Análisis para el cálculo de emisiones asociadas a la utilización del fracking

INECC
INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

Informe 2022

Análisis para el cálculo de emisiones asociadas a la utilización del fracking

Elaboración: 2022

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Diseño y Formación

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
Fotografía de portada tomada de:
https://www.pexels.com/es-es/foto/fotografia-con-lente-inclinada-de-una-grua-de-acero-negra-962889/

DIRECTORIO INSTITUCIONAL

Dr. Agustín Ávila Romero
Dirección General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Dra. Claudia Alejandra Octaviano Villasana
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Dra. Juana Itzchel Nieto Ruiz
Dirección de Investigación para Estrategias de Desarrollo Bajo en Carbono

Fis. Luz María González Osorio
Subdirectora de Modelos y Estudios Financieros de Proyectos de Bajo Carbono

Mtra. Linda Riva Palacio Flores
Subdirectora de Modelación y Análisis de Políticas de Mitigación

Preparado por:
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Citar este documento como:

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). 2022. Análisis para el cálculo de emisiones asociadas a la utilización del fracking.

D. R. © Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Diciembre 2022. Boulevard Adolfo Ruíz Cortines No. 4209 Col. Jardines en la Montaña, Alcaldía Tlalpan, Ciudad de México C.P. 14210. https://www.gob.mx/inecc

CONTENIDO

GLOSARIO **7**

OBJETIVO **10**

1. INTRODUCCIÓN **10**

1.1 Recursos convencionales y no convencionales 11

1.2 Conceptos sobre el gas natural 13

2. RECURSOS MUNDIALES DE GAS SHALE Y PETRÓLEO SHALE **14**

3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN MÉXICO **16**

4. DINÁMICA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO **21**

5. ASPECTOS AMBIENTALES ASOCIADOS AL FRACKING **23**

5.1 Necesidades de grandes volúmenes de agua 23

5.2 Huella de carbono del ciclo de vida del shale gas 25

5.3 Contaminación 26

5.4 Terremotos Inducidos 27

6. EMISIONES RELACIONADAS CON EL SECTOR P&G **27**

6.1 Descripción de actividades generadoras de emisiones 28

de gases de efecto invernadero (GEI) 28

6.2 Emisiones de GEI por tipo de actividad 28

6.3 Elaboración de escenario base y de mitigación 28

6.4 Emisiones "adicionales" asociadas a la extracción de shale gas por pozo 29

6.5 Emisiones durante la construcción de la plataforma de pozos 30

6.6 Emisiones de la perforación 31

6.7 Preproducción - fase de fracturación hidráulica 31

6.8 En total, las emisiones adicionales por fracking durante la producción de los pozos 32

6.9 Comparación del shale gas con el de origen convencional por unidad de energía 34

CONCLUSIONES 37

BIBLIOGRAFÍA 39

GLOSARIO

Aditivos: Compuestos químicos especialmente formulados que forman parte de líquido fracturante.

Aguas someras: Zona costa afuera donde la profundidad es menor o igual a 500 metros.

Aguas profundas: Zona costa afuera donde la profundidad está en entre 500 y 3000 metros.

Área contractual: Es la superficie y profundidad determinada por la Secretaría de Energía en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una asignación.

Asignación: Acto jurídico administrativo mediante el cual el ejecutivo federal otorga exclusivamente a un asignatario el derecho de realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos por una duración determinada.

BTU: (*british thermal unit*): Unidad térmica británica, la cantidad de calor que se requiere para incrementar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua bajo condiciones normales de presión y temperatura.

Calizas: Roca sedimentaria más abundante que está compuesta por calcita.

Contrato para la exploración y extracción: Acto jurídico que suscribe el estado mexicano a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para la realización de actividades de exploración y extracción de un área contractual por un tiempo determinado.

Estimulación de un pozo: Serie de procesos mediante el cual se recrea un sistema de canales en la zona productora de un yacimiento que facilita el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo.

Exploración: Conjunto de actividades que se valen por métodos directos e indirectos para la evaluación de hidrocarburos en el subsuelo, asignadas a un área definida.

Extracción: Conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos incluyendo la inyección y estimulación de yacimientos para la implementación de mecanismos de recuperación secundaria y mejorada dentro de un área contractual hasta el abandono y desmantelamiento de instalaciones de producción.

Hidrocarburos: Compuesto que contiene principalmente hidrógeno y carbono, de origen orgánico; puede ser líquido, sólido o gaseoso.

Huella de carbono: Emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la actividad humana.

Integridad del pozo: Actividades que se realizan para garantizar la sustentabilidad del pozo a través de tuberías de revestimiento y cementación de esta hasta la superficie.

Lutita: Roca sedimentaria de grano fino compuesta por arcilla y limo.

Lutita calcárea: Roca sedimentaria constituida por varios minerales tales como calcita, cuarzo, moscovita, entre otros.

Permeabilidad: Propiedad física de las rocas que permite el paso de los fluidos a través de ella.

Plays: Conjunto de prospectos que están determinados por las mismas características geológicas en un área determinada.

Provincia geológica: Región de gran extensión, caracterizada por una serie de acontecimientos geológicos.

Recursos contingentes: Volumen estimado a una fecha dada, que potencialmente es recuperable, pero que bajo consideraciones económicas de evaluación correspondiente a la fecha de estimación, no se

	considera comercialmente recuperable debido a una o más contingencias.
Recursos prospectivos:	El volumen de hidrocarburos estimado a una fecha determinada, que todavía no se descubre pero que ha sido inferido y que se estima potencialmente recuperable, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.
Reserva:	Son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas y que cumplen con cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes.
Roca almacén:	Roca sedimentaria permeable que permite la migración del hidrocarburo a través de ella y dada sus características estructurales forma una trampa, que está rodeada por una roca sello lo cual permitirá la acumulación de materia orgánica.
Viscosidad:	Resistencia al flujo de un líquido.
Gas natural asociado:	Gas natural disuelto en petróleo a condiciones de yacimiento.
Gas natural no asociado:	Gas natural que no está en disolución en petróleo a condiciones de yacimiento.

OBJETIVO

Este documento se desarrolla en vinculación al Programa Anual de Trabajo 2022 del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, en la acción puntual 1.1.2 relativo al cálculo de emisiones evitadas por el uso del fracking en México y tiene por objetivo identificar los efectos del uso y prohibición por fracturación hidráulica para la extracción de gas, desde la vulnerabilidad del cambio climático, ambiental y social.

I. INTRODUCCIÓN

En México existe un potencial de recursos de yacimientos conocidos como “no convencionales”, los cuales no pueden ser explotados económicamente con las tecnologías de extracción tradicionales, y que se encuentran situados principalmente en las provincias geológicas de Chihuahua, Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla Burro-Picachos y Veracruz. Dichos recursos se encuentran confinados en plays de gas y aceites de lutitas del cretácico superior y en calizas y lutitas calcáreas del jurásico superior.

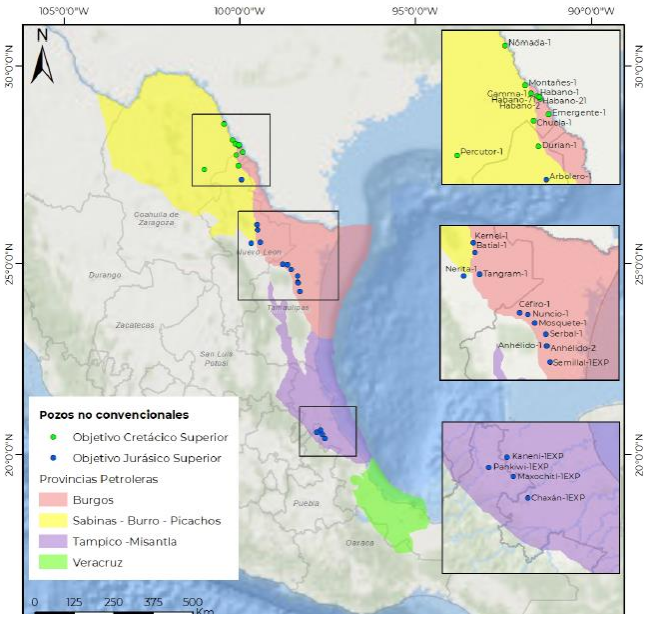

Figura 1. Actividad petrolera en plays no convencionales (CNH, 2021)

I.1 Recursos convencionales y no convencionales

Se conocen como recursos “convencionales” a los yacimientos en el que las fuerzas de flotabilidad mantienen los hidrocarburos en el lugar por debajo de una roca de cubierta que actúa como sello, donde las rocas del yacimiento en las que se encuentran, y de las que se extraen, son porosas y permeables, lo que permite que el hidrocarburo fluya con relativa facilidad desde el almacén rocoso al pozo y, por la perforación, hasta la superficie (Castillo, V.M. (2014)).

