 2014).

En México, Miranda (2023), en colaboración con el Observatorio Petrolero de Veracruz y Earthworks, utilizó cámaras infrarrojas FLIR para detectar emisiones fugitivas en áreas urbanas y periurbanas de Poza Rica y Papantla. Su informe "Detección de emisiones tóxicas por fracking en zonas pobladas" encontró evidencia de derrames de fluidos que contenían benceno, tolueno y xilenos, sustancias altamente tóxicas asociadas con enfermedades respiratorias y cáncer, y cuya migración alcanzó cuerpos de agua cercanos a comunidades (Miranda, 2023).

Además, el informe elaborado por CartoCrítica y el Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt) en 2024, titulado "*Estimación del consumo requerido de agua para la explotación de los recursos petroleros no convencionales mediante fracturación hidráulica*", estimo que tan solo para explorar el 10% del potencial nacional de shale se requerirían más de 470 mil millones de litros de agua, afectando zonas con alta vulnerabilidad hídrica como la Cuenca de Burgos y Tampico-Misantla (CartoCrítica & Conahcyt, 2024).

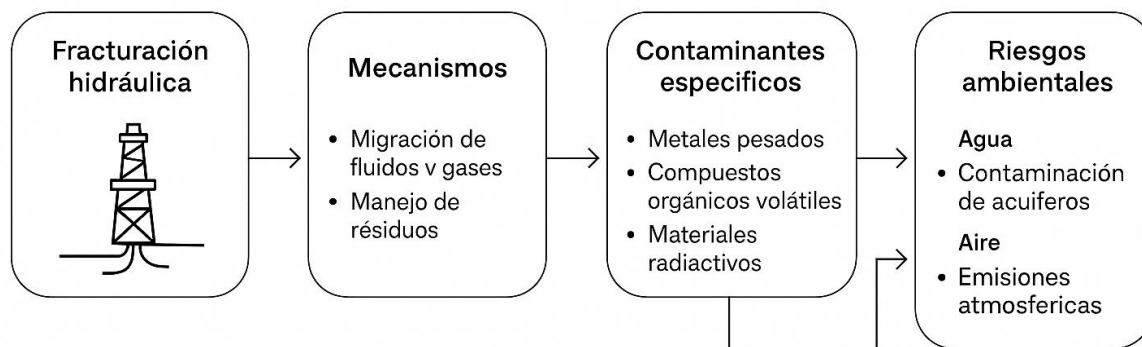
Respecto a las emisiones atmosféricas McDuffie (2023) publicaron un estudio "*Health impacts of air pollution from oil and gas production in the United States*" en la revista *Science Advance*. Los autores estimaron que la contaminación del aire derivada de la extracción de hidrocarburos provocó más de 7,500 muertes prematuras y 2,200 nuevos casos de asma infantil en Estados Unidos durante 2016.

Identificaron a las partículas  $PM_{2.5}$ , el ozono troposférico y compuestos orgánicos volátiles (COVs) como principales responsables, generados principalmente por el escape de metano, la quema de gases (flaring) y las emisiones de equipos diésel (McDuffie, 2023).

En el caso mexicano, Bezanilla Morlot (2018), investigadora del Centro de Ciencias de la Atmósfera de la UNAM, señaló en su artículo *“El fracking contamina la atmósfera e inutiliza el agua”* que durante las operaciones de fracturación se liberan gases como metano, óxidos de nitrógeno y benceno. Estas emisiones contribuyen al deterioro de la calidad del aire, afectando especialmente zonas cercanas a instalaciones petroleras, como Poza Rica (Bezanilla Morlot, 2019).

Finalmente, una investigación publicada por la Universidad de Yale y la Universidad de Colorado, reportada por la Associated Press en 2023, titulada *“Pennsylvania study suggests links between fracking and asthma, lymphoma in children”*, identificó altos niveles de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs) y COVs en zonas cercanas a pozos de fracking en Pensilvania. El estudio concluyó que estos compuestos excedían los niveles seguros recomendados por la OMS, especialmente en áreas habitadas por población infantil (Associated Press, 2023).

**Figura 1.** Esquema de los mecanismos y contaminantes generados por la fracturación hidráulica.



Fuente: Elaboración propia con base en Vengosh et al. (2014), Ferrar et al. (2013), McDuffie et al. (2023), y Stringfellow et al. (2014).

En conclusión, la evidencia científica muestra que esta técnica de extracción representa un riesgo real y documentado para los recursos hídricos y la calidad del aire. Tanto en estudios internacionales como nacionales, se han identificado contaminantes como metales pesados, COVs y materiales radioactivos, cuya migración se ha asociado a fallas técnicas y deficiencias en el manejo de residuos. Asimismo, las emisiones atmosféricas generadas por estas operaciones contribuyen a enfermedades respiratorias y

afecciones crónicas, sobre todo en comunidades vulnerables. Estos hallazgos subrayan la necesidad de contar con una regulación técnica más específica y con sistemas de monitoreo ambiental obligatorio, para garantizar la seguridad

### **3.1.2 Afectaciones a la biodiversidad y los ecosistemas.**

El desarrollo de proyectos de fracturación hidráulica puede alterar significativamente los ecosistemas donde se lleva a cabo, generando impactos directos e indirectos sobre la biodiversidad local. La construcción de infraestructura, el uso intensivo de recursos naturales y la liberación de sustancias químicas alteran la estructura y función de los ecosistemas, especialmente en regiones sensibles o con especies endémicas.

La apertura de caminos, la instalación de plataformas de perforación y el tendido de ductos fragmentan los hábitats naturales, generando barreras físicas para la fauna silvestre y facilitando la invasión de especies exóticas. Un estudio de Brittingham (2014), realizado en Pensilvania, documentó que la densidad de plataformas de fracking se asoció con una disminución del 36% en la abundancia de aves forestales sensibles a la perturbación, así como la reducción de la cobertura vegetal en los primeros 100 metros alrededor de los pozos (Brittingham, 2014).

En México, un análisis realizado por Nolasco (2021) en la región de la Cuenca de Burgos identificó que los ecosistemas de matorral espinoso tamaulipeco, donde se proyectaban desarrollos no convencionales, presentan alta fragilidad ecológica. El estudio destaca que las actividades de fracking podrían incrementar el riesgo de pérdida de conectividad biológica y afectar procesos como la polinización y dispersión de las semillas (Nolasco, 2021).

El derrame de fluidos de fracturación, residuos peligrosos o aguas de retorno (flowback) puede contaminar suelos y cuerpos de agua cercanos, afectando organismos acuáticos y terrestres. Entre los compuestos más problemáticos se encuentran los metales pesados, hidrocarburos, benceno y aditivos de alta toxicidad (Ferrar, 2013). Estudios toxicológicos han demostrado que el fluido de retorno puede generar efectos agudos y crónicos en organismos acuáticos, incluyendo alteraciones hormonales, reducción en la reproducción y mortalidad en los peces y macroinvertebrados (Calborn, 2011).

La gran demanda de agua dulce para las operaciones de fracking puede reducir la disponibilidad de este recurso en cuerpos de agua superficiales y acuíferos, especialmente en zonas áridas o semiáridas. Esto afecta el equilibrio hídrico de los ecosistemas, alterando procesos como el flujo de nutrientes, la productividad primaria y la estructura de comunidades biológicas (Entekin, 2011).

Las operaciones continuas de perforación y bombeo generan niveles elevados de ruido y contaminación lumínica, que alteran los patrones de comportamiento de especies nocturnas, afectan la reproducción de anfibios y mamíferos, e incrementan el estrés fisiológico. En ecosistemas sensibles, estos factores pueden provocar desplazamientos permanentes de especies clave, comprometiendo la resiliencia ecológica (Kroeger, 2021).

Dado el potencial de alteración ecológica, las actividades de fracking en México deben estar sujetas a evaluaciones de impacto ambiental (EIA) robustas, independientes y contextualizadas a nivel regional. Estas evaluaciones deben considerar no solo la contaminación física y química, sino también la pérdida de servicios ecosistémicos y biodiversidad.

### **3.2 Impactos sociales.**

El fracking, además de sus implicaciones técnicas y ambientales, ha generado diversas preocupaciones sociales, especialmente en las comunidades cercanas a las zonas de explotación. Estas preocupaciones están relacionadas con la salud pública, la disponibilidad de recursos naturales, el acceso a la información, la participación ciudadana, el cambio en las dinámicas locales y los conflictos por la tenencia de la tierra. Los impactos sociales pueden manifestarse en el corto como en el largo plazo, y varían según el contexto socioeconómico, la fortaleza institucional y la transparencia de los procesos de consulta.

#### **3.2.1 Salud pública y riegos para las comunidades locales.**

Los riesgos para la salud humana derivados de la aplicación de esta tecnología no solo implican consecuencias clínicas, sino también efectos sociales de largo alcance. Cuando las poblaciones cercanas a zonas de extracción comienzan a experimentar síntomas como migrañas, problemas respiratorios o fatiga crónica, esto desencadena cambios significativos en las dinámicas familiares, económicas y comunitarias.

En regiones como el condado de Garfield, Colorado, investigaciones han documentado impactos psicosociales ligados al fracking, incluyendo el estrés crónico, la percepción de abandono institucional y la desconfianza hacia autoridades ambientales y de salud (Clough, 2016). Estos impactos, aunque menos visibles que los biomédicos, afectan directamente el bienestar colectivo y la organización comunitaria. Lo mismo ocurre en áreas rurales de Australia, donde las familias cercanas a campos de gas no convencionales han reportado afecciones respiratorias recurrentes, alteraciones del sueño y altos niveles de ansiedad vinculados a la actividad extractiva, así como tensiones por la fragmentación del tejido social (Hossain, 2016).

En México, si bien no existen estudios epidemiológicos amplios, investigaciones cualitativas muestran efectos similares. Un estudio en la comunidad totonaca de Papantla, Veracruz, reveló que la ausencia de consulta sobre las actividades extractivas generó una fuerte percepción de invasión territorial y pérdida del control sobre su entorno, afectando el sentido de pertenencia, la salud emocional, la cohesión social (Rivera-Rodríguez, 2021). Esta situación es particularmente grave en contextos indígenas, donde los derechos territoriales y culturales están protegidos internacionalmente.

En el caso mexicano entra en tensión con lo establecido por el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), ratificado por México en 1990. Este tratado obliga al Estado a garantizar el consentimiento libre, previo e informado antes de iniciar cualquier proyecto de desarrollo en territorios indígenas. Sin embargo, informes del Instituto Nacional de los Pueblos Indígenas (INPI, 2022) y de la Auditoría Superior de la Federación (ASF, 2020) han documentado irregularidades sistémicas en los procesos de consulta, desde la omisión de información clave hasta la ausencia total de procedimientos participativos. Esta omisión no solo representa una falta ética y social, sino que también podría construir una violación legal internacional, comprometiendo la legitimidad de proyectos futuros en zonas no convencionales.

Estos impactos, sumados a la falta de acceso a servicios de salud especializados, la precariedad institucional y la desigualdad territorial, configuran un escenario de alta vulnerabilidad social. Por tanto, el análisis de los riesgos del fracking debe ir más allá del plano fisicoquímico para incorporar una mirada integral sobre los derechos colectivos, la salud pública y la justicia territorial.

### **3.3 Comparación con los impactos de la extracción convencional.**

Una evaluación rigurosa de los impactos del fracking no estaría completa sin compararlo con los métodos tradicionales de extracción de hidrocarburos. Si bien es común asociar el fracking con mayores daños ambientales y sociales, estudios recientes muestran que la extracción convencional también genera efectos significativos en el entorno natural y humano, aunque su visibilidad mediática y política sea menor (Brandt, 2014).

Desde el punto de vista del uso de suelo, el fracking puede contener un mayor número de pozos en una misma área, debido a la explotación de formaciones horizontales. No obstante, esto permite reducir el número total de plataformas comparado con los campos convencionales, que tienden a ser más dispersos geográficamente, incrementando la fragmentación del hábitat (Mason, 2015). Además, gracias a la perforación multilateral y direccional, el fracking permite acceder a formaciones profundas

sin invadir nuevas zonas en superficie, lo cual puede representar una ventaja territorial si se gestiona adecuadamente.

En cuanto al uso de agua, la fracturación hidráulica sí implica un volumen significativamente mayor ´por pozo, mientras que, en la extracción convencional, aunque el uso hídrico es menor por unidad, el consumo total a lo largo del ciclo de vida del campo puede ser igualmente alto, en especial en campos maduros donde se requiere inyección de agua continua en recuperación secundaria (EPA, 2016).

Respecto a la contaminación del subsuelo y el aire, ambos métodos presentan riesgos. En el caso del fracking, la posibilidad de filtración de químicos hacia acuíferos poco profundos o la emisión de gases como metano durante las operaciones iniciales está ampliamente documentada (Vengosh, 2014). No obstante, operaciones convencionales mal selladas o abandonadas también han mostrado fugas de hidrocarburos, derrames, y generación de gases fugitivos como el benceno, o el H<sub>2</sub>S, especialmente en zonas costeras y campos en declive (Vázquez, 2021).

En términos sociales, tanto el fracking como el método de extracción convencional enfrentan desafíos similares: conflictos por el uso de agua, afectación a comunidades cercanas y falta de consulta a pueblos indígenas en contextos rurales o con presencia étnica. En México, estudios cualitativos en la Cuenca de Papantla, Veracruz, han demostrado que tanto las técnicas tradicionales como las no convencionales pueden generar procesos de fragmentación social y resistencia comunitaria cuando no se respetan los principios del consentimiento libre, previo e informado (Rivera, 2021).

*Tabla 12. Comparación general entre el método convencional y el no convencional de extracción de hidrocarburos.*

<b>Criterio</b>	<b>Fracking (No convencional)</b>	<b>Extracción convencional.</b>
<b>Profundidad promedio.</b>	> 2,000 m con laterales horizontales.	1,000 – 3,000m vertical.
<b>Consumo de agua.</b>	9 – 29 millones de litros por pozo.	Menor por pozo, mayor si hay recuperación secundaria.
<b>Impacto sobre acuíferos.</b>	Riesgos por falla de cementación o migración.	Riesgos por corrosión de pozos antiguos.
<b>Uso de suelo.</b>	Alta densidad de pozos.	Pozos dispersos, fragmentación territorial.
<b>Participación comunitaria.</b>	Limitada, con mayores conflictos sociales.	Variable, aunque también históricamente conflictiva.

<b>Consulta indígena.</b>	Ausente en la mayoría de los casos.	Frecuentemente omitida.
<b>Ventaja técnica</b>	Permite acceder a recursos antes inaccesibles.	Requiere yacimientos de alta permeabilidad.
<b>Viabilidad regulatoria en México.</b>	Permitida, pero con vacíos normativos.	Regulada por NOMs y experiencia acumulada.

*Fuente: Adaptado de González-Vázquez et al. (2021), ASEA (2020), Rivera-Rodríguez (2021), EPA (2016), Alvarado & Manrique (2010).*

En síntesis, ambas técnicas implican riesgos ambientales y sociales que deben ser gestionados con base en una regulación clara, monitoreo independiente y participación efectiva de las comunidades. El fracking, por su complejidad técnica, requiere de controles más estrictos, pero también ofrece ventajas como el acceso a recursos antes inaccesibles o la optimización de superficie por pozo. La clave está en evaluar caso por caso bajo criterios técnicos, ambientales y sociales robustos más que en generalizar una preferencia por tipo de método.

### **3.4 Medidas mitigadoras y mejores prácticas.**

La fracturación hidráulica, aunque representa una herramienta clave para la explotación de hidrocarburos no convencionales, ha sido objeto de múltiples críticas por sus impactos ambientales. Sin embargo, la implementación de tecnologías y mejores prácticas ha permitido reducir de manera significativa estos efectos.

