

## Comparación en los métodos de extracción del gas shale

GAMBOA-HERNÁNDEZ, Adriana<sup>1\*†</sup>, PARGA-TORRES, José Refugio<sup>1</sup> y MORENO-CASILLAS, Héctor<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tecnológico Nacional de México, Instituto Tecnológico de Saltillo, Depto. de Posgrado. Blvd. Venustiano Carranza 2400, Tecnológico, 25280 Saltillo, Coah.

<sup>2</sup>Tecnológico Nacional de México, Instituto Tecnológico de la Laguna

Recibido 04 Enero 2017; Aceptado 25 Marzo, 2017

### Resumen

El gas natural es una de las fuentes de energía más limpia por tener bajas emisiones al ambiente. Dentro de las nuevas tecnologías para su extracción se encuentran los gases de baja permeabilidad o no convencionales, que se encuentran atrapados en profundidades de mil a cinco mil metros de profundidad. Este gas es denominado gas shale, gas de esquisito o de lutita. Sus ventajas radican en que es abundante, barato y más limpio al ser quemado, en comparación con el resto de los combustibles fósiles. Se considera que el aprovechamiento de este recurso apropiadamente podría cubrir las necesidades de consumo de la región e inclusive, planear las posibilidades de exportación. Los principales procesos de extracción para este tipo de gas son: fracturación hidráulica, extracción con CO<sub>2</sub> y extracción con gel propano. El dilema que presenta esta fuente de energía es el procedimiento de extracción, habiendo mucha información con respecto a la fracturación hidráulica y sus repercusiones al ambiente, contrario a las nuevas tecnologías que podrían ser alternativas viables y más amables con el medio ambiente. Esta investigación busca la difusión de estas nuevas propuestas y evaluar su posibilidad de uso en nuestro país, que es el sexto más rico en este recurso natural.

### Gas shale, métodos de extracción

### Abstract

Natural gas is one of the cleanest energy sources because it has lower emissions to the environment. Among the new technologies for its extraction, are the low permeability or non-conventional gases, which are trapped at depths of one thousand to five thousand meters deep. This gas is called shale gas, or weird gas. According to expert predictions, the advantages of shale gas lie in, that it is abundant, cheap and cleaner to be burned, compared to the rest of the fossil fuels. It is considered that the use of this resource could adequately meet the consumption needs of the region and even plan the possibilities of exporting this gas. The main extraction processes for this type of gas are: hydraulic fracturing, extraction with CO<sub>2</sub>, and extraction with propane gel. The dilemma presented by this source of energy is the extraction procedure, because there is a lot of information regarding hydraulic fracturing and its impact on the environment, contrary to new technologies that could be viable alternatives and more environmentally friendly. This research seeks the dissemination of these new proposals and to evaluate their possibility of use in our country, which is the sixth richest in this natural resource.

### Gas shale, extraction methods

**Citación:** GAMBOA-HERNÁNDEZ, Adriana, PARGA-TORRES, José Refugio y MORENO-CASILLAS, Héctor. Comparación en los métodos de extracción del gas shale. Revista de Simulación y Laboratorio. 2017, 4-10: 28-35.

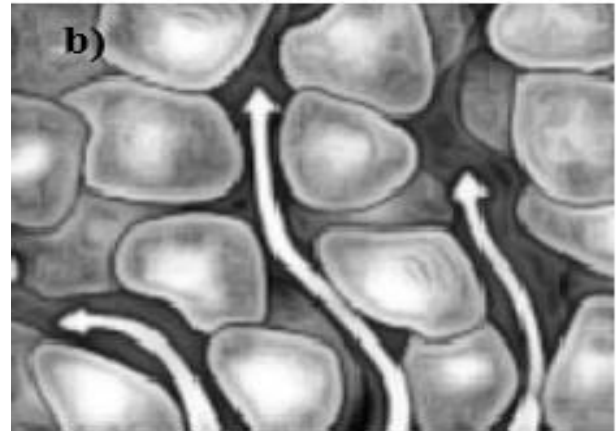
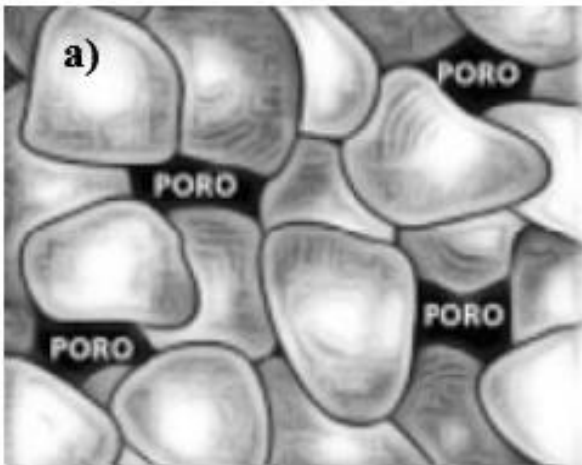
\*Correspondencia al Autor (Correo Electrónico: adrianag\_08@hotmail.com)