Mientras que los recursos no convencionales. no pueden ser explotados con las tecnologías de extracción tradicionales, sino que se necesitan de procedimientos especiales para su recuperación. Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son reservorios (yacimientos) de gas natural de muy baja permeabilidad o formaciones sedimentarias que contienen petróleo de muy alta viscosidad, lo que dificulta su afluencia hacia los pozos. (OLADE, 2012).

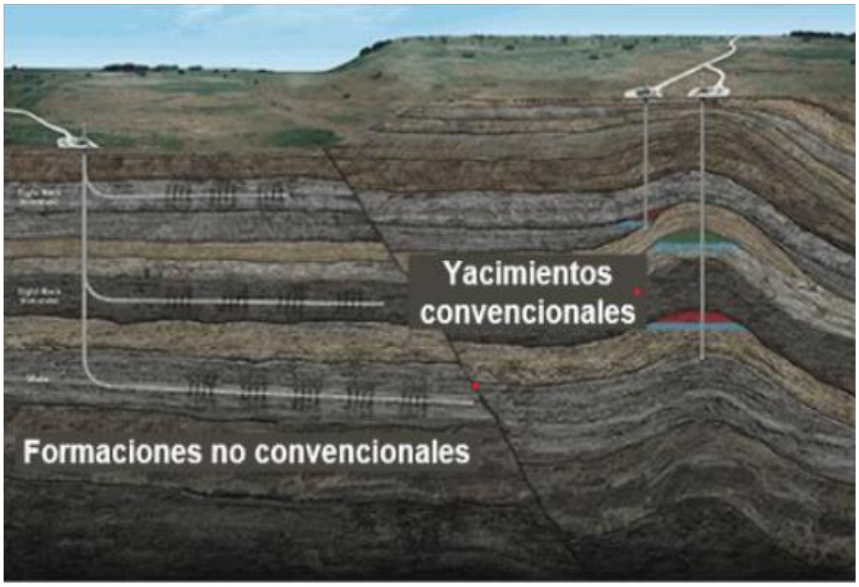

Figura 2. Formaciones convencionales y no convencionales: (CNH, 2016)

Una diferencia importante entre los yacimientos convencionales y no convencionales es que en éstos últimos se caracterizan por producir el flujo de fluido de la matriz al pozo.

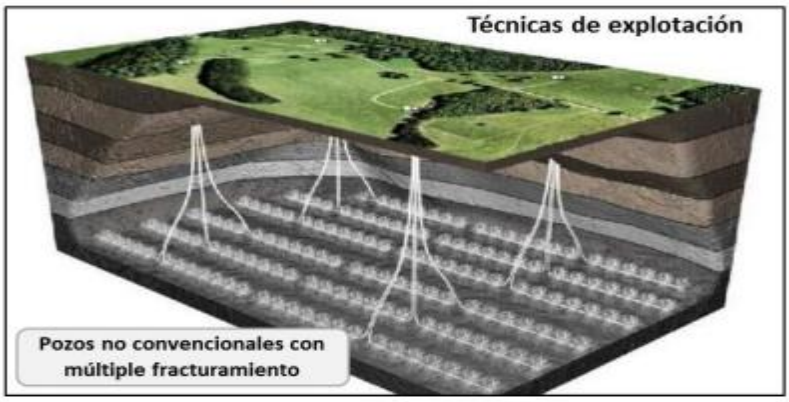

Figura 3. Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales
Fuente (CNH, 2016)

El fracturamiento hidráulico o fracking es un procedimiento utilizado para la explotación de yacimientos no convencionales, se basa en la perforación de pozos verticales y horizontales, con el objetivo de generar canales de conductividad mediante la inyección de agua a alta presión, mezclada con arena (Gómez, J. F. 2016) que evitará que las fracturas abiertas se cierren, adicionalmente, se agregan compuestos químicos con el fin de que la mezcla supere la resistencia de la roca y la fracture, de modo que los hidrocarburos son captados en el yacimiento y luego se hacen fluir hacia la superficie (Golden, J. y Wiseman, H., 2015). Este procedimiento se empezó a utilizar en la extracción de hidrocarburos convencionales pero el avance de la tecnología ha permitido aplicar está técnica a gran escala para la obtención de hidrocarburos no convencionales (Geoinnova. 2018).

Figura 4. Clasificación de yacimientos convencionales y no convencionales Fuente: (CNH, 2016)

I.2 Conceptos sobre el gas natural

El gas natural está compuesto en su mayoría por gas metano, además de pequeñas proporciones de etano, propano y otros compuestos. Lo anterior, varía de acuerdo con el origen de este (Petroquimex, 2016). Existen dos tipos de gas natural: 1) Gas natural asociado, que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo en yacimientos en el subsuelo y 2) Gas natural no asociado, el cual es extraído de yacimientos en los que este tipo de hidrocarburos se encuentra solo, es decir, que no contienen petróleo crudo.

Afloramiento de Lutitas negras

Afloramiento de intercalaciones de Lutitas y areniscas

Figura 5. Imagen Lulitas. (Shale) Fuente: (GEOILGAS Consultats, 2020)

El gas shale, también se conoce como gas de pizarra o de lutita, y se refiere al gas natural que se encuentra en rocas abundante en esquisto y otros materiales orgánicos, mientras que el tight gas se produce en rocas reservorio de baja calidad, generalmente más superficiales y con mejor producción que el shale gas. El término lutita es comúnmente utilizado para todas las rocas de grano fino, sin embargo, se debe de utilizar de forma más restringida, la lutita fósil (shale) se caracteriza por la capacidad de dividirse en planos largos.

II. RECURSOS MUNDIALES DE GAS SHALE Y PETRÓLEO SHALE

La industria del gas shale o de lutitas en Estados Unidos representa un aspecto clave de su estrategia energética mundial, comenzada en 2016 con la puesta en marcha de nuevas terminales marítimas de exportación de gas natural licuado. En el año 2007 este país reportó una extracción de 5,452 millones de pies cúbicos diarios [MMpcd] de gas natural de pozos de gas shale. Para el 2018, ya había alcanzado 65,691 [MMpcd]. En consecuencia, la explotación de gas natural en formaciones no convencionales ha aumentado, a diferencia de lo sucedido con las otras dos grandes fuentes de gas natural en este país:

1- El volumen de gas natural no asociado extraído de yacimientos convencionales ha disminuido desde el año 2000 un 55 por ciento en el 2018.
2- El volumen de extracción de gas natural asociado a la extracción petróleo ha variado muy poco entre el año 2000 y 2018.

Cabe aclarar, que el mantenimiento de los niveles de extracción de gas asociado es resultado de la expansión del uso de técnicas no convencionales en yacimientos de tight oíl, que antes no habían podido ser explotados. En su conjunto, estos dos diferentes comportamientos muestran el agotamiento de las reservas convencionales de hidrocarburos en territorio estadounidense y la incorporación de yacimientos de extracción más compleja, geológica y técnicamente (Pérez, 2021) (Pérez M., 2021).