Uno de los ejes principales para mitigar riesgos asociados al fracking es la implementación de sensores de monitoreo ambiental. Estos permiten la detección temprana de anomalías como migración de gas, contaminantes o microsismos inducidos.

*Tabla 13. Tecnologías de monitoreo aplicadas en operaciones de fracking.*

<b>Tipo de sensor.</b>	<b>Aplicación.</b>	<b>Ejemplos de uso.</b>
<b>Geófonos y acelerómetros.</b>	Detección de microsismos.	Cuenca de Burgos, México.
<b>Transductores de presión.</b>	Control de presiones de fractura y posibles fugas.	Pozos de monitoreo en Sabinas.

<b>Sensores multiparamétricos.</b>	Control de la calidad de agua: pH, conductividad, turbidez.	Pozos piezométricos en Burgos.
<b>Sondas de ion selectivo.</b>	Detección de metales pesados (Ba, Sr, As), radioisótopos.	Estudios en Pensilvania.
<b>Auto-samplers automáticos.</b>	Recolección continua de muestras para laboratorio.	Cuenca de Marcellus.

Fuente: Adaptado de Evensen (2015), Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2017) y U.S. EPA (2016).

En la Cuenca de Burgos se han instalado redes de geófonos y pozos piezométricos equipados con sensores de presión y calidad del agua, permitiendo el monitoreo en tiempo real de fracturas e infiltraciones subterráneas (CNH, 2017).

El tratamiento y reutilización del agua de retorno (flowback) es esencial para reducir la presión hídrica y evitar vertimientos de contaminantes.

*Tabla 14. Tecnologías de reciclaje de agua en fracking.*

<b>Región</b>	<b>Tecnologías implementadas.</b>	<b>Resultados alcanzados.</b>
<b>Marcellus Shale, EE. UU.</b>	Separadores trifásicos, microfiltración, osmosis inversa.	100% de reciclaje de flowback.
<b>Cuenca de Sabinas, México.</b>	Flotación por aire disuelto (DAF), electrocoagulación, oxidación avanzada.	Reutilización de 70% del flowback tratado.

Fuente: Adaptado de U.S. EPA (2016), Spradlin et al. (2017) y King (2012).

En el caso de EQT Corporation, la implementación de separación trifásica, ultrafiltración y ósmosis inversa permitió reciclar el total del agua utilizada en fracturaciones, reduciendo en un 90% la necesidad de vertimiento (Evensen, 2015). En México, en Sabinas se reportó la aplicación de unidades móviles con sistemas DAF Y AOP logrando una eficiencia de reutilización del 70% (CNH, 2018).

Para mitigar emisiones fugitivas de metano y compuestos orgánicos volátiles (COVs), se han desarrollado tecnologías conocidas como “green completions” o “reduced emissions completions” (RECs), obligatorias en EE. UU. desde 2015.

*Tabla 15. Tecnologías de green completions.*

<b>Tecnología aplicada.</b>	<b>Función principal</b>	<b>Resultados obtenidos.</b>
<b>Separadores multifásicos portátiles.</b>	Separación de gas, líquidos y sólidos.	Captura del gas en lugar de ventearlo.
<b>Unidades de deshidratación</b>	Eliminación de humedad del gas antes de su compresión.	Mejora la calidad del gas recuperado.
<b>Compresores móviles.</b>	Incremento de presión del gas capturado para su transporte.	Reducción de 40% en emisiones de metano.
<b>Tanques cerrados de almacenamiento.</b>	Prevención de emisiones difusas de hidrocarburos líquidos.	Minimización de pérdidas por evaporación.

*Fuente: Adaptado de King (2012), CNH (2017) y ASEA (2018).*

Estas prácticas han permitido reducir hasta en un 40% las emisiones de metano en plataformas de gas shale (U.S. EPA, 2016). Su adopción en México aún es incipiente, pero se han implementado pruebas y equipos piloto en la Cuenca de Burgos bajo la supervisión de CNH y ASEA.

Si bien estos avances tecnológicos representan un progreso en la viabilidad del fracking, su aplicación requiere de condiciones específicas:

- Recursos técnicos y financieros: la inversión inicial en tecnologías como la ósmosis inversa o RECs es alta, lo que limita su implementación en empresas de menor escala.
- Adaptación comunitaria: La transparencia operativa y el monitoreo participativo pueden fortalecer la confianza en estas medidas.

En este sentido, la experiencia mexicana en Sabinas y Burgos demuestra que sí es posible adoptar modelos sostenibles si se articulan esfuerzos regulatorios, técnicos y sociales (Aguilar, 2021).

#### **Capítulo 4 Viabilidad económica del fracking en México.**

El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de fracturación ha estado fuertemente condicionado no solo por factores geológicos y regulatorios, sino también por su viabilidad económica. En este contexto, la evaluación de los costos, retornos, riesgos financieros y niveles de inversión requeridos resulta fundamental para determinar si esta técnica representa una alternativa sostenible para el sector energético mexicano.

A diferencia de los métodos convencionales, el método no convencional implica mayores requerimientos tecnológicos, una logística más compleja y un uso intensivo de recursos como agua, energía e infraestructura especializada. Estos factores inciden directamente en los costos de perforación, estimulación, tratamiento de fluidos y mantenimiento operativo, lo que a su vez influye en el umbral de rentabilidad del proceso.

En el caso de México, esta evaluación debe considerar variables como la madurez de las cuencas prospectivas, la disponibilidad de infraestructura y procesamiento, los precios internacionales del crudo y gas, así como las condiciones del mercado interno y los esquemas de participación privada. Además, es necesario incorporar el análisis de incentivos fiscales, barreras a la inversión y proyecciones de producción, con base en experiencias internacionales.

Este capítulo aborda de manera integral la dimensión económica del fracking, partiendo del análisis de costos y rentabilidad, pasando por la comparación con métodos convencionales, hasta llegar a su potencial contribución económica nacional y el papel de los inversionistas en su desarrollo. El objetivo es ofrecer una visión realista y fundamentada sobre las condiciones que harían económicamente viable la explotación de hidrocarburos no convencionales en el contexto mexicano.

El análisis de los impactos ambientales y sociales vinculados al fracking muestra que esta técnica, aunque eficaz para aumentar la producción energética, conlleva riesgos relevantes en materia de uso del agua, calidad del aire, integridad del subsuelo y conflicto social. No obstante, estos riesgos no son intrínsecamente insalvables, sino que derivan, en gran medida, de la ausencia de una regulación específica, de deficiencias en el monitoreo ambiental y de la falta de participación comunitaria estructurada. El fracking no debe considerarse inviable desde el punto de vista ambiental, sino como una técnica que debe aplicarse bajo condiciones estrictas de control y evaluación acumulativa, enmarcadas en una política pública coherente con el desarrollo sostenible.

##### **4.1 Costos de implantación, operación y mantenimiento.**

El desarrollo de proyectos de fracturación implica una compleja estructura de costos que abarca desde la preparación del sitio hasta la producción sostenida del pozo. Estos costos se agrupan principalmente tres categorías: implantación (fase inicial del proyecto), operación (costos directos durante la fractura y producción) y mantenimiento (conservación de la integridad del pozo y continuidad productiva).

Los costos de implementación incluyen la exploración, caracterización del yacimiento, permisos, construcción del pozo y la infraestructura básica. Un solo pozo horizontal utilizando la fractura hidráulica puede requerir inversiones iniciales entre 4 y 10 millones de dólares, dependiendo de la profundidad, extensión de la perforación horizontal, tipo de roca, y condiciones regulatorias locales (IEA, 2021). En México, la Cuenca de Burgos ha registrado estimaciones de hasta 8 millones USD por pozo, especialmente cuando se incorporan tecnologías de monitoreo y sistemas de fracturación multietapa (CNH, 2019).

La operación incluye la perforación, fractura de la roca madre, tratamiento de fluidos, transporte, recolección de gas o petróleo, separación y procesamiento. Se estima que hasta el 50% del costo operativo se destina a la fractura hidráulica, donde destacan los gastos por:

- Agua y manejo de fluidos: El costo por pozo puede oscilar entre los 400 mil y 800 mil dólares, debido a la elevada demanda de agua (entre 9 y 30 millones de litros por pozo) y los costos de transporte, tratamiento, o disposición del flowback (Arthur, 2008).
- Aditivos químicos: Los costos asociados al uso de surfactantes, gelificantes y biocidas representan hasta el 10% del total de la operación (King, 2012).
- Fractura multietapa: Se estima que la aplicación de esta técnica en pozos horizontales puede elevar el costo operativo entre 15 y 25%, pero mejora la recuperación en una 40% (Zou, 2019)

Una vez iniciada la producción, es necesario mantener la integridad del pozo, lo que incluye reparaciones, reinyectado, control de presión y monitoreo de variables críticas. Estos gastos pueden representar entre 10 y 15% del costo total del proyecto en su ciclo de vida útil (Speight, 2014). El mantenimiento preventivo es clave para evitar filtraciones hacia acuíferos o emisiones fugitivas, lo cual además tiene implicaciones regulatorias y ambientales.

De forma general, los costos de un pozo de fracking se distribuyen a lo largo de distintas etapas que abarcan desde la planeación hasta la operación productiva. La siguiente tabla resume una estimación promedio de los rangos de inversión requeridos por cada fase, con base en estudios realizados por organismos técnicos y autoridades regulatorias. Estos datos permiten visualizar la proporción relativa

que representa cada componente dentro del gasto total, lo que resulta clave para entender la viabilidad económica del fracking en México

Tabla 16. Estimación general de costos por etapa en proyectos no convencionales en México.

<b>Etapa.</b>	<b>Rango estimado (USD por pozo)</b>	<b>Porcentaje del costo total.</b>
<b>Estudios geológicos y sísmicos.</b>	0.4 – 0.7 millones	5-10%
<b>Permisos y regulación.</b>	0.2 – 0.4 millones.	3 – 5%
<b>Construcción del sitio y caminos.</b>	0.5 – 1.0 millones.	8 – 12%
<b>Perforación vertical y horizontal.</b>	2.5 – 5.0 millones.	30 – 45%
<b>Fractura multietapa.</b>	2.0 – 4.5 millones	25 – 35%
<b>Recolección, separación, transporte.</b>	0.6 – 1.0 millones.	5 – 10%
<b>Gestión del flowback y mantenimiento.</b>	0.3 – 0.7 millones	5 – 8%
<b>Costo total estimado por pozo</b>	<b>6.5 – 11.9 millones USD.</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la CNH (2018); IEA (2023); Aguilar & Rodríguez (2021).

En comparación con otros países con experiencia avanzada en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales, México aún presenta costos más elevados, en parte debido a la limitada infraestructura en ciertas regiones, la ausencia de economías de escala, y la curva de aprendizaje técnico que aún se está consolidando. Un análisis comparativo con Argentina -específicamente con el yacimiento Vaca Muerta- permite evidenciar estas diferencias:

Tabla 17. Comparativo de costos estimados por pozo entre México y Argentina.

<b>Concepto.</b>	<b>Cuenca de Burgos (México)</b>	<b>Vaca Muerta (Argentina).</b>
<b>Costo total por pozo</b>	6.5 – 11.9 millones USD	4.5 – 7.5 millones USD

<b>Longitud típica de pozo horizontal.</b>	1,500 – 2,000 metros.	2,000 – 2,800 metros.
<b>Etapas de fracturación por pozo.</b>	12 – 20	20 – 30
<b>Reciclaje de flowback</b>	Hasta 70% (proyectos piloto)	Más del 80%
<b>Reducción de costos desde 2015</b>	~20%	~45%

*Fuente: Elaboración propia con base en YPF (2022); CNH (2019); IEA (2023).*

La comparación muestra que Argentina ha logrado reducir significativamente sus costos de desarrollo gracias a la implantación de estrategias de estandarización, infraestructura compartida, y una mayor estabilidad normativa. México, por su parte, aun enfrenta retos logísticos, técnicos y de gobernanza, los cuales limitan el ritmo de reducción de gastos.

Adicionalmente, el fracking en México debe enfrentar variaciones regionales importantes. En zonas como la Cuenca Tampico-Misantla, el acceso complicado y los desafíos sociales incrementan aún más los costos operativos. En cambio, en áreas como Sabinas-Burro-Picachos, donde ya se han realizado experiencias piloto, los costos tienden a disminuir conforme se amplía la experiencia técnica y la infraestructura básica. La siguiente tabla presenta una estimación comparativa de estos costos anuales por pozo, lo cual permite valorar la sostenibilidad financiera del proyecto en el mediano y largo plazo.

*Tabla 18. Costos promedio estimados por cuenca en México.*

<b>Cuenca.</b>	<b>Costo promedio por pozo (USD).</b>	<b>Factores determinantes.</b>
<b>Burgos.</b>	6.5 – 10.5 millones	Mejor infraestructura y logística.
<b>Sabinas-Burro Picachos</b>	7.0 – 11.0 millones	Estudios piloto y geología favorable.
<b>Tampico-Misantla.</b>	8.0 – 12.0 millones.	Alta complejidad social y técnica.

*Fuente: Elaboración propia con base en Energy Information Administration (EIA, 2022); CNH (2018); Deloitte (2020).*

En suma, los diferentes costos representan una barrera importante para el desarrollo de esta técnica en México. Sin embargo, la experiencia internacional demuestra que es posible lograr reducciones significativas en el tiempo si se optimizan procesos, se promueve la inversión en innovación tecnológica, y se establece un marco regulatorio claro y estable que incentive la participación del sector privado.

#### 4.2 Rentabilidad y potencial de crecimiento en México.

La viabilidad económica del fracking en México depende en gran medida de su rentabilidad a corto, mediano y largo plazo. Esta se define por la relación entre los costos de producción por pozo, el precio del barril de petróleo, o del gas natural, y la tasa de recuperación estimada del yacimiento. En el contexto actual, el desarrollo de yacimientos no convencionales, aunque más costoso en comparación con los métodos tradicionales, puede resultar si se implementan estrategias tecnológicas adecuadas y se dan las condiciones de mercado necesarias.

Uno de los factores clave para evaluar dicha rentabilidad es el comportamiento histórico y actual de los precios de los hidrocarburos. La siguiente tabla muestra el promedio anual del precio del petróleo (WTI y Mezcla mexicana) y del gas natural en México entre 2020 y 2024. Esta información es fundamental para contextualizar los márgenes de rentabilidad de proyectos no convencionales.

Tabla 19. Precios promedio de hidrocarburos en México (2020-2024).

Año.	WTI (USD/bbl).	Mezcla mexicana (USD/bbl).	Gas natural Henry Hub (USD/MMBtu)
2020	39.2	35.7	2.05
2021	68.1	63.5	3.89
2022	94.9	88.2	6.45
2023	77.6	72.4	2.56
2024	79.3 (prom. enero-mayo)	74.8 (prom. enero-mayo)	2.85 (prom. enero-mayo)

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (2024), EIA (2024), PEMEX (2024).

Como se observa, los precios del crudo y del gas han mostrado una tendencia volátil, pero sostenida por encima de los niveles mínimos requeridos para rentabilizar un pozo de fracking en México

(alrededor de 50-55 USD/bbl). En particular, los picos registrados en 2022 favorecieron temporalmente el interés en proyectos no convencionales. Sin embargo, la disminución de precios en 2023 y 2024 reafirma la necesidad de eficiencia tecnológica.

Otro factor determinante para evaluar el potencial de crecimiento de dicha técnica en México es el comportamiento del precio internacional del petróleo. De acuerdo con datos de la Energy Information Administration (EIA), el precio del barril de WTI (West Texas Intermediate) ha oscilado entre 65 y 85 dólares durante el periodo 2021-2024, con proyecciones moderadamente estables para los próximos años (EIA, 2024). Bajo este contexto, la explotación de yacimientos no convencionales podría ser económicamente viable, especialmente si se logra mantener el costo por barril por debajo de los 50 dólares.