†Investigador contribuyendo como primer autor

## Introducción

La creciente demanda referente a la volatilidad del costo y consumo de recursos no renovables, petróleo y gas natural, ha generado la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía y más económicas. En este sentido, la producción de gas shale: presente desde 1821, ha tomado un auge considerable en la última década y representa una buena alternativa ante esta problemática, siendo aplicada mundialmente en Estados Unidos, China, Canadá y Rusia; estando en desarrollo en Australia, Argentina y Brasil entre otros. Debido a la estimación de la reducción en costo, tiene un precio de 3 a 4 veces menor que el gas natural en Estados Unidos (Papatulica, 2014).

Uno de los energéticos mayormente consumido es el gas natural, de origen fósil, se localiza en el subsuelo y está asociada con otros energéticos como el petróleo e hidrocarburos. Se encuentra atrapado entre las porosidades de las rocas subterráneas (como la arena, roca caliza o dolomita) y dependiendo de su porosidad (figura 1.a) será la cantidad de gas almacenado disponible para su extracción. También la permeabilidad (figura 1.b) que es la alineación de los poros de las rocas y su conexión, permite el flujo de gas al exterior (figura 1).

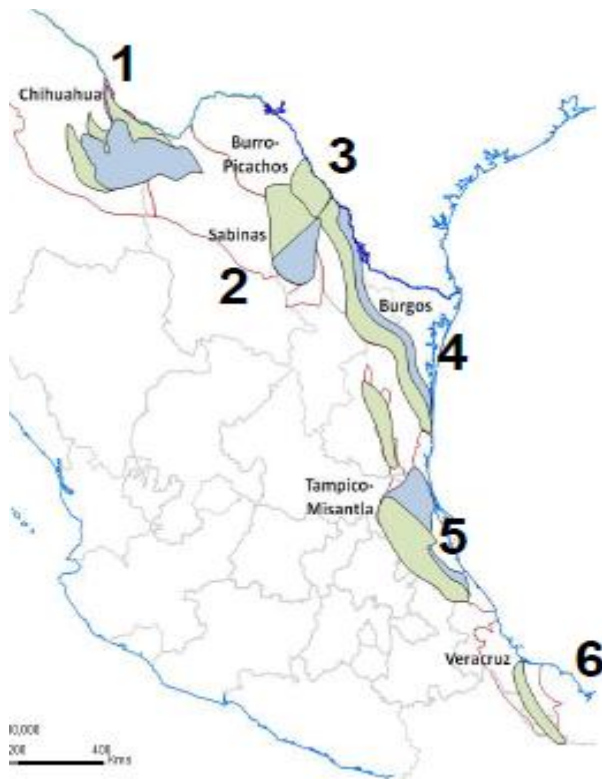


**Figura 1** Rocas para extracción del gas según su a) porosidad, b) permeabilidad (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, n.d.)

Para considerar la extracción de este tipo de gas, se cumplen con las siguientes características: una riqueza orgánica total (COT) mayor a 2 mg/kg, tener litología de carbonatos arcillosos con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento, tener gas libre dentro de los espacios porosos y presentar gas abosorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

## Gas shale en México

Este recurso puede ser una fuente de energía aprovechable en gran parte de nuestro país (Figura 2), buscando no sólo solventar la demanda interna, sino hasta buscar la exportación del energético, según lo permitan los niveles de explotación y conforme a la rentabilidad del mismo.