De las 35.000 operaciones de fracturamiento hidráulico realizadas al año en todo el mundo, Canadá es junto con Estados Unidos el país que presenta el mayor número de éstas, ya que en Canadá las reservas de gas en lutitas son considerables, lo que se ve apoyado por una infraestructura para la producción y exportación de gas natural bien desarrollada. En América Latina, Argentina publicó en el año 2011 información sobre el yacimiento de gas en lutita de Vaca Muerta, el cual sería el más grande fuera de América del Norte, y situaría a Argentina entre los principales productores mundiales de hidrocarburos no convencionales durante las próximas décadas. (Abellán, 2014)

En la figura 6 se muestra el ranking en los recursos shale gas y shale petróleo, así como su ubicación

Technically Recoverable Shale Gas Resources (Tcf)		Technically Recoverable Shale Oil Resources (Billion Barrels)	
1. U.S.	1,161	1. Russia	75
2. China	1,115	2. U.S.	48
3. Argentina	802	3. China	32
4. Algeria	707	4. Argentina	27
5. Canada	573	5. Libya	26
6. Mexico	545	6. Australia	18
7. Australia	437	7. Venezuela	13
8. South Africa	390	8. Mexico	13
9. Russia	285	9. Pakistan	9
10. Brazil	245	10. Canada	9
11. Others	1,535	11. Others	65
TOTAL	7,795	TOTAL	335

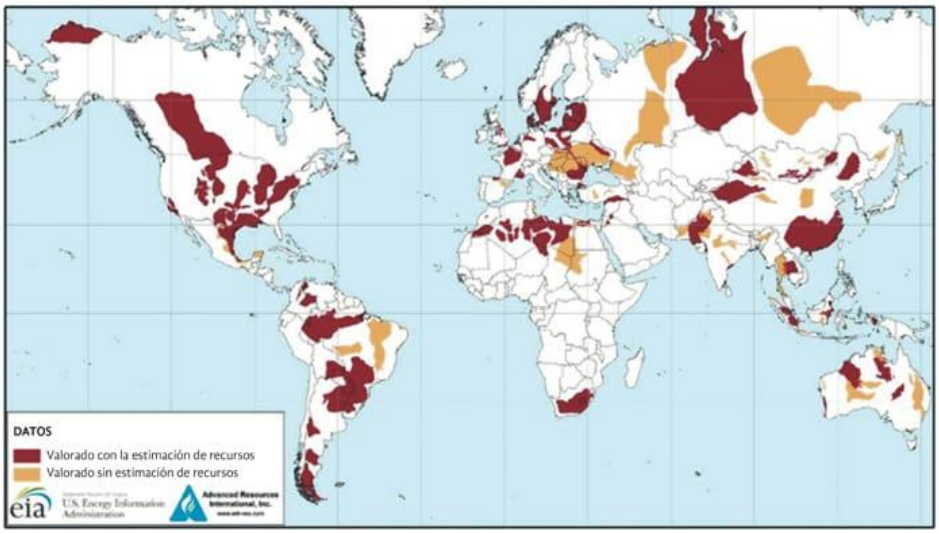

Figura 6. Ranking de países con base en recursos de gas shale y petróleo shale. Fuente: (Advanced Resources International. Inc., 2013) tomada de (SEMARNAT, 2015)

III. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN MÉXICO

Al año 2015, "se identificaron reservas de aceite y gas contenidos en lutitas en los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Querétaro, Veracruz, Hidalgo, Puebla, Oaxaca, Tabasco y Chiapas. Petróleos Mexicanos estimó, en 2012, un recurso técnicamente recuperable que puede variar entre 150 y 459 billones de pies cúbicos, sin embargo, la Energy Information Administration (EIA) del gobierno estadounidense publicó, en 2013, una evaluación a nivel internacional, que estima que en las cuencas de México existe un recurso técnicamente recuperable de 545 billones de pies cúbicos de gas y 13 billones barriles de aceite contenido en lutitas (SEMARNAT, 2015)."

Figura 7. Fuente: CNH (2019) Localización de gas natural descubierto. Recuperado de (CNH, 2019)

En México, los recursos prospectivos a marzo del año 2021 alcanzaron 35.9 [MMMb] de petróleo, de los cuales el 97% se encuentran en la región de Tampico-Misantla, el 1.5% en Sabinas-Burro-Picachos y el restante 1.5% en Veracruz. En materia de gas natural, se tiene una prospectiva de 141.5 [MMMMbpce], el 47% en la región de Sabinas-Burro-Picachos, 38% Burgos y 15% en Tampico Misantla. Las reservas 3P a enero del 2021 alcanzan 384.2 [MMMpc] (CNH, 2021).

Play	Pozo	Año	Resultado	Profundidad vertical (m)	Profundidad desarrollada (m)
	Emergente-1	2010	Productor de gas seco	2,550	4,071
	Montañes-1	2011	Productor de gas y condensado	1,558	3,200
	Nómada-1	2011	Seco	1,157	2,850
	Percutor-1	2011	Productor de gas seco	1,649	3,436
	Chucla-1	2012	Productor de gas y condensado	1,797	3,705
	Habano-1	2012	Productor de gas y condensado	2,057	3,770
	Habano-21	2012	Productor de gas y condensado	2,159	3,725
	Habano-71	2012	Productor de gas y condensado	2,083	3,682
	Durian-1	2013	Productor de gas seco	2,399	4,250
	Gamma-1	2013	Productor no comercial	1,790	3,793
	Habano-2	2013	Productor de gas y condensado	2,069	3,520
	Anhélido-1	2012	Productor de aceite	2,155	3,945
	Arbolero-1	2012	Productor de gas seco	2,637	4,007
	Batial-1	2013	Productor no comercial	2,968	4,199
	Céfiro-1	2013	Productor de gas seco	2,868	4,598
	Kernel-1	2013	Productor de gas seco	2,709	4,404
	Mosquete-1	2013	Seco	2,412	4,156
	Nerita-1	2013	Productor no comercial	2,272	4,100
	Nuncio-1	2013	Productor de gas seco	3,107	4,900
	Serbal-1	2013	Productor no comercial	2,929	4,750
	Tangram-1	2013	Productor de gas seco	2,747	4,426
	Anhélido-2	2014	Productor de gas y condensado	2,108	3,450
	Kaneni-1EXP	2018	Descubridor de aceite	3,119	4,940
	Semillal-1EXP	2018	Productor de aceite	2,274	4,033
	Chaxán-1EXP	2019	Pozo sin terminación	2,729	4,575
	Pankiwi-1EXP	2019	Descubridor de aceite	3,220	4,760
	Maxochitl-1EXP	2018	Descubridor de aceite	3,556	4,370

El año es el de conclusión de la perforación del pozo. No incluye los tiempos de terminación.

Figura 8. Muestra los pozos perforados, reportada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
Figura. 8. Pozos perforados no convencionales Fuente: CNH. (2021). Actividad petrolera en plays no convencionales, diciembre, 2021. Recuperado de https://hidrocarburos.gob.mx/media/4870/actividad-petrolera-en-plays-no-convencionales-1.pdf

De acuerdo con Atlas Geológico de Recursos No Convencionales (Lulitas Gas/Aceite) (CNH, 2016), las principales provincias relacionadas a estos recursos son Chihuahua, Sabinas. Burro-Picachos, Burgos, Veracruz y Tampico-Misantla, muestra en la figura 9.

Figura 9. Principales provincias con recursos no convencionales en México (CNH, 2016)

La Provincia de Chihuahua está ubicada en el norte de México, ocupa la parte norte del Estado de Chihuahua y colinda con Estados Unidos, se considera adecuada para la generación de aceite; pero la ausencia de un sello regional suprayacente limita las posibilidades de formar yacimientos del tipo convencional.

Figura 10. Provincia de Chihuahua (CNH, 2016)

Provincia Sabinas-Burro-Picachos Para el área de Sabinas, productora de gas, se tienen recursos estimados por el orden de 49 MMMMpc de gas seco, mientras que hacia el área de Burro-Picachos el potencial estimado es de 0.6 MMMb de aceite, 6.6 MMMMpc de gas húmedo y 11.4 MMMMpc de gas seco.

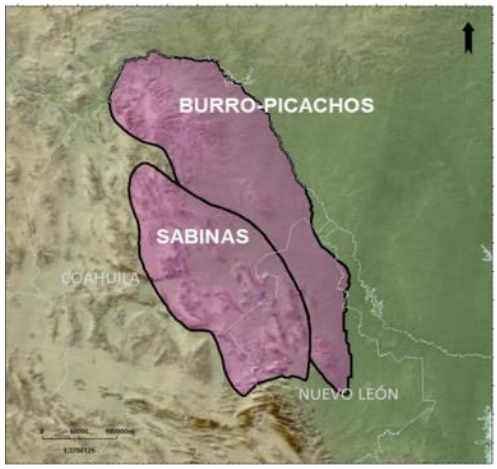

Figura 11. Provincia Sabina-Burro-Picachos (CNH, 2016)

La Provincia de Burgos ubicada en el estado de Tamaulipas (figura 13), al Noreste de México, Los recursos estimados para esta provincia están por el orden de 9.5 MMMMpc de gas húmedo y 44.3 MMMMpc de gas seco. Esta cuenca está caracterizada como la segunda en importancia para la explotación de recursos no convencionales de lutitas orgánicas en México, esto en base a su potencial.