En México, los costos promedio de producción de un pozo de fracking oscilan entre 8.5 y 10 millones de dólares, según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2019), mientras que la producción acumulada a lo largo de la vida útil de un pozo (20 a 25 años) puede superar los 3 millones de barriles equivalentes petróleo, dependiendo de la formación y del número de etapas de fracturación. Estos niveles, si bien aún están por encima de los de otras regiones más maduras como Vaca Muerta en Argentina, han mostrado una tendencia a la baja debido a la adopción de tecnologías como la perforación horizontal multilateral y el monitoreo digital en tiempo real (IEA, 2023).

Para valorar mejor el rendimiento esperado de los pozos no convencionales en comparación con los convencionales, se presenta a continuación un análisis técnico-económico basado en parámetros registrados por la CNH.

*Tabla 20. Comparativo técnico-económico entre pozos convencionales y no convencionales en México.*

<b>Parámetro.</b>	<b>Pozo convencional (promedio)</b>	<b>Pozo no convencional.</b>
<b>Costo por pozo.</b>	3.5 – 5 millones USD	8.5 – 10 millones USD
<b>Producción inicial diaria.</b>	500 – 800 bdp	1,500 – 2500 bdp
<b>Vida útil estimada.</b>	10 – 15 años.	20 – 25 años
<b>Recuperación total estimada.</b>	1.5 – 2 millones bbl	2.5 – 3.2 millones bbl
<b>Precio mínimo para la rentabilidad.</b>	40 USD/bbl	50- 55 USD/bbl

*Fuente: Elaboración propia con base en la CNH (2019); Deloitte (2021); IEA (2023).*

Este comparativo revela que, aunque el fracking implica una mayor inversión inicial, también ofrece un potencial significativamente más alto en términos de productividad por pozo y vida útil. La rentabilidad mejora sustancialmente cuando se optimizan variables técnicas como el número de etapas de fracturación, la longitud del tramo horizontal y el diseño del fluido de fractura.

A nivel regional, la Cuenca de Burgos y Sabinas-Burro Picachos destacan como las zonas con mayor potencial de rentabilidad, debido a su similitud geológica con formaciones exitosas como Eagle Ford en Texas. Estudios recientes han mostrado que, en pozos experimentales en estas cuencas, el índice de retorno (IRR) puede superar el 18% si los precios del petróleo se mantienen por encima de los 60 USD por barril y se aprovechan las economías de escala (Aguilar & Rodríguez, 2021).

A pesar de estos avances, el crecimiento del fracking en México sigue limitado por distintos factores. La pausa en nuevas licitaciones desde 2019, la incertidumbre jurídica, la falta de infraestructura de transporte, y la resistencia de comunidades locales han frenado el ritmo de desarrollo. No obstante, si se reactivan las rondas de inversión y se establecen incentivos fiscales claros, el país podría consolidar su participación en la explotación de hidrocarburos no convencionales en América Latina.

Caso ilustrativo: Pozo exploratorio “Emergente-1” en la Cuenca de Sabina-Burro Picachos (Coahuila, México).

En 2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) autorizó la perforación de varios pozos exploratorios no convencionales en el país, incluyendo el pozo “Emergente-1”, ubicado en el bloque asignado a PEMEX Exploración y Producción en la Cuenca de Sabinas.

Características técnicas del pozo:

- Tipo: no convencional (lutitas).
- Técnica utilizada: Perforación horizontal y fractura multietapa.
- Longitud total del pozo: 4,000m (incluyendo 1,200m de tramo horizontal).
- Número de etapas de fracturación:18.
- Formación objetivo: Pimienta.

*Tabla 21. Resultados y costos estimados del pozo “Emergente-1”.*

<b>Indicador.</b>	<b>Valor estimado.</b>
<b>Costo total de perforación y fractura.</b>	9.8 millones USD

<b>Producción inicial (IP30).</b>	5.2 MMpcd de gas.
<b>Vida útil proyectada del pozo.</b>	20 años.
<b>Producción estimada total.</b>	25,000 MMpc (millones de pies cúbicos).
<b>Precio base de gas utilizado (Henry Hub).</b>	USD 3.5/MMbtu
<b>Tasa Interna de Retorno (IRR) estimada.</b>	14-17%

*Fuente: Elaboración propia con base en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2019); Pemex Exploración y Producción (2019)*

Este pozo, a pesar de no alcanzar una rentabilidad espectacular, demostró viabilidad técnica y retorno económico positivo en un escenario conservador de precios del gas. Uno de los factores clave fue el uso de tecnologías modernas, que permitieron reducir el tiempo de perforación y optimizar la fractura.

Sin embargo, la falta de infraestructura de procesamiento y la distancia a gaseoductos elevaron los costos logísticos, lo que afectó la tasa de retorno frente a otros casos como Vaca Muerta.

#### **4.3 Comparación de la competitividad del fracking frente a métodos convencionales.**

La evaluación de la competitividad del fracking respecto a los métodos convencionales de extracción requiere una comparación multidimensional que abarque variables técnicas, económicas, energéticas, ambientales y geopolíticas. Este análisis permite determinar si esta tecnología representa una alternativa viable y rentable en el contexto energético nacional e internacional.

Desde el punto de vista técnico, el fracking se caracteriza por su tecnología intensiva en capital, con elevados requerimientos iniciales de inversión, particularmente en pozos horizontales multietapa. Sin embargo, permite acceder a recursos que anteriormente eran económicamente inviables, como el gas y el petróleo de lutitas. En contraste, los métodos convencionales -como la perforación vertical en yacimientos de tipo arenoso o carbonatado- implican menores costos iniciales y suelen ofrecer factores de recobro por unidad de pozo.

Desde el punto de vista económico, el fracking tiende a mostrar una recuperación rápida de inversión debido a la alta productividad inicial de los pozos, aunque esta cae abruptamente después del primer año. Los métodos convencionales tienen ciclos de producción más estables y largos, lo cual facilita una planeación más predecible.

*Tabla 22. Comparación técnica y económica entre fracking y métodos convencionales.*

<b>Indicador Clave</b>	<b>Fracking</b>	<b>Métodos Convencionales</b>
<b>Costo de producción (USD/barril)</b>	40–70	10–30
<b>Tiempo de vida productiva (años)</b>	3–7	15–25
<b>Recuperación inicial (%)</b>	5–15	30–50
<b>Tasa de declinación (anual %)</b>	40–70	5–10
<b>Inversión inicial por pozo (MUSD)</b>	6–12	2–5
<b>Infraestructura requerida</b>	Alta (tratamiento, redes)	Moderada
<b>Flexibilidad de operación</b>	Alta	Baja

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA, 2023; CNH, 2022; IEA, 2022.

Uno de los elementos clave para comparar la competitividad energética es el índice EROEI (Energy Returned on Energy Invested), que refleja la eficiencia energética neta del sistema. El fracking presenta un EROEI relativamente bajo, con estimaciones que van de 3:1 a 5:1, mientras que en la extracción convencional este índice ha sido históricamente superior, con valores entre 10:1 y hasta 20:1 en los grandes campos maduros. Este menor rendimiento energético implica que el fracking requiere mayor insumo energético por unidad extraída, lo cual influye directamente en su competitividad en contextos de precios bajos del petróleo (IEA, 2023).

Aunque el fracking implica mayores costos iniciales y una vida útil más corta, presenta una alta capacidad de respuesta a cambios en el mercado. La perforación horizontal, la microsegmentación del reservorio y los avances en recuperación asistida permiten maximizar la producción en plazos relativamente breves. Estas características hacen que el fracking sea atractivo en escenarios de alta volatilidad, como los observados en la última década.

En México, el desarrollo del fracking enfrenta retos particulares. De acuerdo con estimaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el costo promedio de extracción por fracturación hidráulica en regiones como la Cuenca de Burgos y el sector mexicano del Eagle Ford oscila entre los 55 y 70 USD por barril (CNH, 2022). Este rango se encuentra en el límite superior de competitividad si se compara con el precio internacional del crudo, que ha promediado entre 75 y 80 USD en los últimos años (SENER, 2023).

Además, México no cuenta actualmente con una Norma Oficial Mexicana (NOM) específica que regule integralmente esta técnica, lo que genera incertidumbre jurídica para los inversionistas. La falta de infraestructura, especialmente en regiones con potencial no convencional, incrementa aún más los

costos logísticos y de operación. Estas deficiencias contrastan con el entorno favorable observado en otros países.

El precio de equilibrio o breakeven price representa el valor mínimo del barril para que un proyecto sea rentable. En el caso del fracking en México, este umbral se sitúa entre 55 y 65 USD, dependiendo de la región y los costos logísticos asociados. En contraste, los yacimientos convencionales mantienen breakevens considerablemente más bajos:

Tabla 23. Breakeven estimado por tipo de yacimiento

Tipo de Yacimiento	Breakeven estimado (USD/barril)
Convencional terrestre	20–30
Convencional marino	25–40
Fracking (shale)	55–65

Fuente: Elaboración propia con base en CNH, 2022.

Esta diferencia implica que el fracking es viable únicamente cuando los precios del petróleo se mantienen por encima de los 60 USD, y bajo condiciones operativas favorables. Sin embargo, experiencias internacionales han demostrado que los costos pueden reducirse mediante economías de escala, automatización y avances tecnológicos.

- Estados Unidos: El fracking ha sido altamente exitoso debido a un entorno normativo favorable, la existencia de infraestructura, incentivos fiscales, propiedad privada de los recursos y fuerte inversión en I+D. En cuencas como Permian y Bakken, los costos de producción se han reducido a menos de 40 USD por barril (EIA, 2023).
- Argentina: En la formación Vaca Muerta, YPF ha logrado posicionar al país como líder regional. Sin embargo, problemas macroeconómicos, alta inflación y barreras regulatorias han limitado el desarrollo. La participación de socios internacionales como Chevron ha sido clave para sostener el modelo (IEA, 2022).
- China: Pese a fuertes inversiones, los costos técnicos, escasez de agua y falta de experiencia han dificultado el desarrollo eficiente del fracking. El rendimiento por pozo sigue siendo bajo comparado con EE. UU. o Argentina.

Estos casos permiten identificar los factores críticos de éxito y los desafíos que podrían enfrentarse en el contexto mexicano.

Una evaluación integral debe considerar tanto los riesgos como los beneficios asociados al fracking en relación con los métodos convencionales. La siguiente tabla resume los principales aspectos:

*Tabla 24. Análisis comparativo entre riesgos y beneficios: fracking vs métodos convencionales.*

<b>Categoría</b>	<b>Riesgos</b>	<b>Beneficios</b>
<b>Económicos</b>	Altos costos, volatilidad del precio del crudo	Alta rentabilidad si se alcanzan economías de escala
<b>Ambientales</b>	Riesgos de contaminación, uso intensivo de agua	Mejora de tecnologías de mitigación
<b>Sociales</b>	Oposición comunitaria, conflictos territoriales	Generación de empleo técnico, desarrollo regional
<b>Técnicos</b>	Alta tasa de declinación, complejidad operativa	Acceso a reservas no convencionales

Fuente: Elaboración propia.

Este balance muestra que el fracking no es inherentemente mejor o peor, sino que su viabilidad depende del manejo de sus riesgos y del contexto operativo y regulatorio en el que se implemente.

La competitividad del fracking en México puede variar significativamente en función de las decisiones políticas, regulatorias y tecnológicas que se tomen en el corto y mediano plazo. A continuación, se presentan dos escenarios contrastantes:

- Escenario optimista: Se establece una NOM específica, se amplía la infraestructura, se incentivan inversiones público-privadas y se avanza en innovación tecnológica. Resultado: el fracking se vuelve rentable en más del 60 % de las regiones con potencial.
- Escenario pesimista: Persiste la incertidumbre normativa, continúan las resistencias sociales y PEMEX no desarrolla capacidades técnicas suficientes. Resultado: se limitan los proyectos a experiencias piloto con baja rentabilidad.

Ambos escenarios subrayan la necesidad de una estrategia energética integral, orientada por criterios técnicos, sostenibilidad ambiental y eficiencia económica.

La fracturación hidráulica no debe entenderse como una técnica sustitutiva de la producción convencional, sino como una herramienta complementaria en el marco de una estrategia nacional de diversificación y fortalecimiento de la seguridad energética. Su competitividad dependerá del diseño de

políticas públicas claras, un entorno jurídico confiable, mecanismos de financiamiento mixtos y un compromiso firme con la innovación tecnológica y la mitigación de impactos ambientales.

#### 4.4 Impacto en la economía nacional.

El desarrollo del fracking en México tiene un impacto multifacético sobre la economía nacional que debe analizarse en profundidad para comprender sus ventajas, riesgos y potenciales efectos en distintos ámbitos económicos y sociales.

##### 4.4.1 Producto Interno Bruto (PIB).

El Producto Interno Bruto (PIB) mide la producción de bienes y servicios producidos en un país durante un periodo de tiempo determinado. En México, el sector petrolero ha sido tradicionalmente un pilar clave de la economía nacional, contribuyendo entre el 4.5% y el 6% del PIB en las últimas dos décadas, dependiendo de los niveles de producción y los precios internacionales del crudo (Banco Mundial, 2023). Con la incorporación de tecnologías como esta, se anticipa un potencial de reconfiguración de esta participación, especialmente por el incremento proyectado en la extracción de hidrocarburos no convencionales como el gas shale y petróleo ligero.

Los países que han adoptado intensamente el fracking, como EE. UU. y Canadá, han registrado aumentos notables en su PIB petrolero. En Estados Unidos, el auge de esta técnica entre 2010 y 2022 elevó la contribución del sector de hidrocarburos al PIB del 7.8% al 15.2% mientras que en Canadá pasó del 8.5% al 9.5% en el mismo periodo (IEA, 2023). Estos datos muestran el potencial de esta tecnología para dinamizar la economía en contextos de inversión intensiva y marco regulatorio favorable.

Tabla 25. Evolución del PIB petrolero (% respecto al PIB nacional), 2010-2022

Año.	México (% PIB petrolero).	EE. UU. (% PIB petrolero).	Canadá (% PIB petrolero).
2010	5.2	7.8	8.5
2012	5.0	9.0	8.2
2014	5.8	11.5	9.0
2016	4.5	12.0	8.7
2018	5.1	13.5	9.2
2020	4.9	14.0	8.9
2022	5.5	15.2	9.5

*Fuente: Elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023) y Banco Mundial (2023).*

En el contexto mexicano, el fracking podría actuar como un motor de crecimiento no solo del PIB nacional, sino también de los PIB estatales de entidades con alto potencial geológico, como Coahuila, Tamaulipas, Veracruz y Puebla. Estas regiones podrían incrementar significativamente su participación en el PIB nacional mediante el fortalecimiento de cadenas de valor ligadas a la explotación, perforación, transporte, refinación y servicios auxiliares.

*Tabla 26. Estimación del PIB petrolero por entidad federativa con potencial de fracking (2022).*

<b>Entidad federativa.</b>	<b>PIB estatal total.</b>	<b>%estimado del PIB estatal.</b>	<b>PIB petrolero estimado (millones MXN)</b>
<b>Tamaulipas.</b>	~680,000	12.5%	85,000
<b>Veracruz</b>	~943,000	9.8%	92,500
<b>Coahuila</b>	~655,000	6.1%	40,000
<b>Puebla</b>	~511,000	4.3%	22,000
<b>Chihuahua</b>	~474,000	3.8%	18,000

*Fuente: Elaboración propia con datos del INEGI (2023), SENER (2023) y CNH (2022).*

*Nota metodológica: Los valores de esta tabla fueron estimados a partir del PIB estatal total publicado por INEGI (2023). Se aplicó un porcentaje aproximado del PIB atribuible al sector hidrocarburos en cada entidad, con base en datos de producción regional, potencial geológico y actividad histórica informada por SENER (2022) y CNH (2022). Esta tabla representa un ejercicio técnico de aproximación y no debe interpretarse como una cifra oficial desagregada.*

La proyección realizada por la Secretaría de Energía (SENER, 2022) estima que, con una implementación sostenida del fracking, la contribución del sector de hidrocarburos al PIB podría alcanzar hasta un 7 % hacia 2035. Este crecimiento estaría impulsado por la explotación de yacimientos no convencionales en la Cuenca de Burgos y otras regiones, así como por una mayor atracción de inversión privada y extranjera.