**Figura 2** Reservas de gas shale identificadas en México (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, n.d.)

En 2010, se empezaron los trabajos de exploración del gas en territorio mexicano, siendo para abril del 2011 que la Energy Information Administration (EIA) publicó que había un recurso técnicamente recuperable en México, principalmente en los estados de Tampico, Veracruz, Coahuila y Chihuahua.

Las principales cuencas mexicanas identificadas en las provincias geológicas precursoras de lutitas aceitíferas-gasíferas son: Curro-Picachos – Sabinas, Burgos, Tampico – Misantla, Veracruz y Chihuahua. Se destaca la cuenca de Burro - Picachos y Sabinas (ambas con Coahuila) como las zonas geológicas con una mayor riqueza orgánica, así como una baja complejidad estructural y maduración de sus reservas lo que las califica como las mejores zonas potenciales de explotación (Exploración, 2012).

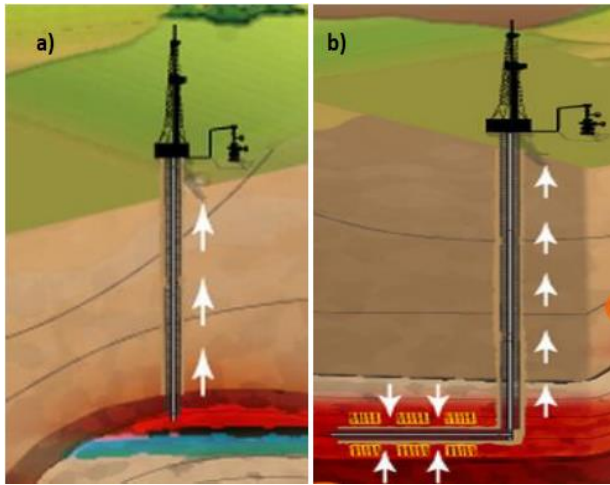
Esto demuestra que el recurso presente en México es factible de aprovechamiento, siendo ésta una tecnología emergente con una buena perspectiva en el fortalecimiento del sector energético y en la minimización de emisión de contaminantes atmosféricos.

### Explotación del gas shale

Las explotaciones de los yacimientos del gas pueden dividirse en convencionales y no convencionales. Los yacimientos convencionales son de rocas altamente porosas y se realiza la perforación hasta la capa impermeable donde está almacenado el gas natural (figura 3.a).

Los yacimientos no convencionales tienen bajo contenido energético con respecto al volumen de la roca, tienen áreas extensas de dispersión de yacimientos y baja permeabilidad (Estrada, 2013). En este rubro se encuentran la extracción del gas shale, que tiene una composición muy similar al gas natural proveniente de yacimientos convencionales y que dependerá de su forma de extracción y ubicación del yacimiento (Khojasteh Salkuyeh & Adams, 2008).

Su extracción consiste en generar grietas en el subsuelo a grandes profundidades en donde el gas se encuentra atrapado, logrando la fracturación de la roca madre (pizarras y esquistos) para liberar el gas (figura 3.b). Dichas fracturas se realizan mediante explosivos o bien, usando fluidos a alta presión, utilizando en algunas ocasiones aditivos químicos, dependiendo de la metodología a emplear en la extracción.



**Figura 3** Explotación de gas a) convencional, b) no convencional

Se encuentran definidos tres procedimientos de extracción: Fracturación hidráulica (que es la más conocida y usualmente aplicada en la extracción del combustible), explotación con gel y fracturación con CO<sub>2</sub> líquido; las dos últimas son técnicas innovadoras que buscan la reducción del uso de agua.

### Fracturación hidráulica

Debido a que las formaciones de gas shale son en profundidades mayores a los 1000 m, se utiliza la perforación vertical (como los medios convencionales) hasta alcanzar la profundidad del recurso y posteriormente se hace la perforación horizontal.