Figura 12. Provincia de Burgos (CNH, 2016)

La Provincia Tampico-Misantla, se considera la primera en importancia desde el punto de vista del potencial de recursos asociados a los yacimientos no convencionales de lutitas orgánicas de México, se encuentra en el n centro-oriente de México. Los recursos estimados son del orden de 30.7 MMMb de aceite y 20.7 MMMMpc de gas húmedo.

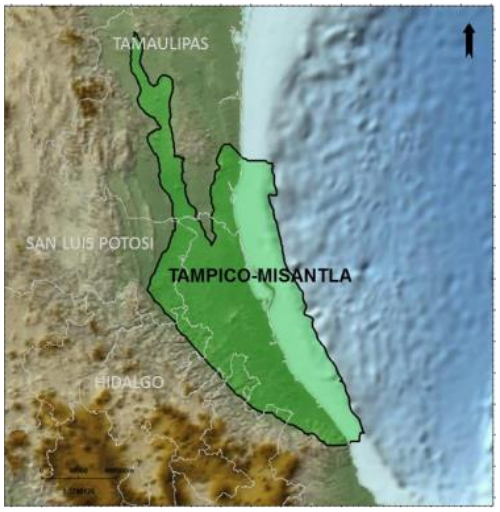

Figura 13. Provincia Tampico-Misantla (CNH, 2016)

La Provincia de Veracruz se ubica en el oriente de México, en donde los recursos técnicamente recuperables están por el orden de 0.6 MMMb de aceite

Figura 14. Provincia Veracruz (CNH, 2016)

IV. DINÁMICA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

El crecimiento de la producción del gas natural está apoyado por una serie de factores como: crecimiento de la industrialización, demanda de las economías emergentes de Asia y África, el cambio del carbón al gas especialmente China. El gas natural se ha convertido en la principal fuente de consumo de energía, tanto en el sector eléctrico, así como el industrial y el petrolero, su conveniencia radica en su bajo costo en comparación con otros energéticos, como el combustóleo, coque de petróleo o carbón (SENER, 2017), adicionalmente una menor generación de contaminantes debido a su uso, esto ha promovido un incremento sustancial en su demanda. De acuerdo con la información publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos el consumo de gas natural ha incrementado en 32% en los últimos años[1], esto es proporcional a las importaciones realizadas en el 2018 que representaron un 88% del consumo nacional. Más del 90% de las importaciones que se realizaron provienen de Estados Unidos (CNH, 2019).

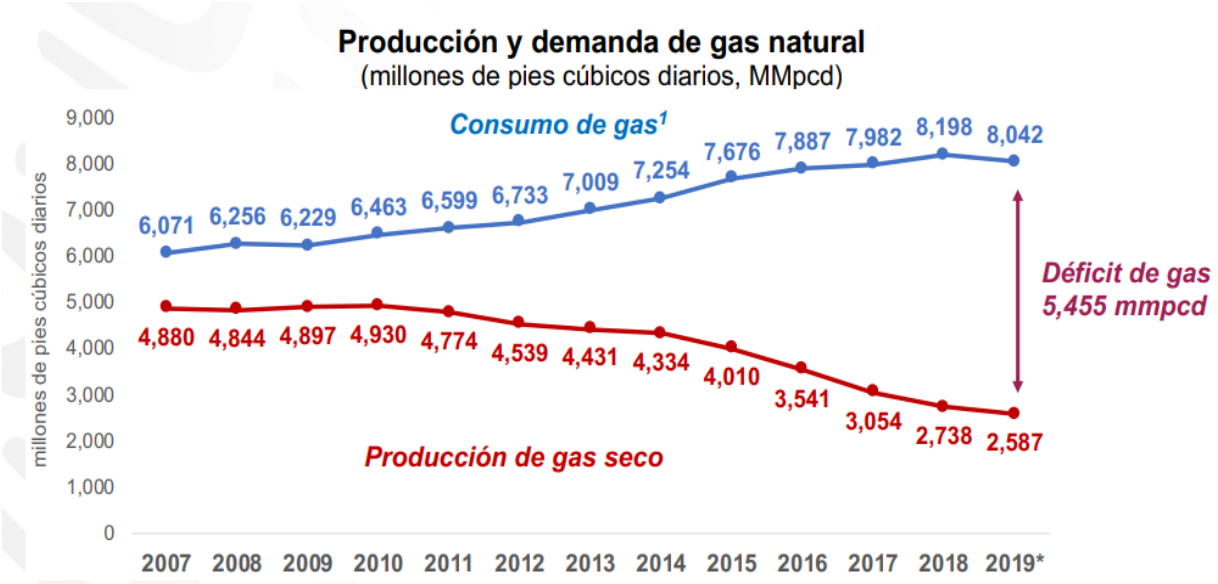

Figura 15. Producción y demandade gas natural. Fuente: CNH, Prospectiva de la producción Nacional de Gas Natural, 2019.

CNH (2019). Prospectiva de la producción Nacional de Gas natural.

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural__2_.pdf

Uno de los casos prácticos de la dependencia de este energético proveniente de los Estados Unidos, es la pasada nevada del 2021 al sur de dicho país que obligó la prohibición de las exportaciones de gas natural del territorio Texano. Esta decisión habría afectado a la población del norte de México y provocado pérdidas económicas en la industria manufacturera.

De acuerdo con estimaciones basadas en la información del Sistema de Información Energética, en México, el 70%, en promedio, de la producción de gas está asociado a la producción de petróleo y el 30% restante no está asociado a la producción de crudo (SENER, 2022).

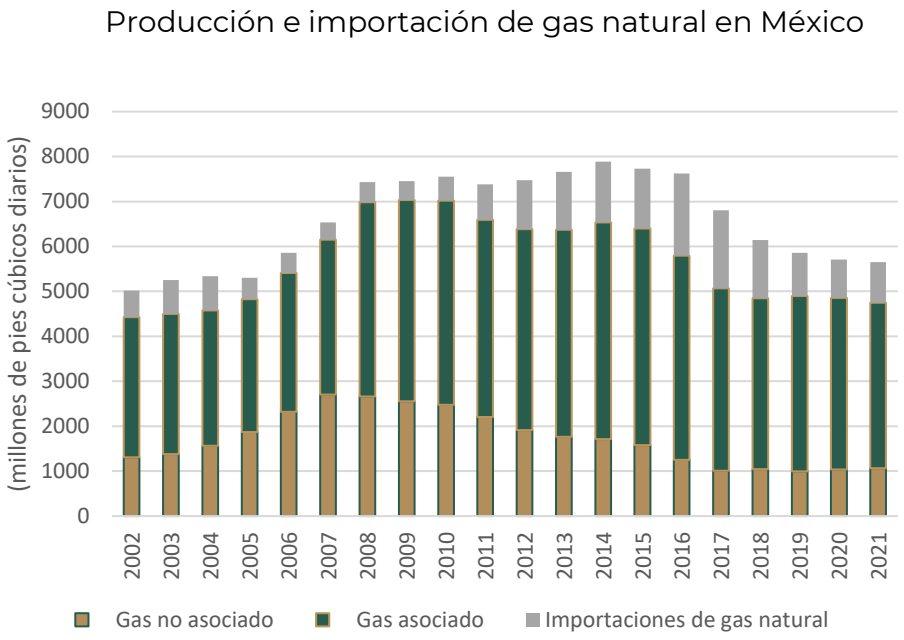

Figura 16. Fuente: Cálculos propia basados en datos de Sistema de Información Energética SENER. 2022

Según (SENER, 2016), en 2015, las regiones norte y sur de México, fueron las principales abastecedoras de gas natural, con una producción conjunta que representó 65.7% de la producción nacional. Cabe mencionar que la producción de gas natural no asociado en México ha decrecido, debido a la menor rentabilidad obtenida como consecuencia de los bajos precios del gas natural en Estados Unidos (SENER, 2015).

V. ASPECTOS AMBIENTALES ASOCIADOS AL FRACKING

El uso del fracturamiento hidráulico puede provocar diversos impactos; entre éstos, los más relevantes son: competencia por el agua, contaminación de los acuíferos, contribución al calentamiento global, contaminación del suelo y atmósfera, afectación a la infraestructura carretera y habitacional, así como pérdida de la biodiversidad (SEMARNAT, 2015).