Además de los beneficios directos en el PIB, el fracking puede generar efectos multiplicadores positivos: contratación de mano de obra, incremento en el consumo local, mayor recaudación fiscal y crecimiento del PIB regional. No obstante, este impulso económico también debe balancearse con una evaluación crítica de los costos sociales y ambientales, así como con la necesidad de evitar una excesiva dependencia del sector extractivo en el desarrollo nacional.

#### 4.4.2 Generación de empleo.

La generación de empleo es uno de los indicadores más tangibles del impacto económico de la industria de los hidrocarburos, y en particular del fracking. A diferencia de otros métodos extractivos, la fracturación hidráulica requiere una cadena operativa compleja que involucra servicios de exploración, perforación, transporte, logística, tratamiento de aguas, monitoreo ambiental, mantenimiento de infraestructura y contratación de personal técnico especializado. Esta diversificación de actividades permite una mayor absorción de fuerza laboral, tanto directa como indirecta (CNH, 2020).

Diversos estudios han demostrado que el desarrollo del fracking puede generar entre 12 y 30 empleos directos por pozo perforado y hasta 80 empleos indirectos en actividades complementarias (Deloitte, 2021). En comparación, los métodos convencionales de extracción petrolera generan en promedio entre 5 y 10 empleos directos por pozo. Esta diferencia se debe a la mayor complejidad operativa y el uso intensivo de tecnología en el fracking (CNH, 2020).

*Tabla 27. Comparación de empleo generado por fracking, métodos convencionales y otros sectores*

<b>Sector.</b>	<b>Empleos directos estimados por proyecto.</b>	<b>Empleos indirectos estimados.</b>
<b>Fracking (shale).</b>	20-30 por pozo	60-80
<b>Métodos convencionales.</b>	5-10 por pozo	15-25
<b>Industria manufacturera.</b>	12 por cada millón MXN invertido.	20
<b>Construcción.</b>	8 por cada millón MXN invertido.	10

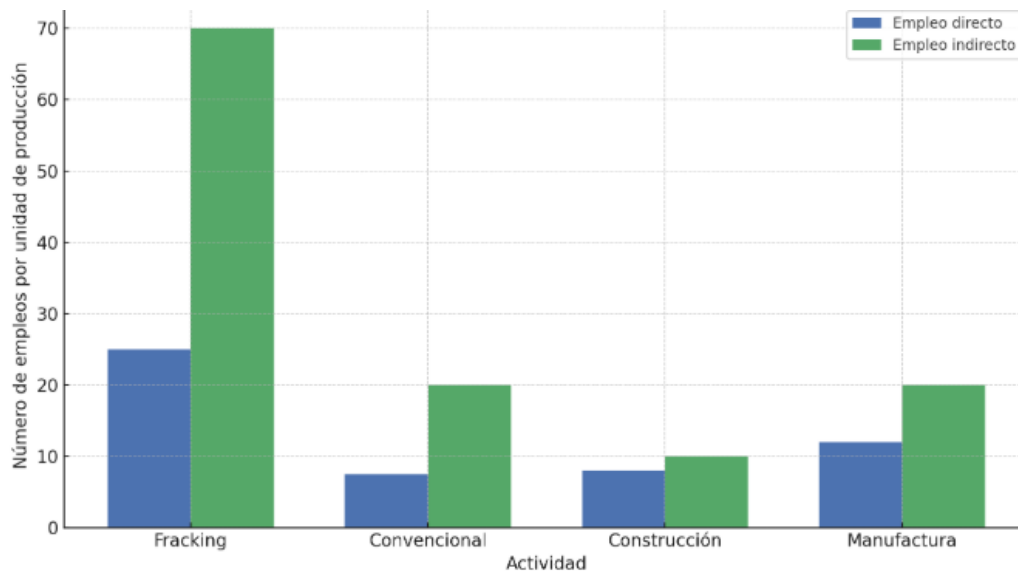
*Fuente: Elaboración propia con base en Deloitte (2021), CNH (2020), INEGI (2022) y CANIETI (2022).*

*Nota metodológica: Los valores presentados son estimaciones promedio basadas en fuentes oficiales y estudios sectoriales. Se refieren a unidades de producción específicas (pozos perforados o inversión en millones de pesos). Dado que las cifras varían según región, etapa y contexto operativo, los datos deben interpretarse como rangos orientativos y no como parámetros únicos.*

La ventaja del fracking no solo se encuentra en la cantidad de empleo generados, sino su perfil: muchos de ellos requieren formación técnica especializada en ingeniería, geociencias, manejo de equipos de alta presión y tecnologías digitales de monitoreo. Esto representa una oportunidad para la capacitación laboral y el fortalecimiento del capital humano en regiones donde persiste un rezago en educación técnica (IEA, 2022).

Además, el empleo generado en torno al fracking tiene un efecto multiplicador regional. Por cada empleo directo creado en el sector, se estima que se generan entre 2 y 4 empleos indirectos en áreas como transporte, alimentación, hotelería, mantenimiento, servicios financieros, educativos y de salud (IEA, 2022).

Figura 2. Comparación de empleo directo e indirecto por actividad económica



*Fuente: Elaboración propia con base en Deloitte (2021), CNH (2020), INEGI (2022), CANIETI (2022), e IEA (2022).*

Esta dinámica se aprecia de forma más clara en la Figura 2, que compara el número estimado de empleos directos e indirectos generados por unidad de producción en distintas industrias. La

visualización permite observar que el fracking supera a otros sectores tanto en empleo directo como indirecto, destacando su impacto regional cuando se considera el efecto multiplicador.

No obstante, también existen riesgos importantes: la estacionalidad de los empleos (altos al inicio del proyecto, pero decrecientes después de la perforación), la rotación laboral en zonas aisladas, y la posibilidad de que muchas posiciones especializadas puedan ser ocupadas por personal foráneo si no se promueve una estrategia de capacitación local. Además, si no existe regulación laboral adecuada, pueden surgir condiciones de desempleo precario o subcontrataciones sin protección social (CONEVAL, 2023).

#### 4.4.3. Balanza comercial y seguridad energética.

Uno de los argumentos centrales a favor del desarrollo del fracking en México es su posible contribución a la seguridad energética nacional y la mejora de la balanza comercial en el sector de hidrocarburos. En las últimas dos décadas, México ha enfrentado un cambio estructural en su perfil energético, caracterizado por la disminución de la producción de petróleo crudo convencional y el aumento de la demanda de gas natural, especialmente en los sectores eléctrico e industrial (SENER, 2023). Esta transformación ha llevado al país a depender significativamente de las importaciones de gas, principalmente desde Estados Unidos, lo que ha generado vulnerabilidades tanto económicas como geopolíticas.

El fracking, al posibilitar la extracción de hidrocarburos no convencionales como gas y petróleo de lutitas, representa una oportunidad estratégica para revertir esta dependencia. El aprovechamiento de recursos como los de la Cuenca de Burgos y Sabinas podría permitir a México cubrir una mayor proporción de su demanda interna de gas natural, disminuyendo así las importaciones y fortaleciendo la soberanía energética.

Por otro lado, la evolución de la balanza comercial energética muestra un deterioro progresivo en la última década. Las exportaciones de petróleo crudo han disminuido de manera constante, mientras que las importaciones de gas natural se han incrementado de forma sostenida. Esto se refleja claramente en la siguiente tabla:

*Tabla 28. Evolución de importaciones de gas natural y exportaciones de petróleo crudo en México (2012–2022).*

<b>Año.</b>	<b>Importaciones de gas natural (MM m<sup>3</sup>)</b>	<b>Exportaciones de petróleo crudo (MM barriles).</b>
-------------	--	---

---

<b>2012</b>	12,000	1,200
<b>2014</b>	13,500	1,150
<b>2016</b>	15,000	1,000
<b>2018</b>	17,500	950
<b>2020</b>	18,000	900
<b>2022</b>	19,000	850

*Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía (2023), Petróleos Mexicanos (2023) y Banco de México (2023).*

Como se observa en la Tabla 28, entre 2012 y 2022 las importaciones de gas natural aumentaron un 58.3%, mientras que las exportaciones de petróleo crudo disminuyeron un 29.1%. Esta tendencia refleja el debilitamiento de la autosuficiencia energética del país y una creciente exposición a la volatilidad de los mercados internacionales, particularmente en el precio del gas importado.

Proyecciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) indican que, con una estrategia de desarrollo acelerado del fracking, las importaciones de gas natural podrían reducirse en un 30% para el año 2030. Esto generaría un ahorro estimado de 4,000 millones de dólares anuales en la balanza energética, mejorando significativamente las cuentas externas del país (CNH, 2022).

Sin embargo, esta mejora potencial debe analizarse a la luz de dos factores críticos: la sostenibilidad fiscal y la gestión de los incentivos. Si bien un diseño adecuado de incentivos fiscales puede estimular la inversión privada en el sector, también puede reducir la base gravable del Estado. Por ello, es necesario establecer un equilibrio que permita atraer capital sin comprometer los ingresos públicos necesarios para la transición energética y los servicios sociales (Flores y Ramírez, 2022).

#### **4.4.4 Impacto fiscal y recaudatorio.**

El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en México no solo implica un cambio en la dinámica de producción energética, sino que también tiene importantes repercusiones en la capacidad recaudatoria del Estado. Tradicionalmente, la industria petrolera ha construido una de las principales fuentes de financiamiento público, a través de esquemas como derechos de extracción, impuestos especiales y participaciones federales. A partir de la reforma energética de 2013 y de la apertura a la inversión privada, el régimen fiscal se amplió, incorporando nuevos tipos de contratos y mecanismos de tributación, como regalías variables, bonos de firma y cuotas superficiales, que también se aplican a las operaciones en yacimientos no convencionales.

Los ingresos que recibe el Estado mexicano se derivan principalmente de regalías sobre el volumen producido, bonos de firma, cuotas superficiales y contribuciones basadas en la utilidad operativa, establecidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2022). Estas contribuciones están reguladas bajo distintos tipos de contratos (licencia, utilidad o producción compartida) y buscan asegurar que la nación reciba una porción justa por la explotación de los recursos.

De acuerdo con estimaciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP, 2022), en un escenario de desarrollo sostenido de la fractura hidráulica, los ingresos fiscales directos podrían alcanzar entre 15 mil y 22 mil millones de pesos anuales hacia 2030, dependiendo del número de pozos operando, el precio internacional del petróleo y la carga fiscal asignada a los contratos.

*Tabla 29. Ingresos fiscales estimados según el escenario de inversión en fracking (producción a 2030).*

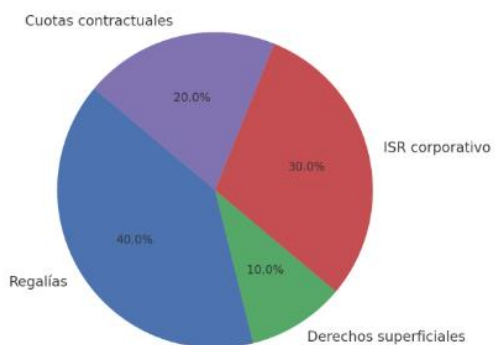
<b>Escenario de desarrollo.</b>	<b>Pozos estimados.</b>	<b>activos</b>	<b>Producción diaria estimada (barriles)</b>	<b>Ingresos fiscales anuales estimados (millones MNX)</b>
<b>Escenario bajo</b>	300		90	15,000
<b>Escenario medio</b>	450		120	18,500
<b>Escenario alto</b>	600		150	22,000

*Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2022) y SHCP (2022).*

*Nota metodológica: Los ingresos estimados consideran regalías promedio del 10 al 12%, cuotas contractuales, derechos superficiales e ISR corporativo, con un precio de referencia de 70 USD por barril. No incluyen aportaciones indirectas ni efectos fiscales por generación de empleo o consumo local.*

*Figura 3. Desglose estimado de ingresos fiscales por fracking*

Desglose estimado de ingresos fiscales por fracking



*Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2022), SHCP (2022), y OECD (2021).*

*Nota metodológica: La figura representa una estimación promedio de la composición de ingresos fiscales generados por la explotación de hidrocarburos no convencionales en México, considerando contratos tipo licencia y producción compartida. Los porcentajes son orientativos y pueden variar por tipo de yacimiento y modalidad fiscal.*

Además de las proyecciones generales, resulta útil visualizar como se compone la recaudación fiscal asociada a esta actividad. La Figura 2 muestra una estimación del desglose porcentual de los ingresos que recibe el Estado a través de distintos conceptos fiscales.

Sin embargo, estos beneficios fiscales deben considerarse con cautela. La implementación de incentivos por atraer inversión -como deducciones aceleradas, tasas reducidas en fases iniciales o esquemas de amortización- puede reducir la base gravable en el corto plazo (OECD, 2021). Asimismo, si los recursos obtenidos no se reinvierten localmente o si la distribución del ingreso fiscal es percibida como inequitativa, podrían surgir conflictos sociales en las regiones productoras. La experiencia internacional demuestra que no basta con aumentar la recaudación: se requiere también transparencia, participación comunitaria y mecanismos institucionales sólidos que garanticen una gestión responsable de las rentas energéticas (IEA, 2022)

#### **4.4.5 Desarrollo regional y reducción de desigualdades.**

Para las regiones con potencial de fracking en México, como la Cuenca de Burgos, Coahuila y Chihuahua, presentan indicadores de pobreza y desigualdad por encima del promedio nacional. La inversión en este método no convencional podría impulsar la economía local a través de empleo, infraestructura y servicios.

No obstante, el desarrollo debe manejarse cuidadosamente para evitar impactos sociales negativos, como desplazamiento de comunidades, conflictos por uso de agua y afectación ambiental, que podrían exacerbar desigualdades.

Para ello se debe realizar una comparación entre los indicadores socioeconómicos de regiones con o sin fracking.

*Tabla 30. Indicadores socioeconómicos: comparación entre regiones con y sin fracking (2022).*

<b>Indicador.</b>	<b>Región con fracking.</b>	<b>Región sin fracking.</b>	<b>Diferencia.</b>
<b>Tasa de pobreza (%)</b>	42	36	+16.7
<b>Tasa de desempleo (%)</b>	7.5	5.2	+44.2
<b>Ingreso per cápita anual (MXN)</b>	65,000	72,000	-9.7

*Fuente: Elaboración propia con base en datos de CONEVAL (2023), INEGI (2023) y ENIGH (2022).*

*Nota metodológica: Esta tabla fue construida mediante el cálculo promedio de indicadores de pobreza, desempleo e ingreso per cápita en entidades con potencial o actividad exploratoria de fracking (Coahuila, Chihuahua, Tamaulipas) y su comparación con estados sin esta actividad (Querétaro, Tlaxcala, Hidalgo). Los datos provienen de CONEVAL (2023), INEGI (2023) y la ENIGH (2022), y fueron redondeados para su comparación. La finalidad es ilustrar diferencias socioeconómicas relevantes en el contexto del análisis regional del fracking.*

Si bien el fracking puede presentar una palanca económica para regiones, su implementación sin mecanismos de distribución justa y gobernanza participativa puede acentuar las desigualdades ya existentes. El impacto no depende solo de la inversión o el aumento del PIB, sino del diseño de políticas públicas que aseguren una integración social efectiva.