Después se detonan explosivos para provocar grietas o facturas en el subsuelo que son ensanchadas con la inyección de un flujo a presión elevada (generalmente agua en un 98%) con aditivos químicos (2%) y arena (como agente de apuntalamiento para extender y mantener las grietas abiertas (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, n.d.)). De este modo se llega a la roca para fracturar su capa impermeable y liberar el gas metano contenido.

Hay estudios que mencionan que la formación de fracturas, son específicas según su técnica, y desempeña un papel fundamental en el aprovechamiento de la reserva, debido a que también afecta el comportamiento del flujo de gas liberado (Cao, Liu, & Leong, 2016).

Dentro de sus ventajas se encuentra la gran cantidad de información y tecnología disponible de yacimientos convencionales para este tipo de extracciones, y que en EU, debido a la gran demanda de energéticos, hace redituable este proceso a compañías privadas.

Sus desventajas se asocian más a los aspectos ambientales que ocasiona:

Las perforaciones convencionales utilizan agua para la perforación vertical en la que enfrían y lubrican el cabezal de perforación y eliminar el lodo resultante. La facturación hidráulica necesita alrededor de diez veces más de agua para la fracturación posterior a la perforación. El agua residual proviene de tres fuentes principalmente:

1. Lodos de perforación, son el flujo de residuo de menor volumen, de alta densidad que se usan durante la perforación para enfriar y lubricar el equipo.
2. Agua de residuales, las de mayor volumen, y consiste en el flujo para fracturar y que retorna directamente a la superficie después de la operación.
3. Residuos de salmueras, que es el flujo que tarda más en llegar a la superficie y que es colectada desde el pozo a lo largo de la operación durante el tiempo de vida del pozo (Turan, Erkan, & Engin, 2017).

El agua residual puede llevar: metales pesados, benceno, metanol, xileno (Reins, 2011) y radioactivos que se mezclan con los reflujos de la roca.

Debido a estos contaminantes y a los aditivos químicos para la fracturación (tensoactivos, agentes ajustadores de pH, inhibidores de corrosión, biocidas, antioxidantes, bactericidas), alrededor del 40% del agua utilizada es recuperable y tratada por medio de procesos electroquímicos obteniendo grandes eficiencias en la remoción de contaminantes (Turan et al., 2017). Otro riesgo de estos contaminantes es su posible filtración hacia aguas subterráneas

La emisión de gases en cuanto a las fugas de gas metano, se menciona en un estudio desarrollado en el 2011, que las fugas de un yacimiento convencional son entre 1.7 y 6%, contra las de un yacimiento no convencional, que son entre 3.6 y 7.9% (Melikoglu, 2014).

También se asocian pequeños eventos sísmicos debido a la fracturación hidráulica. En estudios recientes, se demuestra que en sitios con fallas presentes, hay un pequeño aumento en eventos microsísmicos cerca de estos yacimientos, debido a las grandes áreas superficiales disponibles para la fractura.

### Explotación con gel propano

La empresa GASFRAC, desarrolló el uso de un gel en base en propano líquido para fracturar que no consume agua (Reyes Dávalos, 2014). En los estudios realizados por Robert Lestz en el 2010 como jefe de tecnología en la empresa, se encaminaron a la búsqueda de la eliminación de agua como medio de fractura, y se encontró el gel propano.

El gel espeso de propano es bombeado en las profundidades de la roca shale, junto con ciertas cantidades de agente apuntalador (arena). A diferencia de la fracturación hidráulica, el gel cambia a vapor antes de regresar a la superficie junto con el gas natural y sin llevar consigo químicos adicionales.

También se demostró ser más eficiente porque deja fluir mejor el gas natural hacia la superficie, a diferencia de la fracturación hidráulica, que cuando no hay una adecuada succión del agua, quedan remanentes que pueden ser un obstáculo a aquellos poros que aún no han liberado el gas natural.

Esta empresa ha reportado un aumento del 25% de recuperación del gas por esta técnica. Dentro de sus desventajas se cuentan el costo inicial del propano, que es explosivo y por tanto requiere de equipo especial para su manejo y reducción de riesgos. Los costos también aumentan por los sensores de propano presentes en la extracción y los monitores de infrarrojo que permiten la visualización de fugas (Harrington, 2012).