El impacto ambiental de esta práctica ha provocado su restricción en algunos países como Francia en donde esta técnica fue prohibida por el Parlamento el 30 de junio de 2011 (JORF, 2011), en Bulgaria, el 18 de enero de 2012 (National Assembly of the Republic of Bulgaria, 2018). En España, en 2012 y 2013, las comunidades autónomas de Cantabria (Comunidad Autónoma de Cantabria, 2012) y La Rioja (Comunidad Autónoma de La Rioja, 2013), respectivamente, prohibieron esta práctica en su territorio y Valle de Mena fue declarado municipio libre de fractura hidráulica. Sin embargo, en 2014, la comunidad autónoma de Cantabria anuló la ley que prohibía el fracking, volviéndolo una actividad lícita nuevamente (Comunidad Autónoma de Cantabria, 2014).

Entre los principales impactos negativos que genera el uso del fracturamiento hidráulico en la fase de explotación de yacimientos no convencionales, están los siguientes:

V.1 Necesidades de grandes volúmenes de agua

En primera instancia, para poder extraer hidrocarburos no convencionales se requiere de un uso abundante de agua. En promedio, la cantidad aproximada de agua utilizada por pozo es 5.7 millones de litros. El agua utilizada para la fracturación hidráulica suele ser agua dulce extraída de aguas subterráneas o superficiales situadas cerca de los pozos. Los derrames del agua de retorno pueden llegar a cuerpos de agua subterráneas y superficiales, en Estado Unidos se reportó que el 13% de los derrames producidos alcanzaron cuerpos de agua superficial y el 1% subterránea (EPA, 2016)

Los pozos de producción de petróleo y gas fracturados hidráulicamente pueden estar situados cerca o dentro de fuentes de agua potable. Entre 2000 y 2013, se estima que en Estados Unidos aproximadamente 3,900 sistemas públicos de agua tenían al menos un pozo de fractura hidráulica a menos de 1 milla de su fuente de agua, Se estima que otros 3.6 millones de personas obtuvieron agua potable de suministros de agua no públicos en condados con al menos un pozo con fractura hidráulica (EPA, 2016).

Por otro lado, cuando se presenta una falla en la estructura del pozo inyector, y éste se encuentra en la proximidad de los acuíferos, estos pueden contaminarse con las sustancias químicas adicionadas al agua de fracturamiento o por el hidrocarburo extraído. Además, el líquido de perforación se combina en el proceso de fractura con sustancias disueltas en el sedimento de la lutita, como son metales pesados, metaloides, y metano lo que provoca reacciones químicas imprevistas de naturaleza nociva para la salud humana y de otros organismos. Por último, esta mezcla se encuentra en riesgo de entrar en contacto con elementos radioactivos presentes en la profundidad de las rocas, como es el caso del radón (SEMARNAT, 2015).

El ciclo del agua para la fracturación hidráulica tiene las siguientes cinco etapas (EPA, 2016)

- Adquisición de agua: la extracción de agua subterránea o superficial para preparar fluidos de fracturación hidráulica;
- Mezcla química de un fluido de base, normalmente agua, un agente apuntalante, aditivos para crear fluidos de fracturación hidráulica
- Inyección en el pozo: inyección y el movimiento de los fluidos de fracturación hidráulica a través del pozo de producción de petróleo y gas en la formación rocosa objetivo;
- Manejo del agua producida: recolección y manejo in situ del agua que vuelve a la superficie después de la fracturación hidráulica y el transporte de esa agua para su eliminación o reutilización;
- Disposición y reusó de aguas residuales: la eliminación y reutilización de las aguas residuales de la fracturación hidráulica

Las extracciones de agua de la fracturación hidráulica pueden afectar a la cantidad y la calidad de los recursos de agua potable al cambiar el equilibrio entre la demanda de recursos hídricos locales y la disponibilidad de esos recursos, situación que se exacerba en zonas con una alta extracción de agua de fracturación hidráulica y una baja disponibilidad de agua, especialmente debido a la limitación o disminución de los recursos de agua subterránea. (EPA 2016).

El porcentaje de agua empleada en usos consuntivos respecto al agua renovable es un indicador del grado de presión sobre el recurso hídrico. Este puede ser muy alto, alto, medio, bajo y sin estrés. Si el porcentaje es mayor al 40% se considera grado de presión alto o muy alto (ver escala del grado de presión en fig. 16) (CONAGUA, 2019).

Figura. 17. Grado de presión sobre el recurso hídrico 2018 (CONAGUA, 2019)

V.2 Huella de carbono del ciclo de vida del shale gas

La huella de carbono es la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) producidos durante el ciclo de vida de un producto, un proceso o un servicio (expresada en toneladas equivalentes. Para el caso de shale gas ésta puede calcularse evaluando o midiendo las emisiones directas de CO_2 y las emisiones indirectas de CO_2 producidas por los combustibles fósiles utilizados para extraerlo, desarrollarlo y transportarlo utilizados. También hay que tener en cuenta las emisiones fugitivas de metano y las emisiones por venteo.

Los estudios bibliográficos han demostrado que las emisiones indirectas de CO_2 a lo largo del ciclo de vida del petróleo de esquisto son relativamente pequeñas respecto a las de la combustión directa del combustible. De hecho, las emisiones indirectas oscilan entre 1 y 1,5 g de CO_2/MJ-1, mientras que las emisiones directas oscilan entre 13-15 g CO_2/MJ. Las emisiones indirectas del gas de esquisto son comparables a las debidas a la producción de gas convencional (Francesco & Pietro, 2016).

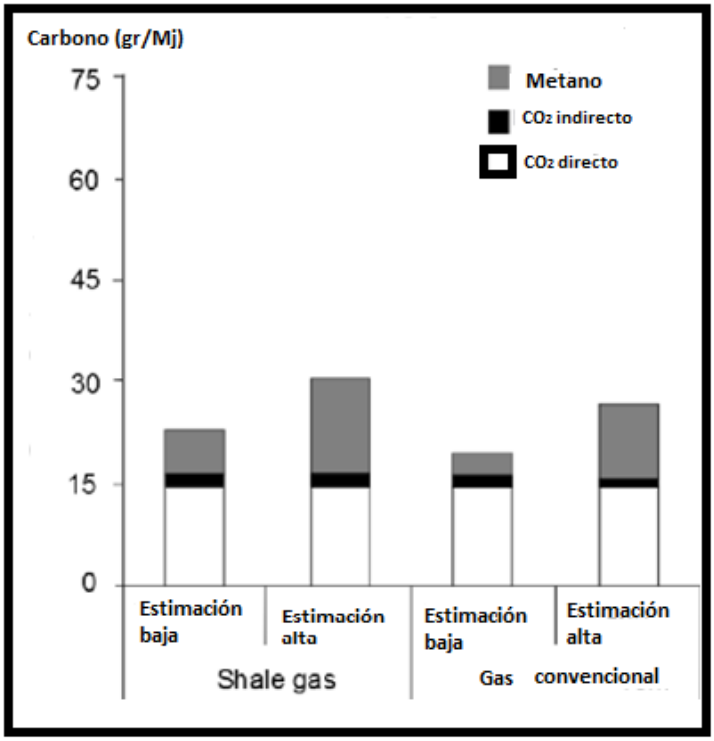

Figura 18. Comparación de emisiones de GEI en gas shale y convencional. Tomada de (Francesco & Pietro, 2016) .

V.3 Contaminación

En lo que se refiere a contaminación del suelo, los insumos tóxicos utilizados en el proceso de fracturamiento y los lodos que brotan del pozo deben ser tratados en apego a consideraciones de seguridad, ya que, de no hacerlo, al producirse derrames, éstos pueden afectar severamente al suelo inhibiendo su vocación productiva, y al lixiviarse, pueden llegar a contaminar los acuíferos subyacentes (SEMARNAT).

Contaminación por radiactividad de aguas de retorno en procesos de extracción de hidrocarburos a partir de fractura hidráulica. La mezcla utilizada en pozos de fractura hidráulica es reutilizada en el mismo pozo en múltiples ocasiones. En el subsuelo, entra en contacto con el agua milenaria que se encuentra en la roca, así como con otras substancias de este estrato geológico, altamente corrosivas o radioactivas, las cuales se mezclan y empiezan a cambiar la conformación de la mezcla inyectada, pudiendo llegar a concentraciones elevadas (SEMARNAT, 2015).