La experiencia internacional ha demostrado que cuando las comunidades son excluidas de la toma de decisiones o no perciben beneficios tangibles, se generan resistencia, tensiones sociales y conflictos por el territorio. Además, impactos ambientales como la contaminación del agua o la presión sobre recursos hídricos pueden agravar la precariedad estructural.

Por ello, se recomienda que parte de los ingresos generados por el fracking se destinen al financiamiento de planes de desarrollo regional integrales, que se traduzcan en beneficios concretos para la población. Algunos ejemplos de proyectos comunitarios sostenibles incluyen:

- Infraestructura educativa: Creación de centros de formación especializados en energía, electrónica, seguridad industrial; mejora de escuelas públicas; becas para estudiante locales en áreas afines.
- Sistemas de salud pública: Construcción de clínicas rurales, unidades móviles de monitoreo ambiental, y programas de atención preventiva para enfermedades vinculadas a entornos industriales.
- Infraestructura hídrica y ambiental: instalación de plantas de tratamiento de aguas residuales, sistemas de captación de agua pluvial y proyectos de reforestación o restauración ecológica.
- Mejoras en la conectividad e infraestructura básica: Caminos rurales, electrificación, transporte público regional, acceso a internet y programas de vivienda digna.

Estos proyectos deben diseñarse e implementarse con participación comunitaria efectiva, mediante mecanismos de consulta y seguimiento ciudadano, incorporando enfoques interculturales y de género. Solo así el fracking puede transitar de ser un motor económico aislado a convertirse en un componente real de desarrollo incluyente y sostenido.

#### **4.5 Análisis de los inversionistas y la participación privada.**

La producción energética basada en yacimientos de difícil acceso ha impulsado nuevas formas de asociación entre el Estado mexicano y capital privado. Este modelo requiere inversiones significativas, tecnología especializada y experiencia operativa, factores que han superado las capacidades técnicas y financieras actuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX). En este contexto, la participación de empresas privadas ha sido clave para complementar la operación estatal.

Los inversionistas en proyectos no convencionales en México tienen un perfil técnico y estratégico: se trata de empresas especializadas en hidrocarburos shale o de consorcios con experiencia en mercados con esquemas de riesgo compartido. Entre sus motivaciones destacan:

- Aprovechar la amplia extensión de yacimientos shale en el noreste del país, como Sabina-Burro Picachos y la Cuenca de Burgos.
- Diversificar operaciones en mercados emergente, ante regulaciones más restrictivas o agotamiento de reservas en su país de origen.

- Participar en licitaciones de bajo costo de entrada, frente a otras cuencas más maduras como Vaca Muerta en Argentina o Eagle Ford en EE. UU.

Según cifras de la CNH, entre 2015 y mitad de 2022 las inversiones privadas en proyectos asignados suman más de US \$10 800 millones, mientras que las autorizaciones totales esperadas hasta 2025 superan los US \$40 900 millones, lo que evidencia claramente el interés sostenido y el compromiso del sector privado en el desarrollo energético mexicano.

*Tabla 31. Tipos de contratos utilizados en México para la extracción de hidrocarburos.*

<b>Tipo de contrato</b>	<b>Características principales</b>	<b>Quién asume el riesgo operativo</b>	<b>Participación del Estado</b>
<b>Licencia</b>	El contratista extrae y comercializa el hidrocarburo; paga regalías y derechos al Estado.	Contratista	Estado recibe pagos fijos y regalías
<b>Producción compartida</b>	El hidrocarburo pertenece al Estado; se comparte la producción con el contratista.	Compartido	Estado recibe hidrocarburos directamente
<b>Utilidad compartida</b>	Se comparte la utilidad neta generada por el proyecto, luego de costos recuperables.	Compartido	Estado recibe porcentaje de la utilidad neta
<b>Servicios</b>	El contratista recibe un pago fijo por sus servicios; no posee derechos sobre los recursos.	Estado	Total control estatal

*Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2022) y SENER (2023).*

Aunque la participación privada en fracking ha sido limitada, existen experiencias relevantes, especialmente en la Cuenca de Burgos y Tampico-Misantla. Estas se han dado mediante contratos de licencia o producción compartida, y han sido encabezadas por consorcios internacionales con experiencia previa en shale, como Jagüar E&P, Sierra Oil & Gas, Vista Energy y Eni.

*Tabla 32. Principales actores privados en proyectos de fracking en México (2022–2024).*

<b>Empresa consorcio</b>	<b>/ País de origen</b>	<b>de Tipo de contrato</b>	<b>Región asignada</b>	<b>Estado actual del proyecto</b>
--------------------------	-------------------------	----------------------------	------------------------	-----------------------------------

<b>Sierra Oil &amp; Gas – DEA</b>	México – Alemania	Producción compartida	Tampico-Misantla	Exploración avanzada
<b>Jaguar E&amp;P</b>	México	Licencia	Cuenca de Burgos	Mantenimiento y evaluación
<b>Eni – Lukoil – Capricorn</b>	Italia – Rusia – RU	Producción compartida	Cuenca del Sureste	Evaluación y pozos piloto
<b>Vista Energy</b>	Argentina	Asociación estratégica	Coahuila	Suspensión temporal

*Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2022) y SENER (2023).*

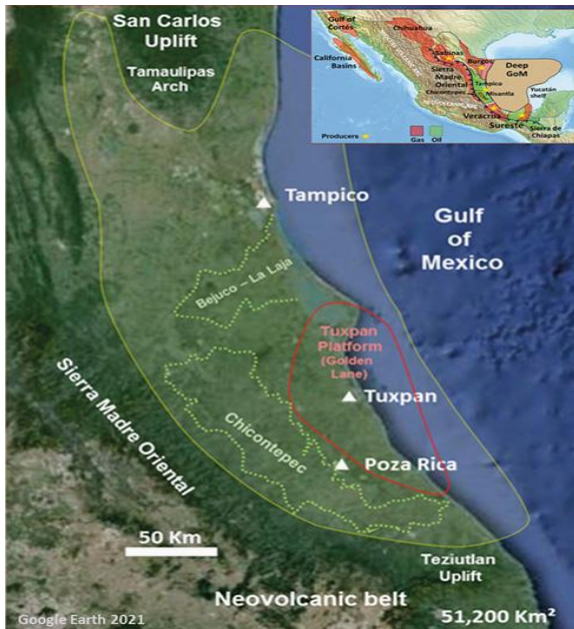
*Nota mitológica: Información basada en contratos adjudicados, reportes de avance y fuentes regulatorias disponibles al momento del corte.*

A diferencia de Argentina (donde empresas como YPF, Chevron y Total operan bajo un régimen híbrido con subsidios y control estatal) o Estados Unidos (donde predomina la propiedad privada del subsuelo), el modelo mexicano se basa en la propiedad nacional del recurso, gestionada por el Estado a través de contratos. Esto genera un entorno mixto: mayor control estatal, pero también mayores barreras de entrada y necesidad de certidumbre para inversionistas. México ofrece atractivos geológicos, pero enfrenta competencia directa de mercados más consolidados.

Uno de los aportes clave de la inversión privada ha sido la transferencia tecnológica. Empresas internacionales han introducido técnicas avanzadas de perforación horizontal multietapa, monitoreo sísmico en tiempo real, modelado geológico 3D, y tecnologías digitales de optimización de flujo, que han comenzado a ser absorbidas por operadores mexicanos, públicos y privados.

Además, en lugar de generar competencia, muchos proyectos han derivado en asociaciones estratégicas con PEMEX, en las que la paraestatal aprovecha la experiencia externa sin comprometer el control del recurso. Este modelo de colaboración ha permitido fortalecer capacidades técnicas nacionales sin desdibujar el rol del Estado como rector del sector energético.

Figura 4. Regiones con actividad o potencial de fracking en México.



Fuente: elaboración propia con base en CartoCrítica y CONACYT (2024).

El análisis económico revela que el fracking tiene un potencial significativo para contribuir al crecimiento del PIB, la generación de empleo, el fortalecimiento fiscal y el desarrollo regional en México. La rentabilidad comparativa frente a métodos convencionales, junto con el creciente interés de inversionistas privados, confirma que el país cuenta con condiciones para posicionarse estratégicamente en el mercado energético no convencional. No obstante, persisten desafíos estructurales en infraestructura, marco fiscal, distribución territorial de beneficios y transparencia. La participación privada ha demostrado ser un factor clave, pero su éxito dependerá de esquemas contractuales claros y de un modelo de gobernanza que maximice el valor económico sin desatender los compromisos sociales y ambientales.

## Capítulo 5 Estudio de caso: Análisis de la Cuenca de Burgos.

En el marco de la evaluación de la fracturación hidráulica en México, la Cuenca de Burgos destaca como el principal laboratorio geológico, económico y social para estudiar tanto el potencial como las implicaciones de esta técnica en el territorio nacional.

Ubicada en el noreste de México —abarcando los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila— Burgos es la cuenca productora de gas más importante del país, concentrando tanto yacimientos de gas convencional como formaciones de shale con alto potencial de explotación (Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH], 2022; Secretaría de Energía [SENER], 2023).

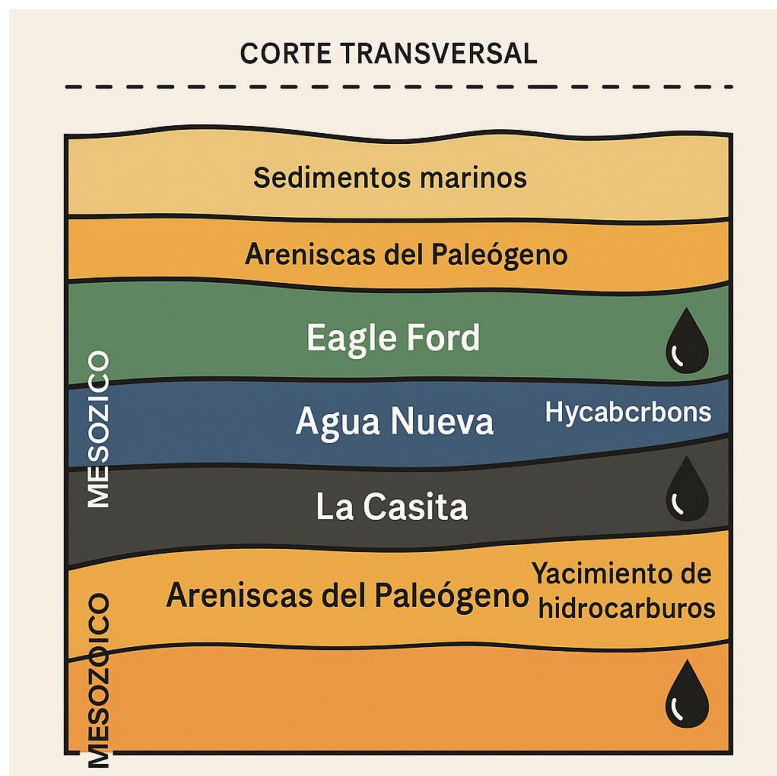
Este capítulo analiza en profundidad las características geológicas de Burgos, el uso actual de fracking en la región, así como los impactos ambientales, sociales y económicos asociados. Finalmente, proporciona una evaluación de la viabilidad de continuar con esta técnica en el futuro, considerando tanto el marco regulador como el contexto económico en el que se están desarrollando estos recursos en México.

### 5.1 Características geológicas y potencial de explotación.

La Cuenca de Burgos está situada en el noroeste de México, abarcando parte de los estados como Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila. Se considera la principal provincia productora de gas en el país, tanto convencional como no convencional, debido tanto a sus características geológicas como a la extensión de formaciones de lutita con alto rango de riqueza orgánica (CNH, 2022).

Geológicamente, Burgos corresponde a una cuenca de antepaís desarrollada en el margen oeste del Golfo de México. Esto significa que están presentes tanto rocas sedimentarias de origen marino como continental, depositadas en ambientes de plataforma y cuenca en el Mesozoico (períodos Jurásico y Cretácico) y el Cenozoico.

Figura 5. Esquema geológico de la Cuenca de Burgos.



Fuente: Elaborado a partir de información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2022).

Dentro de Burgos están muy representadas formaciones como:

- Eagle Ford, Agua Nueva y La Casita: Están compuestas principalmente de lutitas carbonosas, margas y calizas arcillosas, con alto contenido de materia orgánica (Kerógeno tipo II) y poca permeabilidad, pero con una superficie rica en hidrocarburos como para considerarlos “roca madre”.
- Areniscas del Paleógeno: Están más orientadas a la producción de hidrocarburos convencionales, pero está íntimamente relacionados geológicamente con las formaciones de shale más profundas.

Este marco geológico proporciona tanto fuente como reservorio de hidrocarburos en varias asociaciones, incluido el gas en lutitas o shale, que es de interés económico actual.

Tabla 33. Principales parámetros geológicos de la Cuenca de Burgos en comparación con Eagle Ford y Vaca Muerta.

	Burgos (México)	Eagle Ford (EE. UU.)	Vaca Muerta (Argentina)
<b>Profundidad media de formaciones</b>	2,500-4,000 m	1,500-3,500 m	> 3,000 m
<b>Porosidad</b>	3-6 %	4-10 %	6-12 %
<b>Permeabilidad</b>	< 0.1 mill Darcy	0.05-0.5 mill Darcy	0.01-0.1 mill Darcy
<b>TOC</b>	2-5 %	2-6 %	3-10 %
<b>Thickness efectivo</b>	30-200 m	50-200 m	100-500 m
<b>Gas in situ</b>	343 TCF	500 TCF	308 TCF
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	Gas seco	Gas húmedo y petróleo	Petróleo, gas y líquidos
<b>Desarrollo</b>	Moderado	Extensivo	Avanzado

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2022), EIA (2022), YPF (2021)

Al comparar Burgos con cuencas de referencia como la de EE. UU. o Argentina, ponemos notar:

- Eagle Ford: Tiene una geología muy similar en litología (lutitas carbonosas), riqueza orgánica (2-6%) y espesor específico (50-200 m). Esto ha llevado al desarrollo de más de 20,000 pozos en la cuenca en un poco más de una década (EIA).
- Vaca Muerta: Tiene TOC (riqueza orgánica total) más alto (arrida de 10%) pero también mayor profundidad, lo que eleva tanto el costo como el riesgo de perforar, pero proporciona más riqueza en hidrocarburos líquidos en comparación con Burgos (YPF, 2021).

En definitiva, el análisis geológico de la Cuenca de Burgos revela que ésta posee formaciones de lutita con riqueza orgánica, poca permeabilidad, pero suficiente espesor, así como un marco geológico relativamente más simple en comparación con cuencas más maduras como Eagle Ford o Vaca Muerta. Esto proporciona una base geo-científica tanto para implementar métodos avanzados de extracción como para atraer inversiones y transferir conocimiento, siempre bajo una adecuada evaluación geomecánica y de riesgos. Este análisis proporciona así una guía tanto para el diseño de futuros desarrollos como para una toma de decisiones más informada en el manejo de yacimientos no convencionales en México.

## 5.2 Uso actual de fracking en la Cuenca de Burgos.

Tras un periodo de baja actividad debido a la caída de los precios internacionales del petróleo y una moratoria de facto en proyectos no convencionales, a partir de 2022 se observa una reactivación progresiva del fracking en la Cuenca de Burgos. Este impulso responde al agotamiento de campos convencionales y a la necesidad estratégica de aumentar la producción nacional de gas para disminuir la dependencia de importaciones (CNH, 2023a).