### CO2 supercrítico

El uso del CO2 líquido para la fracturación es común en EU y Canadá, pero la aplicación de CO2 supercrítico aún está en investigación. Empresas como General Electric estudian su viabilidad (Reyes Dávalos, 2014). También en el Laboratorio Nacional de Los Álamos (LANL) están en la búsqueda de nuevas tecnologías que puedan ser menos dañinas que la fracturación hidráulica, y han ganado interés el uso de ciertas espumas inertes, como el CO2 supercrítico.

Un fluido supercrítico es aquel que está por encima de su temperatura y presión "crítica" en donde no hay distinción entre líquidos y gases. Esta propiedad le ayuda a difundirse como gas en un sólido y disolver sustancias como líquido. Los fluidos supercríticos son sustitutos de disolventes orgánicos usados en procesos de laboratorio e industriales. El CO2 supercrítico es miscible con el metano y ayudará a la extracción de éste de las rocas de muy baja permeabilidad. Se considera que la presión a la que vendría almacenado este fluido podría ser suficiente, aunque dependerá de la formación y profundidad del yacimiento (Estrada, 2013).

Algo muy distintivo en este procedimiento es que hay una mayor afinidad de la roca de lutita por el CO<sub>2</sub> que por el gas metano, por lo que su movilidad ayudará a una mejor extracción. El CO<sub>2</sub> llevará consigo algún agente de apuntalamiento para mantener las grietas abiertas, de este modo se llevará acabo el desplazamiento del metano por el CO<sub>2</sub> (Pei, Ling, He, & Liu, 2015).

De las ventajas que presenta el usar fluidos supercríticos están: minimización de residuos, aumento de la difusividad al sistema que lo rodea, baja viscosidad para fluir mejor, mejor capacidad de transferencia de materia lo que permitirá una mejor extracción (Estrada, 2013). Del aspecto ambiental, hay que considerar la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de plantas eléctricas en el ambiente, pues puede ser una opción para almacenar este gas en los yacimientos liberados del gas shale. Sólo se tiene que considerar una re-presurización del CO<sub>2</sub> para que quede fijo en estos yacimientos (Middleton et al., 2015).

**Comparación de los métodos de extracción**

En la tabla 1, se presenta la comparación de las ventajas y desventajas de cada método, para visualizar los aspectos en los que cada metodología ayuda, no solo la extracción del gas shale, sino también en las repercusiones que genera.

A modo de similitud, todas generan un producto con alta calidad de aprovechamiento energético, y quitando este aspecto, pueden visualizarse más condiciones que se presentan en el tipo de fracturación que se realiza para explotar este recurso natural.

Método	Ventajas	Desventajas
Fracturación Hidráulica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Procedimiento y tecnología conocida.</li> <li>- Gran cantidad de estudios realizados sobre este tipo de fracturación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gasto de agua.</li> <li>- Contaminación de agua del proceso.</li> <li>- Riesgo de contaminación de agua subterránea.</li> <li>- Generación de eventos microsísmicos.</li> <li>- Emisiones por fugas.</li> <li>- Posibles bloqueos de los poros y canales por la arena.</li> </ul>
Explotación con el propano	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumento en el rendimiento</li> <li>- Disminución/eliminación del consumo de agua de fracturación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costo del propano.</li> <li>- Aumento en el riesgo de explosión.</li> <li>- Costos de equipo y monitoreo especial.</li> </ul>
CO <sub>2</sub> supercrítico	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disminución/eliminación del agua para fracturación.</li> <li>- Aumento de producción de gas natural.</li> <li>- Aprovechamiento de un gas de emisión.</li> <li>- Opción de almacenamiento del CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Aumento de la efectividad con rocas de baja permeabilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costo del CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Pérdidas de gas natural por miscibilidad con el CO<sub>2</sub>.</li> <li>- El almacenamiento del CO<sub>2</sub> después de la liberación del gas generará gastos de re-compresión.</li> </ul>

**Tabla 1** Comparación de los métodos de extracción del gas shale

Aun cuando éstas han sido las principales formas de extracción, estudios recientes muestran que aún hay áreas de oportunidad de investigación que podrían promover un aumento en la producción de gas shale. Estás son principalmente tres:

- a. El estudio del mecanismo de flujo y fractura, pues dependiendo del método, se podrían establecer los modelos de producción en base a la eficiencia de la fractura.