Afectación a la infraestructura carretera y habitacional. El intenso tránsito de camiones de carga por carreteras y caminos vecinales ocasiona su deterioro acelerado; así mismo, los trabajos de reinyección de fluidos pueden ocasionar movimientos telúricos.

Pérdida de la biodiversidad. El desmonte de grandes áreas, la construcción de caminos, el intenso tráfico de vehículos, el polvo, el ruido e intensidad lumínica, pueden afectar a las especies vegetales y animales inhibiendo su capacidad reproductiva, de alimentación, de resistencia acondiciones adversas y a depredadores naturales.

V.4 Terremotos Inducidos

Si bien nuestro país se encuentra en una zona de alta sismicidad debido a que se encuentra en iteración entre las placas de Norteamérica, la del Caribe, la del Pacífico, la de Rivera Maya y la de Cocos. Estas dos últimas se encuentran en subducción con la placa norteamericana.

Los cambios repentinos en la sismicidad de una región que son potencialmente inducidos por la actividad humana se les llaman terremotos inducidos La mayoría de éstos no son causados directamente por la fracturación hidráulica. El aumento reciente de terremotos en el centro de los Estados Unidos se debe principalmente a la eliminación de desecho, mediante la inyección de fluidos subterráneos que son un subproducto de la producción de petróleo (Servicio Geológico de Estados Unidos).

Los principales lugares donde se tiene evidencia que vincula a los sismos como consecuencia de la inyección de fluidos en el centro de los Estados Unidos (Van der Elst NJ, 2013) son los siguientes:

- Centro de Oklahoma con un aumento en la actividad sísmica en 2009 y 2013.
- Snyder, Texas. Se registraron varios sismos durante 2010 y 2011
- Guy, Arkansas.
- Trinidad, Colorado.

VI. EMISIONES RELACIONADAS CON EL SECTOR P&G

Además del dióxido de carbono, el metano es el segundo gas de efecto invernadero que causa el cambio climático. A diferencia del dióxido de carbono, el sistema climático responde rápidamente a los cambios en las emisiones de metano, y la reducción de las emisiones de metano podría brindar la oportunidad de reducir de inmediato la tasa de calentamiento global (Shindell et al., 2012).

VI.1 Descripción de actividades generadoras de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

Las actividades que se realizan en la industria de los hidrocarburos se dividen en: Upstream, Midstream y Downstream. En toda la cadena de valor de la Industria del hidrocarburo se generan emisiones de gases de efecto invernadero como el metano y otros contaminantes.

VI.2 Emisiones de GEI por tipo de actividad

Las emisiones de metano pueden generarse de las siguiente principales fuentes:

- Venteo o quema del gas asociado por razones de infraestructura o económicas.
- Emisiones fugitivas. Incidentes que se puedan presentar como las pérdidas o rupturas de líneas.
- Combustión incompleta de los mecheros por condiciones atmosféricas.

VI.3 Elaboración de escenario base y de mitigación[2]

En esta sección se muestra de manera general las emisiones de CO_2e asociadas a fuentes no convencionales (shale gas) en comparación con una fuente convencional, con las limitaciones de información existente

En ambos casos, las emisiones asociadas a la extracción dependen de los atributos del yacimiento, lo que presenta mucha variabilidad e incertidumbre. Dentro de la cadena de valor de gas natural, las actividades relacionadas con el procesamiento, y métodos de distribución no se relacionan con la técnica de extracción, por lo que emite la misma cantidad de GEI. La diferencia entre las emisiones convencionales y por fracturamiento hidráulico es la perforación horizontal y la fracturación hidráulica, así como, el transporte de agua y productos químicos hasta el pozo y la eliminación de esta mezcla de aguas residuales y productos químicos después de la fracturación.

[2] Los cálculos presentados en esta sección se basan en Citation for published version (APA): Wood, F. R., Gilbert, P., Sharmina, M., Anderson, K., Footitt, A., Glynn, S., & Nicholls, F. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts - Report commissioned by The Co-operative Group. Cooperative Group disponible en https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/50517074/FULL_TEXT.PDF

Escenario de línea base (recursos convencionales)

Escenario de uso de fracturamiento hidráulico

VI.4 Emisiones "adicionales" asociadas a la extracción de shale gas por pozo

Las emisiones durante la extracción pueden dividirse en tres fuentes principales:

1. Combustión de combustibles fósiles para accionar los motores de los taladros, bombas y bombas y compresores, etc., necesarios para extraer el gas natural in situ, y para transportar equipos, recursos y residuos dentro y fuera del pozo.
2. Emisiones fugitivas, es decir, las que escapan involuntariamente durante las fases de construcción y producción del pozo.
3. Emisiones venteadas, que son el resultado del gas natural que se recoge y se quema in situ o se ventila directamente a la atmósfera de forma controlada.

Esta sección se centra en la primera de ellas, ya que es la principal diferencia entre las no convencionales y las convencionales. Las emisiones fugitivas y venteadas de metano dependerán las medidas de control y los procedimientos operativos empleados en cada emplazamiento.

Uso de combustibles	Fugitivas	Venteo
• Extracción de el gas natural in situ, • Transporte de equipos, materiales y residuos	• Emisiones involuntarias durante las fases de construcción y producción del pozo.	• Resultado del gas natural que se recoge y se quema in situ o se ventea directamente a la atmósfera de forma controlada

La figura siguiente muestra en color naranja las etapas de explotación por fracking en donde se presentan emisiones de GEI adicionales a las ocurridas en pozos convencionales, mostrada en color azul

VI.5 Emisiones durante la construcción de la plataforma de pozos

Las principales fuentes de emisiones de GEI de estas etapas proceden de los combustibles utilizados para transportar el equipo de perforación y los materiales al emplazamiento, y el equipo in situ utilizado para suministrar energía a las operaciones. Este paso es común, tanto para las fuentes convencionales como a las no convencionales.

Parte de la instalación de la plataforma es el "motor principal" que le proporciona energía. Los motores primarios suelen ser diésel, pero también hay motores que funcionan con gas natural o gasolina o procedente directamente de la red. El tamaño del motor principal depende de la profundidad requerida y oscila entre los 500 hp de los equipos de perforación poco profundos y los más de 3.000 hp para perforar a profundidades inferiores a los 6.000 metros.

VI.6 Emisiones de la perforación

Las fases iniciales de perforación de las pizarras gasíferas, utilizadas en fracking, son casi idénticas a los pozos verticales que se suelen utilizar en la producción de gas convencional. A efectos de este estudio, se considera que las emisiones asociadas a la perforación vertical son similares tanto para las fuentes de esquisto como para las fuentes convencionales.

Las emisiones asociadas a la perforación horizontal son las mismas que las emitidas durante la perforación vertical. ARI (2008), que se estima en 5.7 litros /pie perforado. Esta cifra equivaldría a un factor de emisión de 15 kg de CO_2/pie perforado (49 kg de CO_2/m).

El combustible adicional necesario para la perforación horizontal es específico del lugar. Asumiendo las mismas emisiones de la perforación vertical, la perforación horizontal adicional varía entre 300-1.500 m (All Consulting 2008) podría suponer una emisión adicional de entre 15 y 75 toneladas de CO_2e, en comparación con un pozo convencional que no utiliza la perforación horizontal. Las cifras de Marcellus Shale sugieren una longitud lateral de 1-1.5 km, lo que equivale a 49-73,5 toneladas de CO_2 en ese lugar.

VI.7 Preproducción - fase de fracturación hidráulica

En esta fase, se encuentra una de las principales fuentes de emisiones adicionales necesarias para extraer gas por fracking en comparación con las fuentes convencionales. La principal fuente de emisiones in situ se debe a la mezcla de materiales de fracturación (bombeo de agua, productos químicos y arena), seguido de la compresión e inyección del material de fracturación. Actualmente, gran parte de este proceso se lleva a cabo con motores diésel, pero también se pueden utilizar combustibles alternativos más ligeros o electricidad, lo que se estima que uso total de combustible es 29000 galones de gasóleo, lo que equivale a 325 toneladas de CO_2/pozo (110.000 litros de gasóleo y 295 toneladas de CO_2/pozo).