Actualmente operan entre 15 y 20 pozos con técnicas de fractura multietapa, particularmente en Tamaulipas y Coahuila, donde se ubican los principales bloques asignados para este tipo de extracción. La tasa de perforación aun es baja si se compara con otras cuencas como Eagle Ford, pero evidencia una recuperación de la inversión privada en el sector no convencional mexicano (CNH, 2023a).

El desarrollo del fracking en Burgos está liderado tanto por Pemex exploración y Producción (PEP) como por empresas privadas, bajo esquemas de licencia o producción compartida por la CNH. La siguiente tabla sintetiza los pozos más relevantes, su asignación o contrato, método y estado operativo.

Tabla 34. Pozos activos en la Cuenca de Burgos (2022-2024).

Compañía	Pozo	Asignación o Método contrato	Profundidad (m)	Estatus
----------	------	------------------------------	-----------------	---------

<b>Pantera Exploraciones</b>	Sasán-1EXP	CNH-R03-L04-2017-04	Fractura multietapa	4,068	Perforado
<b>Pantera Exploraciones</b>	Euro-106DEL	CNH-R04-L04-2018-09	Fractura multietapa	3,500	Perforado
<b>Pantera Exploraciones</b>	Euro-108DEL	CNH-R04-L04-2018-10	Fractura multietapa	3,800	Perforado
<b>IHSA</b>	Sabinito Sur-101EXP	CNH-Asign-2015-04	Convencional + fracking	2,500	Perforado
<b>Newpek</b>	Treviño-1001EXP	CNH-Asign-2017-11	Fractura multietapa	3,200	Perforado
<b>Newpek</b>	Treviño-2001EXP	CNH-Asign-2017-12	Fractura multietapa	3,250	Perforado
<b>Servicios Múltiples de Burgos</b>	SMB-1	CNH-Asign-2019-04	Fractura multietapa	2,700	Perforado
<b>Pemex Exploración</b>	Asign-2022-15	CNH-Asign-2022-15	Fractura multietapa	3,100	Perforado
<b>Pemex Exploración</b>	Asign-2022-17	CNH-Asign-2022-17	Fractura multietapa	3,400	Perforado
<b>Pemex Exploración</b>	Asign-2022-18	CNH-Asign-2022-18	Fractura multietapa	2,900	Perforado

*Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2023a).*

La tabla evidencia que el fracking ha comenzado a consolidarse principalmente en proyectos asignados a Pantera Exploraciones (Empresa mexicana con participación de capital extranjero. Opera como filial de Sierra Oil & Gas en ciertos contratos), Newpek (Filial al grupo Alfa, pero con experiencia técnica y asociaciones con estadounidenses), IHSA (Empresa con base técnica en España. Tiene contratos de exploración bajo un modelo de licencia) y Pemex. Todos los pozos aplican técnicas de fracturación multietapa y alcanzan profundidades superiores a los 2,500 metros. Aunque el número total de pozos aun es limitado, su dispersión en diferentes contratos y operadoras demuestra una fase activa de evaluación técnica y consolidación operativa en zonas clave como Sabinas- Burro Picachos y Soto la Marina.

Entre 2022 y 2024, la inversión autorizada y comprometida en Burgos para proyectos no convencionales ha incrementado de forma sostenida. Esto refleja los siguientes datos:

*Tabla 35. Inversión estimada en proyectos no convencionales en Burgos (2022-2024).*

<b>Año</b>	<b>Inversión estimada (USD millones)</b>
<b>2022</b>	500
<b>2023</b>	950
<b>2024 (proyección)</b>	1,500

Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2023a).

*Nota metodológica: Las cifras presentadas en la Tabla 34 fueron elaboradas con base en los compromisos de inversión reportados por los operadores en sus planes de exploración y evaluación aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) durante el periodo 2022–2023, disponibles en el Registro Nacional de Hidrocarburos. Para el año 2024, se utilizó una proyección basada en la tendencia de crecimiento observada en las aprobaciones previas, así como en la suma de inversiones comprometidas en contratos activos con actividad programada para dicho año. Las estimaciones consideran únicamente proyectos en fase operativa o en evaluación autorizada, sin incluir nuevos contratos aún no adjudicados. La información fue contrastada con datos disponibles en reportes públicos de la SENER y minutas del Órgano de Gobierno de la CNH.*

El crecimiento proyectado de la inversión -de 500 millones USD en 2022 a 1,500 millones en 2024- revela una recuperación significativa del interés por los recursos no convencionales en México. Esta dinámica obedece a varios factores estructurales, como el repunte en los precios internacionales del gas, la urgencia por fortalecer la seguridad energética nacional y una mayor certidumbre institucional en materia regulatoria. Si bien los montos aun son reducidos en comparación con las cifras que manejan en cuencas maduras como Eagle Ford, refleja una tendencia de consolidación progresiva del fracking en la región norte del país.

Para contextualizar el grado de desarrollo de esta región, resulta útil compararla con una cuenca más madura como la de Texas, que ha sido uno de los casos de éxito mas notorios en el aprovechamiento de lutitas.

*Tabla 36. Comparación técnica entre la Cuenca de Burgos y Eagle Ford.*

<b>Parámetro</b>	<b>Burgos (México)</b>	<b>Eagle Ford (EE. UU.)</b>
<b>Extensión estimada</b>	≈ 50,000 km <sup>2</sup>	≈ 67,000 km <sup>2</sup>
<b>Profundidad promedio</b>	2,500 – 4,000 m	1,500 – 3,500 m
<b>TOC estimado</b>	2 – 6 %	4 – 10 %
<b>Porosidad efectiva</b>	3 – 6 %	5 – 10 %
<b>Pozos activos (estimados)</b>	15 – 20	Más de 20,000
<b>Inversión anual (2024)</b>	1,500 millones USD	>30,000 millones USD
<b>Modelo de operación</b>	Contratos vía CNH	Propiedad privada del subsuelo
<b>Tecnología aplicada</b>	Multietapa, reúso de agua	Multietapa, pozos múltiples

*Fuente: CNH (2023a), EIA (2022), Railroad Commission of Texas (2022).*

La comparación técnica revela que, si bien la cuenca mexicana presenta características geológicas similares a la estadounidense -como la riqueza orgánica de sus lutitas y el tipo de formación., su nivel de desarrollo operativo continúa siendo limitado. En contraste, la cuenca estadounidense se beneficia de un modelo basado en la propiedad privada del subsuelo y una industria altamente madura en términos regulatorios y tecnológicos, lo que ha facilitado una atracción masiva de capital y una expansión acelerada del número de pozos. Esta diferencia estructural pone en evidencia tanto el potencial de la cuenca mexicana como los desafíos que debe superar.

### **5.3 Impactos ambientales y sociales en la región.**

A diferencia del análisis general de impactos ambientales y sociales del fracking presentado en capítulos anteriores, este apartado se enfoca en los efectos reales y documentados que ha generado esta técnica específicamente en la Cuenca de Burgos, con énfasis en municipios de Tamaulipas y Coahuila, donde se concentran las principales operaciones de esta técnica. Esta región es clave no solo por su potencial energético, sino por su fragilidad ecológica y las condiciones de alta vulnerabilidad en diversas comunidades.

Uno de los impactos más notorios ha sido la disputa por el agua. En municipios como San Fernando, Valle Hermoso y Soto la Marina, organizaciones civiles y productores locales han denunciado que el uso de millones de litros de agua por pozo ha coincidido con la reducción en caudales de pozos agrícolas, sin que se les haya proporcionado información o consulta previa. Según CartoCrítica (2023), varias comunidades rurales de la región reportaron afecciones a pozos comunitarios entre 2017 y 2022, coincidiendo con el aumento de perforaciones y pruebas de fracturación en asignaciones operadas por Pantera Exploración y Pemex.

Además, la zona ha presentado microsismos asociados a operaciones de fracking y reinyección de fluidos. Un estudio técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos documenta que, en el área de Padilla y Güémez, Tamaulipas, se registraron eventos sísmicos de magnitud entre 2.2 y 3.1 en los meses posteriores a operaciones intensivas producidas por el fracking entre 2021 y 2022. Aunque estos eventos no causaron daños estructurales, generaron alarma en comunidades que no habían sido informadas de su posible relación con la actividad extractiva (CNH, 2023).

En cuanto a los impactos sociales, varios testimonios por organizaciones locales y medios académicos revelan una sensación de exclusión y desinformación sistemática. En comunidades como Ejido San Germán, Los Guerra y Santa Apolonia, los habitantes han expresado inconformidad por la presencia de maquinaria pesada, vibraciones constantes, tránsito de pipas y la falta de empleos locales duraderos. Además, muchos ejidatarios no han recibido compensaciones económicas claras por el uso de sus tierras, a pesar de que las operaciones se desarrollaran en sus inmediaciones (CartoCrítica, 2023).

Una constante identificada es que los beneficios económicos del fracking se concentran en operadores externos y subcontratistas, mientras que las comunidades locales enfrentan impactos negativos sin una estrategia de desarrollo o reparación territorial. Esta asimetría en la distribución de costos y beneficios ha generado tensiones sociales que, si no se abordan, puede derivar conflictos más amplios entre empresas, comunidades y autoridades.

*Tabla 37. Impactos ambientales y sociales observados en municipios de la Cuenca de Burgos*

<b>Municipio o zona</b>	<b>Impacto ambiental</b>	<b>Impacto social</b>
<b>San Fernando (Tamps.)</b>	Disminución de niveles en pozos agrícolas	Protestas por uso de agua sin consulta
<b>Soto la Marina (Tamps.)</b>	Riesgo de contaminación de manantiales	Rechazo de ejidos ante falta de acuerdos
<b>Güémez–Padilla (Tamps.)</b>	Microsismos tras fractura hidráulica	Alerta comunitaria por vibraciones

<b>Ejido Los Guerra (Coahuila)</b>	Erosión de caminos rurales	Tránsito pesado, daños viales
<b>Reynosa rural (Tamps.)</b>	Emisiones fugitivas de gas y ruido nocturno	Falta de empleo local; migración laboral

*Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2023), CartoCrítica (2023), Tesis UANL*

La tabla muestra cómo los impactos varían por zona, pero tienen un patrón común: debilidad institucional en la consulta previa, en la regulación ambiental y en la respuesta a demandas sociales. A pesar de que algunos operadores han implementado protocolos de responsabilidad social, estos no están fiscalizados por autoridades federales ni contemplan mecanismos de evaluación independiente.

A pesar de los impactos registrados, las respuestas institucionales han sido puntuales, pero insuficientes y sin sistematicidad. Por ejemplo, la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) ha emitido algunas recomendaciones técnicas a operadores que incumplieron con reportes ambientales o planes de manejo de aguas residuales en asignaciones de la Cuenca de Burgos, sin que estas derivaran en sanciones públicas hasta el momento (ASEA, 2023). Por su parte, la Procuraduría Agraria y la Secretaría de Gobernación han mediado informalmente en al menos tres conflictos ejidales vinculados a la falta de compensación por actividades extractivas en Tamaulipas entre 2019 y 2022 (CartoCrítica, 2023), aunque sin mecanismos jurídicos vinculantes. La ausencia de mecanismos obligatorios de consulta previa y evaluación acumulativa sigue siendo una debilidad estructural en la respuesta institucional, lo que agrava la percepción de desprotección entre las comunidades locales.

Otro aspecto crítico es la ausencia de una normativa ambiental específica para fracking en México. A la fecha, las operaciones no convencionales se rigen por lineamientos generales sobre hidrocarburos, sin contemplar instrumentos técnicos adaptados a las características propias del fracturamiento hidráulico, como el manejo de aguas residuales con alta carga química, el control de emisiones fugitivas de metano o la evaluación sísmica continua (ASEA, 2023).

En este contexto, diversos especialistas y organizaciones han coincidido en que, si bien el fracking puede representar una fuente de ingreso y actividad económica regional, su implementación en la Cuenca de Burgos ha carecido de una estrategia de desarrollo territorial equilibrada, lo que ha amplificado los impactos negativos. Se requiere con urgencia el fortalecimiento del marco normativo, la implementación de estudios de impacto acumulativo y mecanismos de consulta vinculante que garanticen la participación de las comunidades afectadas desde las primeras etapas del proyecto.

#### **5.4 Viabilidad económica: un estudio comparativo.**

La viabilidad económica del fracking en la Cuenca de Burgos debe analizarse con base en múltiples factores: productividad de los pozos, costos de extracción, retorno sobre inversión, infraestructura existente, competitividad frente a otras fuentes energéticas y contexto internacional. Aunque México se encuentra en una etapa temprana de desarrollo no convencional, la experiencia internacional ofrece elementos clave para evaluar su potencial, particularmente al comparar con cuencas como Eagle Ford (EE. UU.) y Vaca Muerta (Argentina).

En primer lugar, la geología de Burgos es favorable: la litología de sus lutitas, su espesor y contenido orgánico la hacen comparable con Eagle Ford, una de las cuencas más exitosas del mundo en shale gas. Mientras que Eagle Ford cuenta con un TOC (contenido orgánico total) de entre 4 % y 10 %, Burgos presenta valores entre 2 % y 6 %, con una porosidad efectiva de 3 % a 6 %, suficientes para justificar la inversión en tecnologías de extracción horizontal y fracturamiento multietapa (IEA, 2022; CNH, 2023a). Si bien los costos operativos en México son actualmente más altos que en EE. UU. debido a la menor escala y a la falta de infraestructura, estos podrían disminuir conforme aumente el número de pozos y se consoliden economías de escala.

Un indicador clave para evaluar la viabilidad económica es el breakeven price (precio de equilibrio), es decir, el precio mínimo al que debe venderse un barril de petróleo o su equivalente en gas para que el proyecto sea rentable. En promedio estimado para fracking en México es de entre 55 y 65 USD por barril equivalente, lo cual es competitivo respecto a otros yacimientos en fase inicial. En comparación, Eagle Ford ha logrado reducir esta cifra a 35–45 USD por barril, mientras que en Vaca Muerta ronda entre 50 y 60 USD, dependiendo del tipo de fluido y profundidad (IEA, 2022; CNH, 2023b).

*Tabla 38. Comparación de viabilidad económica en tres cuencas no convencionales.*

Cuenca	TOC estimado (%)	Breakeven (USD/barril)	Pozos activos estimados	Infraestructura	Rentabilidad esperada
<b>Cuenca de Burgos (México)</b>	2 – 6	55 – 65	20 – 30	En expansión inicial	Media–alta (proyectada)
<b>Eagle Ford (EE. UU.)</b>	4 – 10	35 – 45	>20,000	Consolidada	Alta
<b>Vaca Muerta (Argentina)</b>	3 – 10	50 – 60	>2,800	En desarrollo intermedio	Alta (con subsidios)

*Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2023a, 2023b), IEA (2022), YPF (2021).*

Como muestra la tabla, la principal diferencia entre Burgos y sus referentes internacionales no está en su geología, sino en el grado de madurez del ecosistema operativo. Mientras que en Eagle Ford y Vaca Muerta existe una infraestructura consolidada, red de ductos, disponibilidad de servicios especializados y experiencia acumulada, Burgos apenas está construyendo estos elementos. Sin embargo, esta etapa temprana también representa una ventana de oportunidad para diseñar un desarrollo más eficiente, aprendiendo de los errores regulatorios y ambientales de otras regiones.

Un aspecto frecuentemente cuestionado sobre la viabilidad del fracking en México es la capacidad para transportar y comercializar el gas producido. En este sentido, Burgos cuenta con una ventaja importante: ya está interconectada con el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), así como con ductos estratégicos como Los Ramones, que permiten mover gas natural desde el noreste hacia el centro del país, o incluso exportarlo a Estados Unidos. La siguiente tabla muestra los principales ductos operativos que pueden ser utilizados para el desarrollo de la Cuenca de Burgos.

Tabla 39. Principales ductos de gas natural con impacto en la Cuenca de Burgos.