- b. El enfoque a una producción a largo plazo, dado que la experiencia muestra que la mayoría de los pozos de extracción de gas shale, tienen una producción rentable después del primer año, debido a la ineficiente producción y falta de cuidado para proyectar a largos plazos.
- c. La información sobre la re-fracturación de pozos, donde hay posibilidades de re-estimular ciertas áreas, donde el costo de extracción sería menor que la instalación de un nuevo pozo (Middleton, Gupta, Hyman, & Viswanathan, 2017). Esto sin descuidar la parte de desarrollo sustentable.

### Conclusiones

Para comparar las metodologías, no sólo hay que compensar una producción mayor de gas shale para que pueda ser considerada una alternativa, también hay que considerar las afectaciones ambientales que ellas generan. Es imposible soñar con que alguna tecnología sea totalmente inocua, pero teniendo conciencia ambiental, ayudará a buscar que los desarrollos tecnológicos sean creados en forma sustentable, adquiriendo no sólo el beneficio del recurso energético, sino también la seguridad de que se minimizarán y controlarán los efectos secundarios a largo plazo.

### Agradecimientos

Los autores desean agradecer el apoyo a este trabajo: al CONACYT por la beca otorgada, a Minas de Bacis S. A. de C. V.; al Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico de Servicios Administrativos Peñoles S. A. de C. V. por su gran ayuda tecnológica y de análisis. De igual manera, agradecer al Tecnológico Nacional de México, IT de Saltillo e IT la Laguna por las facilidades otorgadas para la realización de esta investigación.

### Referencias

- Cao, P., Liu, J., & Leong, Y. (2016). A fully coupled multiscale shale deformation-gas transport model for the evaluation of shale gas extraction. *Fuel*, 178, 103–117. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.03.055>
- Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S. A. de C. V. (n.d.). Fracturación de pozos para extracción de gas.
- Estrada, J. H. (2013). Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica. Naciones Unidas.
- Khojasteh Salkuyeh, Y., & Adams, T. a. (2008). A novel polygeneration process to co-produce ethylene and electricity from shale gas with zero CO2 emissions via methane oxidative coupling. *Energy Conversion and Management*, 92, 406–420. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.081>
- Melikoglu, M. (2014). Shale gas: analysis of its role in the global energy market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 460–468. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.002>
- Middleton, R. S., Carey, J. W., Currier, R. P., Hyman, J. D., Kang, Q., Karra, S.,... Viswanathan, H. S. (2015). Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: Opportunities and challenges for supercritical CO2. *Applied Energy*, 147, 500–509. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.023>
- Middleton, R. S., Gupta, R., Hyman, J. D., & Viswanathan, H. S. (2017). The shale gas revolution: barriers, sustainability, and emerging opportunities. *Applied Energy*, 199, 8895. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.034>

Papatulica, M. (2014). Arguments Pro and Against Shale Gas Exploitation Worldwide and in Romania. *Procedia Economics and Finance*, 8, 529–534. [https://doi.org/10.1016/S2212-5671\(14\)00124-5](https://doi.org/10.1016/S2212-5671(14)00124-5)

Pei, P., Ling, K., He, J., & Liu, Z. (2015). Shale gas reservoir treatment by a CO<sub>2</sub>-based technology. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.03.026>

Reins, L. (2011). The shale gas extraction process and its impacts on water resources. *Review of European Community and International Environmental Law*, 20(3), 300–313.

Reyes Dávalos, J. Á. (2014, November). Las lutitas que atrapan el gas shale. *Bordeando El Monte*. Secretaría Del Medio Ambiente.

Sociedad Geológica Mexicana. (2012). *Aceite y Gas en Lutitas*. Avances en la evaluación de su potencial en México.

Turan, N. B., Erkan, H. S., & Engin, G. O. (2017). The investigation of shale gas wastewater treatment by electro-fenton process : statistical optimization of operational parameters. *Process Safety and Environmental Protection*, 109, 203–213. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2017.04.002>