Durante la fase de finalización, se requiere el transporte de los productos químicos y el agua utilizados para la fracturación. Algunos estudios sugieren un requerimiento de hasta 13.2 millones de litros de agua por pozo para la fracturación hidráulica. Las emisiones asociadas al uso de agua y productos químicos dependerán de la fuente y del tipo de productos utilizados, que suelen ser confidencial.

La eliminación de aguas residuales es otro factor adicional para los yacimientos de gas de shale, las estimaciones de los fluidos recuperados oscilan entre el 15 y el 80% del volumen inyectado (US EPA, 2010). En Estados Unidos, muchos operadores inyectan el líquido residual de la fracturación en acuíferos salinos, pero esta no es la única opción y es probable que se utilice cada vez más el reciclaje del agua. La elección del uso y la eliminación del agua afectan tanto el costo como a las emisiones de GEI y dependen de tres factores clave: la duración del suministro de agua en el emplazamiento, la ubicación del yacimiento en comparación con los embalses, los ríos y la red de agua bruta y el volumen de agua que se necesita en el emplazamiento.

Las emisiones derivadas del transporte de materiales de fracturación se estiman utilizando el número de viajes de camiones por pozo, suponiendo que el agua transportada procede de una fuente situada a 30 km de distancia, con un factor de emisión de 983. gramos de CO_2/km. Además, se supone que las aguas residuales recuperadas se transportan una planta de tratamiento a la misma distancia. En la planta 0.406 toneladas de CO_2/millón de litros se liberan a la atmósfera (Wáter UK, 2006).

VI.8 En total, las emisiones adicionales por fracking durante la producción de los pozos

La etapa final de la extracción de gas natural consiste en procesar y comprimir el gas para distribución. La composición química del gas Shell extraído es específica de la geología y comprende una mezcla de metano, otros hidrocarburos más pesados y CO_2. La composición determinará en parte la intensidad energética, así como, las emisiones de la fase de producción.

Durante la fase de producción, los hidrocarburos más pesados, y el CO_2 si está presente, se eliminan y el metano restante se comprime para su distribución. Se requieren los mismos pasos tanto si el gas procede de un yacimiento convencional como no convencional. La principal diferencia en esta etapa es la composición del gas procedente de los yacimientos de esquisto y de los convencionales, aún hay opiniones contradictorias sobre esta cuestión:

La tabla 1 muestra las emisiones adicionales asociadas a la extracción de gas de una reserva de esquisto. Para hacer una comparación con un pozo convencional se asumió que todas las emisiones serían equivalentes, con la excepción de los procesos implicados en la fracturación hidráulica y la fase de reflujo. Además, puede haber emisiones fugitivas adicionales de gas natural durante la etapa de fracturación hidráulica y la fase de reflujo que no se han cuantificado. Cualquier emisión de este tipo debería de medirse in situ y se verían afectadas por el uso o ausencia de medidas para limitar las fugas.

Tabla 1: Emisiones adicionales asociadas con la extracción de shale gas

	COMBUSTIÓN **Toneladas de CO_2e**	**SUPUESTO**	**FUENTE DE DATOS**
Perforación horizontal	15-75	Perforación horizontal de 300 - 1500m; 18.6 litros de diésel utilizado por metro perforado.	Consumo de combustible: ALL Consulting (2008) Factores de emisión: DUKES (2010).
Fracturamiento hidráulico y flujo de retorno	295	Basado en el uso promedio de combustible para el fracturamiento hidráulico en 8 pozos perforados horizontalmente en Marcellus shale. El uso total de combustible dado es de 109,777 litros de combustible de Diesel.	Cita de: ALL Consulting "Horizontalmente datos de emisiones de pozos perforados / de alto volumen por fracturamiento hidráulico". Agosto, 2009 tabla 11 p. 10 por el estado de New York (2009). Factores de emisión: DUKES (2010).
Fracturamiento hidráulico y producción química	-	Desconocido.	
Emisiones fugitivas durante el fracturamiento hidráulico	-	Desconocido.	
Transporte de agua	26.2-40.8	Basado en un factor de emisión de vehículos pesados de 983.11 g CO2/km y 60km de ida y vuelta.	Factor de emisión de NAEI (2010). Numero de camiones de la tabla 2.5.

Transporte de salmuera	11.8-17.9	Basado en un factor de emisión de vehículos pesados de 983.11 g CO2/km y 60 km de ida y vuelta.	Factor de emisión de NAEI (2010). Numero de camiones de la tabla 2.5.
Tratamiento de aguas desechadas	0.33-9.4	Basado en una recuperación del 9-80% de 9-29 millones de litros de agua que se requiere por proceso de fracturamiento y un factor de emisión del 0.4061 CO-ML tratado.	Factor de emisión de WATER UK - hacia la sostenibilidad (2006) uso de aguas y caudales de retorno de la sección 2.2.3.
Total por pozo	348-438	Basado en un proceso de fracturamiento.	

VI.9 Comparación del shale gas con el de origen convencional por unidad de energía

En total, las emisiones adicionales por fracking durante la producción de los pozos se encuentran entre 348-438 toneladas de CO_2 por pozo. Pero la extracción por fracking en comparación con el gas de origen convencional depende de la tasa de rendimiento por pozo. Esto es específico del lugar; cuanto mayor sea el volumen de gas natural que se extraiga por pozo, será menor la emisión por metro cúbico de gas.

En total, las emisiones adicionales por fracking durante la producción de los pozos se estima en el rango de 348-438 toneladas de CO_2/pozo, en comparación con el gas de origen convencional, la siguiente tabla muestra los supuestos utilizados en la investigación citada, en donde se especifica que las tasas de emisión deben tratarse con precaución, ya que se basan en una serie de suposiciones, muchas de las cuales se basan en los resultados de un solo yacimiento de gas de esquisto, se desconoce hasta qué punto son aplicables a otros yacimientos de gas de esquisto.

En la tabla 2 se muestran las emisiones de GEI por unidad de energía (CO_2e/TJ) del gas natural que se extrae de diferentes, en ella se observa a tasas de producción bajas tiene una mayor contribución de emisiones de GEI por TJ.

Tabla 2. Emisiones estimadas de CO2e en TJ de energía extraída por vida útil del pozo

	Producción total	Emisiones adicionales de co2e (50% por fracturamiento)	Fuente de información sobre la taza de producción de pozos
	m³/pozo	Toneladas de CO2e/TJ	
Shale gas de antrim (alto)	22,653,600	0.65-0.81	Aurora Oil & Gas Group, Wagmen (2006)
Shale gas de antrim (bajo)	11,326,800	1.30-1.63	Wagmen (2006)
Barnett (ultimo)	67,960,800	0.22-0.27	Wagmen (2006)
Barnett (area de alto riesgo)	31,148,700	0.47-0.59	Wagmen (2006)
Fayetteville (alto)	48,138,900	0.30-0.38	Wagmen (2006)
Fayetteville (bajo)	36,812,100	0.40-0.50	Wagmen (2006)
Marcellus shale	104,000,000	0.14-0.18	New York (2009)
Shale gas de new Albany (alto)	33,980,400	0.43-0.54	Wagmen (2006)
Shale gas de New Albany (bajo)	19,821,900	0.74-0.93	Wagmen (2006)
Palo-duro	42,475,500	0.35-0.43	Wagmen (2006)
Woodford (alto)	70,792,500	0.21-0.26	Wagmen (2006)
Woodford (bajo)	56,634,000	0.26-0.33	Wagmen (2006)

Estimación de emisiones adicionales de GEI por explotación de gas natural no asociado.

A partir de la tabla 2, se estiman los factores de emisiones mínimo y máximo promedio, considerando el poder calorífico neto del gas natural seco no asociado en México fue de 42,103 KJ/m3 (SENER, 2021).

Tabla 3. Factores de emisiones de CO2e adicionales por uso de fracking

	Factor de emisiones adicionales promedio tCO2e/Tj
Mínimo promedio	0.46
Máximo promedio	0.57

Por otro lado, tomando en consideración el escenario de línea base (INECC, 2015) en la variable de producción de gas natural (vol. de gas no asociado producido), se estimó las emisiones adicionales por explotación de shale gas, con el supuesto de que toda la producción de gas del país se realizara mediante fracturamiento hidráulico como se indica en la tabla 4, se tendría a 2030 emisiones adicionales entre 1.04 y 1.31 MtCO2e.