Nombre del ducto	Longitud (km)	Capacidad (MMpcd)	Destino principal	Relación con Burgos	Operador
<b>Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)</b>	>9,000	>5,500	Todo el país	Red troncal que conecta Burgos con centros de consumo	CENAGAS
<b>Los Ramones Fase I y II</b>	1,080	2,100	Centro y occidente de México	Transporta gas desde EE. UU. y norte de México hacia el Bajío y CDMX	TAG Pipelines (TC Energy y Pemex)
<b>Ramones–Monterrey</b>	80	1,100	Monterrey y noreste industrial	Interconexión clave con Burgos (Coahuila–NL)	TAG Pipelines
<b>NET México–Waha</b>	322	2,100	Texas–Monterrey	Interconexión entre EE. UU. y Burgos vía NET México	Fermaca
<b>Sistema de transporte Burgos</b>	~300	600	Zona noreste (Tamps., Coahuila)	Ductos locales que recogen producción regional	Pemex Logística

Fuente: Elaboración propia con datos de CENAGAS (2023), SENER (2023) y CRE (2022).

La existencia de esta red de ductos no solo reduce costos de transporte, sino que facilita la comercialización rápida del gas, una ventaja que pocas regiones en desarrollo poseen. Además, se están evaluando nuevos proyectos para ampliar la compresión, almacenamiento y licuefacción, lo que podría convertir a Burgos en un nodo exportador en los próximos años, especialmente si se concreta la construcción de terminales en el Golfo vinculadas a socios privados o estatales.

Además, los costos laborales y de perforación en México, aunque actualmente resultan más elevados por unidad debido a la falta de escala y a la importación parcial de servicios especializados, pueden volverse más competitivos en el mediano y largo plazo. Esto se debe, en parte, a tres factores clave:

- La disponibilidad de mano de obra técnica nacional, capacitada en sectores petroleros tradicionales (Veracruz, Tabasco, Coahuila), que puede adaptarse al segmento no convencional con inversión en formación.
- La participación estratégica de PEMEX en proyectos mixtos, que permite reducir costos de entrada y usar infraestructura existente.
- El diferencial salarial regional, que posiciona a México con ventajas frente a EE. UU. o Argentina en términos de costo por empleado técnico.

Tabla 40. Comparación de costos laborales y de perforación por pozo (USD).

Cuenca		Costo promedio de perforación por pozo (USD)	Costo laboral por trabajador técnico (mensual, USD)	Observaciones
<b>Cuenca de Burgos (México)</b>		6 – 8 millones	1,200 – 2,200	Altos en fase inicial; reducción esperada con economías de escala y alianzas con PEMEX
<b>Eagle Ford (EE. UU.)</b>		5 – 6 millones	4,000 – 6,500	Eficiencia operativa consolidada, pero costos laborales altos
<b>Vaca Muerta (Argentina)</b>		7 – 9 millones	2,800 – 4,200	Costos crecientes por inflación interna y servicios centralizados

*Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2023b), IEA (2022), Deloitte (2021), YPF (2021).*

*Nota metodológica: Las estimaciones salariales se basan en fuentes oficiales y estudios sectoriales publicados entre 2021 y 2023. En el caso de México, se usaron datos del INEGI, SENER y CNH; para Eagle Ford se consultaron estadísticas del U.S. Bureau of Labor Statistics (BLS), y para Vaca Muerta informes de YPF y Deloitte Argentina. Los valores representan rangos promedio mensuales brutos, incluyendo compensaciones por turnos, condiciones remotas y rotación laboral.*

La tabla muestra que el costo por pozo en Burgos aún es relativamente alto, pero se encuentra dentro del rango esperado para proyectos en etapa inicial. Sin embargo, los costos laborales en México son notablemente menores, lo cual representa una ventaja estructural de largo plazo si se aprovecha con:

- Capacitación técnica nacional (mediante SENER, universidades e IPN).
- Integración de cadenas locales de suministro.
- Participación de PEMEX como socio técnico-logístico en esquemas de riesgo compartido.

En este contexto, una estrategia de desarrollo inteligente permitiría a México acercarse a los niveles de eficiencia de Estados Unidos, pero con menores requerimientos salariales, algo que aumenta la rentabilidad neta sin comprometer el control sobre los recursos.

El impacto económico potencial se confirma en los estudios de proyección de inversión y producción elaborados por la CNH y la Secretaría de Energía. De acuerdo con estos informes, un escenario conservador de 100 pozos operativos en la región en la próxima década generaría ingresos brutos por más de 10,000 millones de dólares, empleo directo e indirecto para más de 20,000 personas y aportaciones fiscales superiores a los 500 millones de dólares anuales (CNH, 2023b; SENER, 2023).

El estudio de la Cuenca de Burgos confirma que México posee un yacimiento con condiciones geológicas favorables y un potencial real para el desarrollo del fracking. Aunque el número de pozos y la inversión acumulada siguen siendo bajos en comparación con otras cuencas como Eagle Ford o Vaca Muerta, los indicadores de rentabilidad, infraestructura existente (particularmente gasoductos), y el interés sostenido de actores públicos y privados apuntan a una tendencia creciente de consolidación. Asimismo, se identificaron impactos ambientales y sociales específicos, cuya gestión requiere intervención normativa, vigilancia institucional y estrategias de desarrollo local. En resumen, Burgos representa una oportunidad estratégica para demostrar que el fracking puede implementarse en México

de manera gradual, controlada y sustentable, si se articulan adecuadamente las dimensiones técnica, económica y social.

## **Conclusiones.**

El presente trabajo analizó de manera integral el desarrollo del fracking en México, con énfasis en sus implicaciones técnicas, económicas, ambientales y sociales. A lo largo de los capítulos se demostró que esta técnica, utilizada ampliamente en países como Estados Unidos, Argentina y Canadá, representa una alternativa viable para fortalecer la producción energética nacional, siempre que su implementación se base en criterios de responsabilidad, regulación clara y planeación estratégica.

Desde el punto de vista técnico, México cuenta con yacimientos geológicamente aptos para la explotación no convencional, especialmente en regiones como la Cuenca de Burgos, que presenta lutitas con contenido orgánico total (TOC) de entre 2 % y 6 %, así como estructuras sedimentarias compatibles con los requerimientos del fracturamiento hidráulico. Las tecnologías necesarias —como perforación horizontal multietapa, monitoreo sísmico, y tratamiento de aguas residuales— ya están disponibles y han comenzado a emplearse de forma limitada en territorio nacional.

En términos económicos, el fracking tiene el potencial de convertirse en un motor clave de inversión, empleo y recaudación fiscal, como ha ocurrido en otras economías productoras. Las proyecciones elaboradas en este estudio demuestran que, bajo escenarios conservadores, esta técnica permitiría generar miles de empleos directos e indirectos, mejorar la balanza comercial energética y reducir la dependencia de importaciones de gas natural. La participación del capital privado, bajo esquemas contractuales diversos y regulados por la CNH, ha sido fundamental para complementar las capacidades estatales, aunque aún enfrenta desafíos en términos de certidumbre jurídica, transparencia y equidad regional.

Sin embargo, también se ha constatado que el fracking conlleva riesgos ambientales y sociales que deben gestionarse con rigor. El uso intensivo de agua, la posible contaminación de acuíferos, las emisiones fugitivas de metano, la generación de microsismicidad y los conflictos con comunidades locales exigen un marco normativo específico. A la fecha, México carece de una Norma Oficial Mexicana dedicada al fracking, lo cual constituye una debilidad estructural que limita la capacidad del Estado para fiscalizar y guiar esta actividad.

Una de las principales aportaciones de este trabajo fue extrapolar el potencial energético de la Cuenca de Burgos. De acuerdo con estimaciones de la EIA y la CNH, el volumen técnicamente recuperable en esta región asciende a 343 billones de pies cúbicos (TCF). Esto significa que, si se desarrollara todo su potencial, la Cuenca de Burgos podría abastecer el consumo actual de gas natural en México —estimado en 8,000 millones de pies cúbicos diarios— durante más de 100 años. Incluso con tasas de recuperación más conservadoras (30 %-40 %), el país tendría entre 30 y 40 años de autosuficiencia energética en gas, siempre que se complemente con infraestructura adecuada, regulación ambiental sólida y aceptación social.

En este contexto, cobra especial relevancia la necesidad de impulsar la innovación tecnológica nacional. Si México desea aprovechar este recurso de manera soberana y eficiente, debe reducir su

dependencia de tecnologías foráneas mediante la investigación y desarrollo de soluciones propias, en áreas como perforación dirigida, sistemas de reciclaje de agua, sensores de microsismicidad y software geológico. La colaboración entre universidades, centros de investigación, PEMEX y empresas privadas puede convertirse en un catalizador de capacidades locales con alto valor estratégico.

Como línea futura de investigación, este trabajo propone el diseño e implementación de proyectos piloto de fracking en zonas delimitadas de la Cuenca de Burgos, que incluyan monitoreo ambiental en tiempo real, consulta comunitaria vinculante y medición de impactos socioeconómicos acumulativos. Este tipo de estudios permitirían generar evidencia concreta sobre los riesgos y beneficios reales de la técnica, y servirían como base para construir una Norma Oficial Mexicana específica y contextualizada.

Por tanto, esta investigación concluye que el fracking sí es viable para México, pero su implementación debe atender tres pilares fundamentales:

- Normatividad técnica y ambiental robusta, que contemple las particularidades del subsuelo mexicano, establezca lineamientos específicos de evaluación acumulativa y mitigación de riesgos, y garantice la supervisión independiente.
- Modelo de gobernanza compartida, que combine el liderazgo del Estado con la experiencia del sector privado, y asegure mecanismos de consulta, participación informada y redistribución territorial de beneficios.
- Planeación territorial estratégica, que vincule la actividad extractiva con el desarrollo regional, la capacitación técnica, el fortalecimiento de cadenas locales de valor y la protección de comunidades vulnerables.

México tiene la oportunidad histórica de construir un modelo energético basado en el aprovechamiento racional y sustentable de sus recursos no convencionales. Esta tesis sostiene que no se trata de aceptar o rechazar el fracking en términos absolutos, sino de hacerlo bien, con ciencia, responsabilidad social, innovación tecnológica y visión de largo plazo.

## Referencias bibliográficas.

Arthur, J. D., Dusseault, M. B., & Layne, M. (2008). Hydraulic fracturing considerations for natural gas wells of the Marcellus Shale. ALL Consulting.

[https://fracfocus.org/sites/default/files/publications/hydraulic\\_fracturing\\_considerations.pdf](https://fracfocus.org/sites/default/files/publications/hydraulic_fracturing_considerations.pdf)

Ballesteros, S. (2016). Estudio técnico del proceso de Shale Oil Retorting. Universidad Politécnica de Madrid. Recuperado de <https://oa.upm.es/43134/g>

De La Vega Navarro, A., Ramírez Villagas, J., & Pérez, R. (2015). El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos. EconomíaUNAM, 12(34). Recuperado de <https://revistas.unam.mx/index.php/ecu/article/view/67/66>

- Finkel, M. A., Mikhail, P., & Reynolds, M. (2013). Environmental impacts of hydraulic fracturing: An overview. *Energy & Environmental Science*, 6(8), 2392-2406. <https://doi.org/10.1039/c3ee41751a>
- Galletti, M., & Ferretti, A. (2017). Design and optimization of wells for hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.010>
- Grunsky, R. D. (2010). *Exploration geochemistry: Fundamentals and analytical methods*. Geological Association of Canada.
- Hayes, T. (2009). Sampling and analysis of water streams associated with the development of Marcellus Shale gas. Gas Technology Institute. <https://fracfocus.org/sites/default/files/publications/MarcellusSamplingFinal.pdf>
- King, G. E. (2012). Hydraulic fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells (SPE 152596). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/152596-MS>
- Khairuldin, M., Sapaev, U., & Askarova, A. (2023). Shale gas extraction technologies. En R. Rezaei & M. A. Salam (Eds.), *Shale Gas and Tight Oil Reservoir Simulation* (pp. 59–83). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-19215-9.00003-7>
- Koperna, G., & Sharma, S. (2018). Economic and environmental considerations in shale gas development. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(2), 10-18. <https://doi.org/10.32479/ijeep.7210>
- Li, Y., Gong, Y., & Ma, J. (2024). Organic geochemical characterization and hydrocarbon generation potential of Lower Paleozoic formations. *Marine and Petroleum Geology*, 160, 106994. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.106994>
- Li, Z., Wang, S., & Zhao, Q. (2023). Hydrocarbon generation and reservoir formation in shale systems: The role of diagenesis and thermal maturation. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 45(1), 22-32. <https://doi.org/10.1080/15567036.2022.2068097>
- Liu, B., Jiang, Z., Hu, S., Wu, K., Liu, H., Wang, X., & Guo, Y. (2017). Clay–organic association as a control on hydrocarbon generation in shale. *International Journal of Coal Geology*, 178, 72–85. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.05.010>
- Liu, Q., Yang, Y., & Pan, C. (2018). Molecular characterization of kerogen and its implications for hydrocarbon generation. *Fuel*, 226, 321–329. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.126>
- McCarthy, A., & Weston, R. (2015). Wellbore integrity during hydraulic fracturing: Risks and solutions. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 141(12), 04015048. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)GT.1943-5606.0001477](https://doi.org/10.1061/(ASCE)GT.1943-5606.0001477)
- McGinnis, J., & Swanson, G. (2016). Controlling aquifer contamination during hydraulic fracturing: A review. *Environmental Science & Technology*, 50(2), 537-545. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b04973>
- Mongelli, G., & Di Paola, G. M. (2018). Challenges and Opportunities of Shale Gas Extraction via Hydraulic Fracturing. ResearchGate. <https://www.researchgate.net/publication/325929701>

- Osborn, S. G., Vengosh, A., & Warner, N. R. (2011). Methane contamination of drinking water associated with shale gas extraction. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108(20), 8172-8176. <https://doi.org/10.1073/pnas.1100682108>
- Parasnis, D. S. (1997). *Principles of applied geophysics* (5th ed.). Chapman & Hall. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-0623-6>
- Raza, M. A. S. (2009). *Hydrocarbon exploration and production*. Gulf Publishing Company.
- Ruhl, T., McLean, T., & Taylor, R. (2018). Exploration and analysis of shale gas resources: Seismic and geoengineering techniques. *Geophysical Journal International*, 214(3), 1712-1733. <https://doi.org/10.1093/gji/ggy278>
- Schubert, K., & Wust, R. (2019). Advanced geological methods for shale gas exploration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 68, 1038-1049. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.03.033>
- Srivastava, S. K. (2006). *Geophysical methods in exploration and engineering*. PHI Learning Pvt. Ltd.
- Stewart, M. K., Anderson, S. D., & Clark, L. P. (2020). A global review of hydraulic fracturing impacts on surface water and groundwater quality. *Environmental Health Perspectives*, 128(10), 104502. <https://doi.org/10.1289/EHP6932>
- Stringfellow, W. T., Camarillo, M. K., Domen, J. K., Sandelin, W. L., & Borglin, S. (2014). Chemical constituents in hydraulic fracturing fluids used in shale gas development. *Environmental Science & Technology*, 48(21), 12803–12811. <https://doi.org/10.1021/es5028184>
- Starcher, S., & Hendricks, K. (2019). Advances in horizontal drilling techniques for unconventional gas resources. *Journal of Petroleum Technology*, 71(5), 51-59. <https://doi.org/10.2118/0506-0171-JPT>
- U.S. Environmental Protection Agency. (2016). Hydraulic fracturing for oil and gas: Impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources. U.S. EPA. <https://www.epa.gov/hfstudy>
- U.S. House of Representatives. (2011). *Chemicals used in hydraulic fracturing*. Committee on Energy and Commerce. <https://democrats.energycommerce.house.gov/sites/democrats.energycommerce.house.gov/files/document/s/Hydraulic-Fracturing-Chemicals-2011-4-18.pdf>
- Zhang, H., Wang, S., Lu, H., Xu, G., & Zhu, Y. (2024). Molecular structure and evolution mechanism of shale kerogen: Insights from solid-state NMR and Raman spectroscopy. *Fuel*, 363, 129948. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.129948>
- Zhao, Y., Yang, M., & Zhang, X. (2016). Advances in hydraulic fracturing techniques for gas shale production: An overview. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 168-177. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.008>
- Finkel, M. A., Mikhail, P., & Reynolds, M. (2013). Environmental impacts of hydraulic fracturing: An overview. *Energy & Environmental Science*, 6(8), 2392-2406. <https://doi.org/10.1039/c3ee41751a>

- Galletti, M., & Ferretti, A. (2017). Design and optimization of wells for hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.010>
- Khairuldin, M., Sapaev, U., & Askarova, A. (2023). Shale gas extraction technologies. In R. Rezaei & M. A. Salam (Eds.), *Shale Gas and Tight Oil Reservoir Simulation* (pp. 59–83). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-19215-9.00003-7>
- Li, Y., Gong, Y., & Ma, J. (2023). Organic geochemical characterization and hydrocarbon generation potential of Lower Paleozoic formations. *Marine and Petroleum Geology*, 160, 106994. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.106994>
- McGinnis, J., & Swanson, G. (2016). Controlling aquifer contamination during hydraulic fracturing: A review. *Environmental Science & Technology*, 50(2), 537-545. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b04973>
- Stewart, M. K., Anderson, S. D., & Clark, L. P. (2020). A global review of hydraulic fracturing impacts on surface water and groundwater quality. *Environmental Health Perspectives*, 128(10), 104502. <https://doi.org/10.1289/EHP6932>
- Stringfellow, W. T., Camarillo, M. K., Domen, J. K., Sandelin, W. L., & Borglin, S. (2014). Chemical constituents in hydraulic fracturing fluids used in shale gas development. *Environmental Science & Technology*, 48(21), 12803–12811. <https://doi.org/10.1021/es5028184>
- Zhao, Y., Yang, M., & Zhang, X. (2016). Advances in hydraulic fracturing techniques for gas shale production: An overview. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 168-177. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.008>
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum formation and occurrence*. Springer.
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The biomarker guide* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- Hunt, J. M. (1996). *Petroleum geochemistry and geology* (2nd ed.). W.H. Freeman.
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4), 475-499. <https://doi.org/10.1306/03220706039>
- Speight, J. G. (2014). *The chemistry and technology of petroleum* (4th ed.). CRC Press.
- Bjørlykke, K. (2015). *Petroleum geoscience: From sedimentary environments to rock physics*. Springer.
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: An update review. *Energy & Fuels*, 24(9), 5494-5506. <https://doi.org/10.1021/ef100633y>
- Huerta Jiménez, J. (2010). *Recuperación mejorada de petróleo: Fundamentos y aplicaciones*. Editorial Universitaria.
- Lake, L. W. (2014). *Enhanced oil recovery*. Prentice Hall.

Mohamed, S. (2022). *Petroleum production systems and techniques*. Wiley-Blackwell.

Aguilar-Rodríguez, A., & Rodríguez-González, A. (2021). Potencial y desafíos del desarrollo del shale gas en México: una revisión crítica. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 38(2), 181-198. <https://doi.org/10.22201/cgeo.20072902e.2021.2.232>

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2018). Informe de recursos prospectivos de hidrocarburos en México: Recursos convencionales y no convencionales. <https://www.gob.mx/cnh>

González-Núñez, J. A., Chávez-Caballero, J. A., & Vázquez-Núñez, R. (2019). Evaluación del potencial de hidrocarburos en la Cuenca de Sabinas-Burro Picachos, México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 71(2), 309–327. <https://doi.org/10.18268/BSGM2019v71n2a6>

Hernández-Mendiola, M., Suárez-González, P., & Ramírez-Peña, A. (2020). Prospectiva de lutitas en la Cuenca de Burgos. *Geofísica Internacional*, 59(1), 63–79. <https://doi.org/10.22201/igeof.00167169p.2020.59.1.1393>

Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5th ed.). CRC Press.

Zambrano-Bigurra, M., Romero-Ibarra, C., & Bernal-González, J. A. (2019). Potencial de lutitas generadoras en la Cuenca Tampico-Misantla, México. *AAPG Bulletin*, 103(7), 1519–1540. <https://doi.org/10.1306/03181918134>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). Informe de reservas de hidrocarburos en México 2018. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/435679/20190207.\\_CNH-\\_Reservas-2018.\\_vf.\\_V7.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/435679/20190207._CNH-_Reservas-2018._vf._V7.pdf)

U.S. Energy Information Administration. (2013). 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)

Sánchez González, J. C. (2018). *Evaluación del aprovechamiento sustentable del gas shale en México* [Tesis de maestría, Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional]. Repositorio CINVESTAV. <https://repositorio.cinvestav.mx/handle/cinvestav/3819>

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2017). Prospectiva de hidrocarburos no convencionales en México. CNH.

De la Fuente, J. (2016). Avances tecnológicos en la perforación direccional para recursos no convencionales en México. *Revista Energía y Desarrollo*, 18(2), 45-59.

Lee, R. F. (2017). *Hydraulic Fracturing: Fundamentals and Advancements*. CRC Press.

Secretaría de Energía (SENER). (2016). Inventario Nacional de Recursos de Hidrocarburos No Convencionales. Gobierno de México.

Smith, M. B. (2016). Hydraulic Fracturing. *Journal of Petroleum Technology*, 68(9), 47-54.

Zhao, Q. (2020). Real-time monitoring technologies in hydraulic fracturing operations. *Energy Reports*, 6, 1124–1133.

Zou, C., Dong, D., Wang, S., Li, J., & Wang, Y. (2019). *Unconventional Petroleum Geology*. Elsevier.

EIA. (2014). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*. U.S. Energy Information Administration.

Howarth, R. W. (2014). A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering*, 2(2), 47–60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>

King, G. E. (2012). Hydraulic fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor, and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference.

Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic fracturing: history of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), 26–40. <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>

SENER. (2018). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2018–2032*. Secretaría de Energía, Gobierno de México.

U.S. EIA. (2020). *Natural Gas Gross Withdrawals and Production*. [https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_prod\\_sum\\_a\\_EPG0\\_VGV\\_mmcf\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_VGV_mmcf_a.htm)

Zapata, S., & Ordoñez, J. (2017). Fractura hidráulica en Argentina: conflictos socioambientales y perspectivas energéticas. *Revista de Economía Crítica*, 23, 75–93.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2023). *Informe Anual de Recursos No Convencionales*. <https://www.gob.mx/cnh>

EIA. (2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration.

EIA. (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina*. U.S. Department of Energy.

U.S. EIA. (2020). *U.S. crude oil production*. [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_crd\\_crpdn\\_adc\\_mbbldpd\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbldpd_a.htm)

U.S. EIA. (2023). *Natural Gas Annual 2022*. <https://www.eia.gov/naturalgas>

YPF. (2023). *Reporte de Producción de Vaca Muerta*. <https://www.ypf.com>

International Energy Agency [IEA]. (2023). *Gas Market Report Q1 2023*. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023>

Rystad Energy. (2022). *Shale Well Economics Report*. <https://www.rystadenergy.com>

Secretaría de Energía [SENER]. (2023). Prospectiva de gas natural y gas L.P. 2023–2037. <https://www.gob.mx/sener>

U.S. Energy Information Administration [U.S. EIA]. (2023). Annual Energy Outlook 2023. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

YPF. (2024). Reporte de Producción de No Convencionales – Vaca Muerta. <https://www.ypf.com>

Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH]. (2022). Informe de recursos prospectivos de hidrocarburos no convencionales en México. <https://www.gob.mx/cnh>

Canadian Association of Petroleum Producers [CAPP]. (2023). Statistical Handbook for Canada’s Oil and Natural Gas Industry. <https://www.capp.ca/>

China National Petroleum Corporation [CNPC]. (2022). Annual Report on China’s Energy Development. <https://www.cnpc.com.cn/>

International Energy Agency [IEA]. (2023). Gas Market Report Q1 2023. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023>

Secretaría de Energía [SENER]. (2023). Prospectiva de gas natural y gas L.P. 2023–2037. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/sener>

U.S. Energy Information Administration [U.S. EIA]. (2023). Annual Energy Outlook 2023. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

Yacimientos Petrolíferos Fiscales [YPF]. (2024). Reporte de Producción de No Convencionales – Vaca Muerta. <https://www.ypf.com>

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2018). Recursos prospectivos de hidrocarburos en México. <https://www.gob.mx/cnh>

EIA. (2021). Annual Energy Outlook 2021. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

MIT Energy Initiative. (2011). The Future of Natural Gas. Massachusetts Institute of Technology. <https://energy.mit.edu/research/future-natural-gas/>

Veil, J. A. (2015). U.S. Produced Water Volumes and Management Practices in 2012. Argonne National Laboratory. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/prodotto\\_uswateruse.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/prodotto_uswateruse.pdf)

Zuckerman, G. (2013). The Frackers: The Outrageous Inside Story of the New Billionaire Wildcatters. Portfolio.

Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). (2020). Marco regulatorio ambiental del fracking en México. <https://www.gob.mx/asea>

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2017). Ronda 1.3: Resultados y análisis técnico. <https://rondasmexico.gob.mx>

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2013). Decreto por el que se reforman los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. <https://www.dof.gob.mx>

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2014). Ley de Hidrocarburos. <https://www.dof.gob.mx>

Vázquez, A. (2021). El fracking en México: marco regulatorio, oposición social y análisis de viabilidad. *Revista Energía y Derecho*, 9(1), 22–35.

Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). (2020). Fractura hidráulica: análisis regulatorio y ambiental en México. <https://www.gob.mx/asea>

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2025). Ley del Sector Hidrocarburos. Cámara de Diputados. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LSH.pdf>

González-Vázquez, I., Rivera-Torres, J., & Martínez, A. (2021). La falta de normatividad técnica sobre fracking en México: implicaciones ambientales. *Revista Mexicana de Derecho Ambiental*, 13(2), 45–66.

DeGette, D. (2023). DeGette introduces legislation to regulate chemicals used in fracking process. Recuperado de <https://degette.house.gov/media-center/press-releases/degette-introduces-legislation-regulate-chemicals-used-fracking-process>

Government of Canada. (2023). Federal regulations to reduce methane emissions in the oil and gas sector. Recuperado de <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/canadian-environmental-protection-act-registry/proposed-methane-regulations-additional-information.html>

Norwegian Offshore Directorate. (2024). Norwegian oil and gas companies to stabilize production by drilling more exploration wells in 2024. Recuperado de <https://www.worldoil.com/news/2024/1/11/norwegian-oil-and-gas-companies-to-stabilize-production-by-drilling-more-exploration-wells-in-2024/>

Secretaría de Energía de Argentina. (2023). Marco regulatorio para la explotación no convencional de hidrocarburos. Gobierno de Argentina.

American Petroleum Institute. (2014). API RP 65-2: Isolating Potential Flow Zones during Well Construction. API. <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/hydraulic-fracturing/65-2-isolating-potential-flow-zones>

Canadian Standards Association. (2022). CSA Z341 SERIES:22 - Storage of hydrocarbons in underground formations. CSA Group. <https://www.csagroup.org/store/product/2701740>

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2018). Perspectivas de recursos no convencionales en México. <https://www.gob.mx/cnh>

FracFocus. (2023). Chemical Disclosure Registry. <https://www.fracfocus.org>

- Alberta Energy Regulator. (2021). Annual Report 2020–2021. <https://www.aer.ca>
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC). (2022). Induced Seismicity Monitoring Report. <https://www.bco.gc.ca>
- Organización Internacional del Trabajo (OIT). (1989). Convenio 169 sobre pueblos indígenas y tribales.
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). (2020). Lineamientos técnicos ambientales para proyectos de fracking.
- González-Vázquez, I., et al. (2021). Análisis normativo de la fracturación hidráulica en México. *Revista Mexicana de Energía y Medio Ambiente*, 12(1), 55–72.
- Ramírez, A. (2022). La política energética y el fracking en México: entre el estancamiento regulatorio y la incertidumbre. *Revista Argumentos*, 35(98), 20–31.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2020). Clean Water Act Overview. <https://www.epa.gov/cwa>
- Entekin, S., Evans-White, M., Johnson, B., & Hagenbuch, E. (2011). Rapid expansion of natural gas development poses a threat to surface waters. *Frontiers in Ecology and the Environment*, 9(9), 503–511. <https://doi.org/10.1890/110053>
- Howarth, R. W. (2019). Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences*, 16(15), 3033–3046. <https://doi.org/10.5194/bg-16-3033-2019>
- Jackson, R. B., Vengosh, A., Carey, J. W., Davies, R. J., Darrah, T. H., O'Sullivan, F., & Pétron, G. (2015). The Environmental Costs and Benefits of Fracking. *Annual Review of Environment and Resources*, 39, 327–362. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-031113-144051>
- Rahm, B. G., & Riha, S. J. (2015). Evolving shale gas management: water resource risks, impacts, and lessons learned. *Environmental Science: Processes & Impacts*, 17(5), 948–957. <https://doi.org/10.1039/C4EM00474H>
- Associated Press. (2023, agosto 15). A Pennsylvania study suggests links between fracking and asthma, lymphoma in children. AP News. <https://apnews.com/article/79dd7cfb9b3799e628b0c3667f30dcc4>
- Bezanilla Morlot, A. (2018). El fracking contamina la atmósfera e inutiliza el agua. *Gaceta UNAM*. <https://www.gaceta.unam.mx/el-fracking-contamina-la-atmosfera-e-inutiliza-el-agua/>
- CartoCrítica & Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt). (2024). Estimación del consumo requerido de agua para la explotación de recursos petroleros no convencionales mediante fracturación hidráulica en México. <https://cartocritica.org.mx/>

McDuffie, E. E., Strum, M., Kinney, P. L., Brauer, M., Anenberg, S. C., & Tessum, C. W. (2023). Health impacts of air pollution from oil and gas production in the United States. *Science Advances*, 9(20), eadd9573. <https://doi.org/10.1126/sciadv.add9573>

Miranda, F. (2023, noviembre 22). Detectan emisiones tóxicas por fracking en zonas pobladas de Poza Rica y Papantla. *Milenio*. <https://www.milenio.com/politica/detectan-emisiones-toxicas-fracking-zonas-pobladas-poza-rica>

Vengosh, A., Jackson, R. B., Warner, N. R., Darrah, T. H., & Kondash, A. J. (2014). A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. *Environmental Science & Technology*, 48(15), 8334–8348. <https://doi.org/10.1021/es405118y>

ASF. (2020). Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019. Auditoría Superior de la Federación. <https://www.asf.gob.mx/>

Clough, E., & Bell, D. (2016). Just fracking: A distributive environmental justice analysis of unconventional gas development in Pennsylvania, USA. *Environmental Research Letters*, 11(2), 025001. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/2/025001>

Hossain, D., Gorman, D., & Chapelle, B. (2016). Coal seam gas activities in rural Australia: community engagement and environmental health impacts. *Asia Pacific Journal of Public Health*, 28(1\_suppl), 32S–36S. <https://doi.org/10.1177/1010539515595832>

INPI. (2022). Informe sobre consultas previas, libres e informadas. Instituto Nacional de los Pueblos Indígenas. <https://www.gob.mx/inpi>

Rivera-Rodríguez, L. (2021). Territorios fracturados: la dimensión social del fracking en Veracruz. Tesis de maestría, FLACSO México.