Tabla 4. Estimaciones de prospectiva de emisiones adicionales por fracturamiento hidráulico por gas no asociado producido en México

Año	Gas No Asociado Producido) (TJ) (INECC 2015)	Emisiones adicionales por shale gas mínimo MtCO2e	Emisiones adicionales por shale gas máximo MtCO2e
2013	767,105	0.35	0.44
2014	767,105	0.35	0.44
2015	767,105	0.35	0.44
2016	550,976	0.25	0.31
2017	1,308,303	0.60	0.75
2018	1,241,268	0.57	0.71
2019	1,253,658	0.57	0.72
2020	1,263,825	0.58	0.72
2021	1,306,397	0.60	0.75
2022	1,361,042	0.62	0.78
2023	1,450,952	0.66	0.83
2024	1,570,091	0.72	0.90
2025	1,791,848	0.82	1.02
2026	1,917,658	0.87	1.09
2027	2,098,432	0.96	1.20
2028	2,141,322	0.98	1.22
2029	2,189,930	1.00	1.25
2030	2,288,736	1.04	1.31

Fuente: Cálculos propios basados en Escenario de línea base INECC 2015, y Wood,2011

VII. CONCLUSIONES

Este documento se desarrolló para valorar las emisiones asociadas al uso del fracking en México. En el país existe un potencial de recursos de yacimientos "no convencionales", los cuales solo pueden ser explotados con las tecnologías de extracción no tradicionales como el fracturamiento hidráulico, y que se encuentran situados principalmente en las provincias geológicas de Chihuahua, Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla Burro-Picachos y Veracruz. A marzo del año 2021, los recursos de gas natural tienen una prospectiva de 141.5 [MMMMbpce], el 47% en la región de Sabinas-Burro-Picachos, 38% Burgos y 15% en Tampico Misantla. Las reservas 3P a enero del 2021 alcanzaron un total de 384.2 [MMMpc] (CNH, 2021).

La técnica de fracturamiento hidráulico está asociada a diversos impactos; como alta demanda de agua requerida para el proceso, contaminación de los acuíferos, contribución al calentamiento global, contaminación del suelo y atmósfera, afectación a la infraestructura carretera y habitacional, así como pérdida de la biodiversidad (SEMARNAT, 2015). De los impactos anteriores, destaca el requerimiento de agua ya que en promedio se inyectan 100,000 y 130,000 barriles de este líquido durante la aplicación de la técnica de fracking (Valenzuela, A., 2015). La extracción de agua por la fracturación hidráulica puede afectar a la cantidad y la calidad de los recursos de agua potable al cambiar el equilibrio entre la demanda de recursos hídricos locales y su disponibilidad, situación que se exacerba en zonas con un ato estrés hídrico.

El principal impacto de la explotación por fracturamiento hidráulico se centra en el recurso agua, ya que se requieren en promedio 5.7 millones de litros por pozo, cuyos derrames de aguas de retorno representan un riesgo de contaminación de cuerpos de agua que son fuente de abastecimiento para uso humano, agrícola y otros. La extracción de agua para realizar la fracturación hidráulica puede afectar el equilibrio entre la demanda de recursos hídricos locales y la disponibilidad de esos recursos, lo que es particularmente importante si se considera que 7 de las 12 regiones hidrológicas del país tiene un grado de presión alto sobre los recursos hídricos.

En lo referente a la huella de carbono del fracturamiento hidráulico, las emisiones asociadas a la explotación de gas convencional y no convencional dependen de las características del yacimiento y, en muchos casos, aún no se cuenta con suficiente información lo que genera un alto nivel de incertidumbre en las estimaciones.

En el desarrollo de este documento se realizó la comparación de emisiones de gases de efecto invernadero por la extracción de gas de yacimientos convencionales y no convencionales. En ambos casos se presentan las etapas de extracción,

procesamiento y distribución, donde solo la etapa de extracción es diferente para el fracking y el convencional, lo que implica diferentes emisiones de GEI.

Como parte de la etapa de extracción, el uso de fracking presenta las siguientes actividades que no están presentes en la explotación por mecanismos convencionales:

- Perforación horizontal
- Fracturación hidráulica
- Transporte de agua
- Tratamiento de agua residual

Para cada una de las etapas, se estimaron las emisiones de GEI adicionales por fracking, con el supuesto de que toda la producción de gas del país se realizara mediante fracturamiento hidráulico, dando por resultado que a 2030 se generarían emisiones adicionales anuales entre 1.04 y 1.33 $MtCO_2e$, lo que representa un total de entre 1.7% y 2.2% de las emisiones de GEI generadas por el sector petróleo y gas 2019 (INECC, 2021).

BIBLIOGRAFÍA

- Abellán, A. (2014). Recursos No Convencionales Susceptibles a ser Explotados Mediante Fracking. 101. Obtenido de https://digitum.um.es/digitum/bitstream/10201/40574/1/RECURSOS%20NO%20CONVENCIONALES%20SUSCEPTIBLES%20DE%20SER%20EXPLOTADOS%20MEDIANTE%20FRACKING.pdf
- Advanced Resources International. Inc. (2013). World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment. Obtenido de https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/Libros2011/CD001945.pdf
- CNH. (2016). Atlas Geológico Recursos No Convencionales (Lutita Gas/ Aceite). Obtenido de https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas_geologico_no_convencionales_v3.pdf
- CNH. (2019). Prospectiva de la Producción Nacional de Gas Natural. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural__2_.pdf
- CNH. (2021). Actividad petrolera en plays no convencionales, diciembre 2021. Obtenido de https://hidrocarburos.gob.mx/media/4870/actividad-petrolera-en-plays-no-convencionales-1.pdf
- Comunidad Autónoma de Cantabria. (2012). Ley 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional. BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, 1-3.
- Comunidad Autónoma de Cantabria. (22 de 07 de 2014). Competencias sobre régimen energético y medio ambiente: nulidad de la ley autonómica que prohíbe, de manera absoluta e incondicionada, una determinada técnica de investigación y explotación de idrocarburos (STC 64/1982). Voto particular. BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, 75-98.

- Comunidad Autónoma de La Rioja. (2013). Ley 7/2013, de 21 de junio, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional. BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, 50954-6.
- CONAGUA. (2019). Estadísticas del Agua en México 2019. Obtenido de http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2019.pdf
- EPA. (2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States.
- Francesco, F., & Pietro, B. (2016). Carbon Footprint as a Tool to Limit Greenhouse Gas. doi:DOI: 10.5772/62281
- GEOILGAS Consultats. (2020). LUTITAS (Shale). Rocas sedimentarias de interés petrolero. Obtenido de https://www.geooilgas.com/lutitas-shale-rocas-sedimentarias-de-interes-petrolero/
- INECC. (2021). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuetos de Efecto Invernadero 1990-2019.
- JORF. (2011). 2011-835 du 13juillet2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique. JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, Texte 2 sur 129.
- National Assembly of the Republic of Bulgaria. (2018). ANNEX to the Proposal for a Council Decision on the signing, on behalf of the European Union, of the Economic Partnership Agreement between the European Union and Japan. European Comission, 198-203. Obtenido de https://www.parliament.bg/pub/ECD/3001844_EN_annexe_proposition_cp_part1_v4.docx
- Pérez, P. M. (27 de Mayo de 2021). La estrategia de Estados Unidos para la exportación de gas natural licuado y su proyecto de configuración de un dominio energético. (UNAM, Ed.) Norteamérica, 9-33. doi: https://doi.org/10.22201/cisan.24487228e.2021.1.424
- SEMARNAT. (2015). Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos. cdmx. Obtenido de

https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/Libros2011/CD001945.pdf

- SEMARNAT. (2015). Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas. D.F. Obtenido de https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/Libros2011/CD001945.pdf
- SENER. (2022). Sistema de Información Energética. Obtenido de https://sie.energia.gob.mx/
- Servicio Geológico de Estados Unidos. (s.f.). Does fracking cause earthquakes? Obtenido de https://www.usgs.gov/faqs/does-fracking-cause-earthquakes
- Van der Elst NJ, S. H. (Julio de 2013). Enhanced remote earthquake triggering at fluid-injection sites in the midwestern United States. Science. doi:10.1126/science.1238948
- Wood, F. R. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. Obtenido de https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/50517074/FULL_TEXT.PDF

MEDIO AMBIENTE

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

INECC

INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO