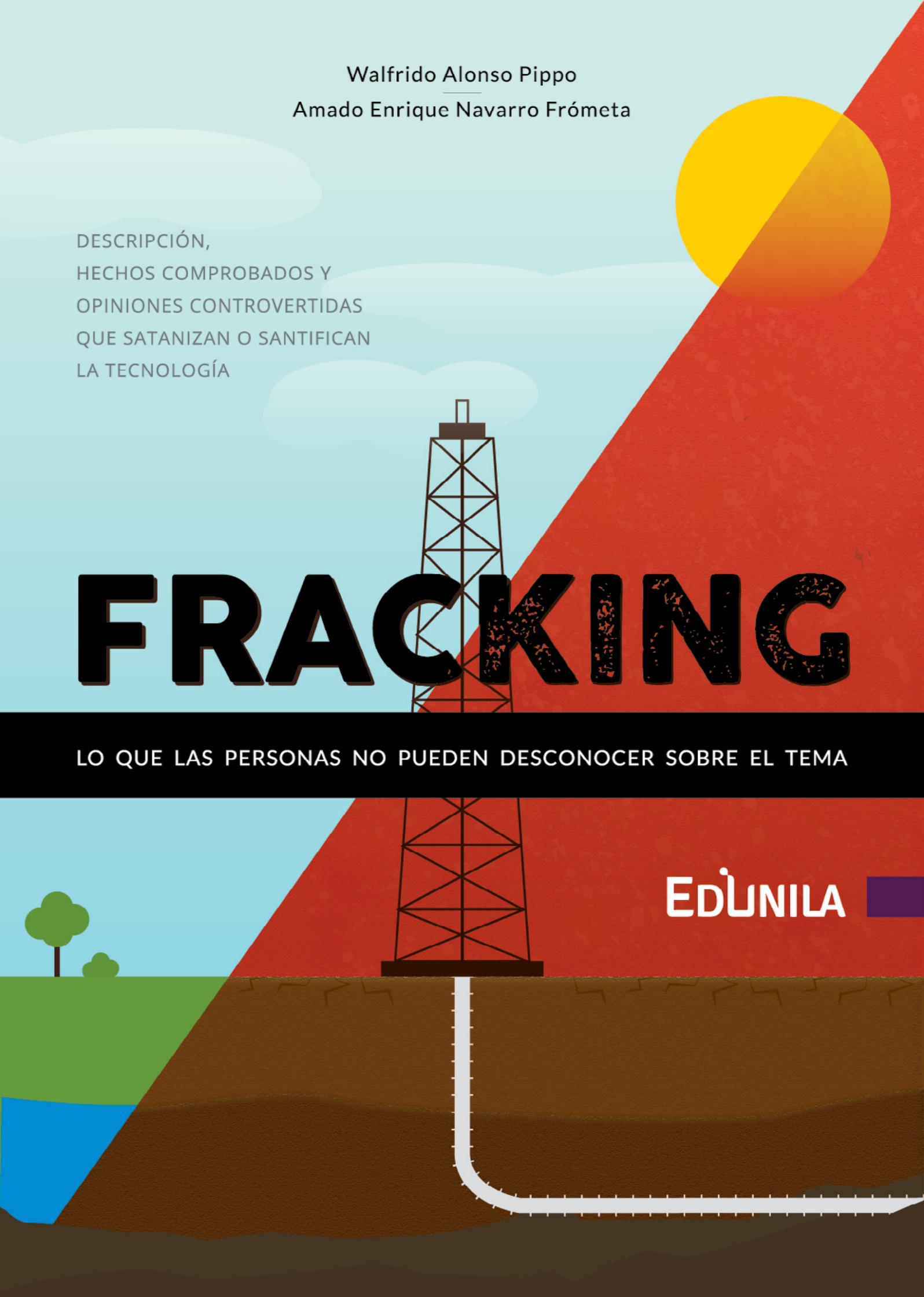


Walfrido Alonso Pippo
Amado Enrique Navarro Frómata

DESCRIPCIÓN,
HECHOS COMPROBADOS Y
OPINIONES CONTROVERTIDAS
QUE SATANIZAN O SANTIFICAN
LA TECNOLOGÍA

FRACKING



LO QUE LAS PERSONAS NO PUEDEN DESCONOCER SOBRE EL TEMA

EDUNILA

Walfrido Alonso Pippo e
Amado Enrique N. Frómeta

FRACKING

lo que las personas no pueden desconocer sobre el tema

Foz do Iguaçu - PR

EDUNILA
Editora da
Universidade Federal da
Integração Latino-Americana

2021

Catálogo na Publicação (CIP)

P665f Pippo, Walfrido Alonso; Frómeta, Amado Enrique N.
Fracking: lo que las personas no pueden desconocer sobre el tema/ Walfrido Alonso Pippo; Amado Enrique N. Frómeta. Foz do Iguaçu: EDUNILA, 2021.
69 p.: il.
ISBN: 978-65-86342-15-4
1. Fraturamento hidráulico. 2. Petróleo - Exploração. 3. Meio ambiente. 4. Riscos ambientais. I. Pippo, Walfrido Alonso. II. Frómeta, Amado Enrique N. III. Título.

CDU 66-91

Ficha Catalográfica elaborada por Leonel Gandi dos Santos CRB11/753

Todos os direitos reservados. Nenhuma parte desta obra poderá ser reproduzida, arquivada ou transmitida por qualquer meio ou forma sem prévia autorização por escrito da EDUNILA – Editora Universitária.



EDUNILA – Editora Universitária
Av. Tancredo Neves, 6731 – Bloco 4
Caixa Postal 2044
Foz do Iguaçu – PR – Brasil
CEP 85867-970
Fones: +55 (45) 3522-9832
(45) 3522-9843 | (45) 3522-9836
editora@unila.edu.br
www.unila.edu.br/editora

Editora associada à



Associação Brasileira
das Editoras Universitárias

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA
INTEGRAÇÃO LATINO-AMERICANA**

Gleisson Pereira de Brito *Reitor*

Luis Evelio Garcia Acevedo *Vice-reitor*

EDUNILA – EDITORA UNIVERSITÁRIA

Mario René Rodríguez Torres *Chefe da EDUNILA*

Ailda Santos dos Prazeres *Assistente em administração*

Francieli Padilha B. Costa *Programadora visual*

Leonel Gandi dos Santos *Bibliotecário-documentalista*

Natalia de Almeida Velozo *Revisora de textos*

Nelson Figueira Sobrinho *Editor de publicações*

Ricardo Fernando da Silva Ramos *Assistente em administração*

CONSELHO EDITORIAL

Mario René Rodríguez Torres *Chefe da EDUNILA*

Natalia de Almeida Velozo *Representante do Órgão Executivo da EDUNILA*

Elaine Aparecida Lima *Representante dos técnico-administrativos em educação da UNILA*

Yuli Andrea Ruiz Aguilar *Representante dos discentes da UNILA*

Ulises Bobadilla Guadalupe *Representante do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território (ILATIT – UNILA)*

Laura Márcia Luiza Ferreira *Representante do Instituto Latino-Americano de Arte, Cultura e História (ILACH – UNILA)*

Marcela Boroski *Representante do Instituto Latino-Americano de Ciências da Vida e da Natureza (ILACVN – UNILA)*

Debbie Guerra *Membro externo – Universidad Austral de Chile*

Norma Hilgert *Membro externo – Universidad Nacional de Misiones (Argentina)*

María Constantina Caputo *Membro externo – Universidade Federal da Bahia (UFBA)*

Daniela Birman *Membro externo – Universidade Estadual de Campinas (Unicamp)*

EQUIPE EDITORIAL

Silvia Reynoso (Espanglish) *Revisão de textos (língua espanhola)*

Mario René Rodríguez Torres *Revisão de textos (língua espanhola)*

Natalia de Almeida Velozo *Revisão de textos (prova)*

Leonel Gandi dos Santos *Normalização bibliográfica*

Francieli Padilha *Capa, projeto gráfico e diagramação*

PRÓLOGO

Ing. Alejandro Villalobos Hiriart¹

El trabajo que han desarrollado los Drs. Walfrido Alonso Pippo y Amado Enrique Navarro Frómata de la Universidad Federal de Integración Latinoamericana, Foz de Iguazú, Brasil, y la Universidad Tecnológica de Izúcar de Matamoros, Puebla, México, respectivamente, establece los conocimientos elementales que cualquier profesional, independientemente de su formación, debería tener sobre un tema actual muy controvertido sobre la producción de petróleo y gas por medio de la fracturación hidráulica, el trabajo contesta ágilmente las preguntas que se pudieran plantear sobre, al tiempo que es de fácil entendimiento y comprensión, lo aborda desde un marco histórico del surgimiento de esta tecnología en paralelo con el desarrollo de las tecnologías convencionales usadas para extraer petróleo de yacimientos, también contesta las preguntas de dónde, cómo y por qué se ha desarrollado la tecnología de fracturación hidráulica, por medio de una lectura lógica en sus secuencias y de fácil entendimiento.

El trabajo aborda desde los conceptos básicos, como una explicación de sus orígenes primero como un elemento de la recuperación mejorada de los yacimientos convencionales de petróleo y gas, hasta su desarrollo como una fuente competitiva, destacando el éxito sin precedentes que se ha tenido en los Estados Unidos, incluyendo recientemente la producción de grandes cantidades de petróleo y de gas natural, donde el precio de este último energético ha disminuido a un nivel sin precedentes haciendo mucho más competitiva a la economía de los Estados Unidos, lo que significa una fuente de energía con menor contaminación ambiental.

El tema de la competitividad económica de esta tecnología es tratada con sobriedad, estableciendo hasta dónde es rentable la tecnología de fracturación hidráulica en comparación con los costos de producción de los yacimientos convencionales, e incluye también en qué etapas del proceso de producción se obtienen los porcentajes de costos.

¹ El Ing. Alejandro Villalobos Hiriart, es ingeniero químico egresado de la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM, 1970) y Magister en Economía Administrativa por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey (1987). Cuenta con 52 años de experiencia en el campo de procesamiento de hidrocarburos, operación, mantenimiento, diseño, capacitación y dirección en la producción de crudo y gas, procesamiento de gas natural, refinamiento y petroquímica, producto de 30 años de experiencia en Petróleos Mexicanos (28 años), el Instituto Mexicano del Petróleo (10 años), en la Facultad de Química de la UNAM como catedrático (22 años), ha brindado innumerables conferencias en las principales universidades e institutos de México, y actualmente se desempeña como consultor en empresas de la iniciativa privada (durante los últimos 6 años).

Cabe mencionar que el trabajo desarrollado aun no incluye la última vicisitud reciente de la disminución de precios por la guerra comercial entre Rusia y Arabia Saudita.

Posteriormente, los autores hacen un análisis de las experiencias que se han tenido con la aplicación del *Fracking* tanto en México como en Argentina, en donde la aplicación de esta tecnología no ha sido muy exitosa y también en Brasil, donde se mencionan algunos temas de interés de la comparación con la producción de biocombustibles.

En la parte final del trabajo se trata el problema de los riesgos ambientales que puede causar esta tecnología, con énfasis en la contaminación de los mantos freáticos que es uno de los problemas principales, aunque también se mencionan otros que se han experimentado en los Estados Unidos tales como la contaminación del aire, la amenaza a la flora y a la fauna, el riesgo del incremento de la actividad sísmica, los efectos sobre la salud en las poblaciones aledañas a las zonas de explotación por medio del incremento de la radioactividad de los desechos y elementos como pueden ser, fundamentalmente, el mercurio, arsénico y plomo.

Establece un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas), para beneficio de los lectores, destacando los argumentos a favor y en contra del uso de esta tecnología, lo cual concluye con la comparación de los argumentos a favor y en contra de la tecnología de la fracturación hidráulica.

En resumen, este trabajo es un excelente desarrollo de conocimientos elementales del uso de la tecnología de fracturación hidráulica para que con estas herramientas exista un sustrato sólido de conocimientos para aquellos que estén interesados en conocer acerca del tema, como también para los que posteriormente deseen profundizar en los temas de esta controversial tecnología.

ANTECEDENTES Y AGRADECIMIENTOS

Los autores de este libro (Kike y Pippo) se conocieron cruzando guantes, más de una vez, en el océano Atlántico, durante las travesías Habana-Odessa-Habana, en un tiempo que hoy podemos llamar de “remoto”. Fueron, después, colegas de trabajo durante años y compartieron innumerables momentos en la docencia, en la ciencia y en la vida. La mayoría de ellos con alegría, aunque la situación fuera adversa. Dejamos de vernos durante más de una década y cuando nos reencontramos (gracias a Kike-Enrique Navarro) ya no teníamos la misma energía para darnos unos puñetazos y preferimos beber unos tragos y recordar que lo único que no puede perder un hombre (común ¡eh!) a nuestra edad son “...las malas ideas”, en el mejor sentido de la palabra... ¡A buen entendedor, pocas palabras!

No hace mucho hicimos un trabajo en grupo (gracias a Kike) y ahora estamos presentando un libro escrito a cuatro manos. Por eso, sin falsa modestia, los autores se agradecen mutuamente la extraordinaria oportunidad que tienen de continuar trabajando, siempre con la misma alegría cada vez que se ven o hablan.

El autor Pippo (Walfrido Alonso) agradece a Iosbani y Lidice por haber aclarado el significado de la contracción *Fracking* que, aunque se usa desde 1953, no formaba parte de su reducido vocabulario en inglés.

SUMÁRIO

Introducción	9
Capítulo 1	
Breve historia de la tecnología de fracturación hidráulica o <i>Fracking</i>	10
Capítulo 2	
Adentrándonos en la tecnología.....	13
2.1 Entendiendo que es un yacimiento de petróleo/gas no convencional.....	13
2.2 La tecnología de fracturación hidráulica (<i>Fracking</i>)	14
Capítulo 3	
El boom del <i>Fracking</i>	20
3.1 Por qué y cuándo el <i>Fracking</i> se tornó decisivo en el mercado internacional del petróleo	21
3.2 Hechos probados y previsiones de la duración del boom	22
Capítulo 4	
El costo y la rentabilidad del <i>Fracking</i>	27
4.1 La rentabilidad del <i>Fracking</i> en América Latina.....	32
4.2 La rentabilidad del <i>Fracking</i> en Europa, África y Asia	33
Capítulo 5	
El <i>Fracking</i> en América del Sur.....	35
5.1 La industria del petróleo y gas en el contexto sudamericano: marco de negocios.....	37
5.2 La explotación del petróleo/gas de esquisto en Argentina	38
5.2.1 El futuro previsible.....	39

5.3 La situación de los combustibles en Brasil.....	42
5.3.1 El negocio del petróleo/gas de esquisto.....	44

Capítulo 6

Riesgos socioambientales derivados del uso del <i>Fracking</i> : una comparación con otras tecnologías.....	46
6.1 Riesgos de la explotación convencional de petróleo	46
6.1.1 Riesgos de la tecnología electronuclear	47
6.1.2 El impacto de las tecnologías de energías renovables	48
6.1.3 El riesgo principal del <i>Fracking</i> : el consumo de agua y su posible contaminación	49
6.1.3.1 <i>Fracking</i> : contaminación del agua por derrames de hidrocarburos	51
6.1.4 Desecho del agua residual generada por el <i>Fracking</i>	53

Capítulo 7

Los pros y contras del uso del <i>Fracking</i> : hechos comprobados.....	55
7.1 Hechos a favor del uso del <i>Fracking</i>	55
7.2 La oposición al uso del <i>Fracking</i> : los hechos, la publicidad y discusión política sobre la tecnología	56
Discusión sobre el <i>Fracking</i> en el senado de los EE.UU.	56
Brasil	57
Argentina	57
7.3 Un análisis (FODA) del <i>Fracking</i> considerando la situación del mercado y el nivel tecnológico del período 2009 hasta la actualidad	58

Epílogo.....	60
--------------	----

Referencias	61
-------------------	----

Semblanza de los autores.....	67
-------------------------------	----

INTRODUCCIÓN

La tecnología de fracturación hidráulica conocida mundialmente por la contracción, en inglés *Fracking*, durante la última década ha revolucionado la extracción de petróleo y gas, dio un nuevo rumbo al panorama energético mundial, introdujo cambios significativos en el escenario geopolítico global, redujo el costo del petróleo en más de un 50%, en el 2014, retrasó la introducción de energías renovables que aún son más caras que las basadas en combustibles fósiles. El *Fracking* ya está siendo usado en México y Argentina y está tocando la puerta para entrar a Brasil. A pesar de toda esa influencia en nuestras vidas el *Fracking* es muy poco conocido por gran parte del público latinoamericano ya que hay poquísimas obras dedicadas al tema en español y portugués. La mayoría de las obras que existen, están en inglés y tratan el tema desde posiciones socio ambientales, que satanizan el *Fracking*, o desde el punto de vista del mercado que lo santifica. Las obras, por lo general, no exponen los detalles técnicos del *Fracking* ni las causas de su éxito, sus desafíos y amenazas dejando con ello un vacío de información sobre la realidad de esta tecnología.

El presente trabajo tiene por objetivo llevar al lector un conocimiento básico de la tecnología del *Fracking* mediante la exposición de sus pros y contras, a partir de hechos probados y opiniones contrapuestas pero sin satanizar ni santificar la tecnología.

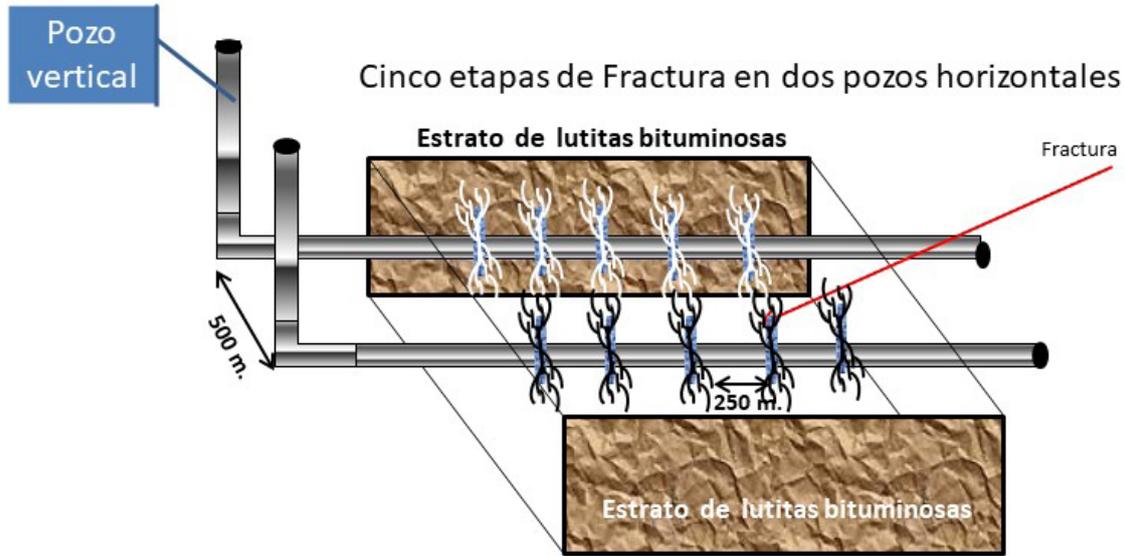
BREVE HISTORIA DE LA TECNOLOGÍA DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA O *FRACKING*

El 27 de agosto del año 1859, en Titusville, Pennsylvania, Edwin Drakes, usando la técnica de perforación de los yacimientos de sal, perforó el primer pozo de petróleo con propósitos comerciales. Esta técnica de perforación consistió en hacer un pozo profundo mediante la introducción sucesiva de secciones de tubo en el suelo hasta alcanzar la roca madre y luego continuar perforando hasta quebrar la parte superior del yacimiento de petróleo el cual, en ese caso, estaba a 21 metros de profundidad. (ENCYCLOPÆDIA BRITANNICA, 2018) Poco tiempo después en Kentucky, West Virginia y también en Pennsylvania la inyección de agua fue usada para estimular pozos superficiales en las rocas sedimentarias. Este procedimiento puede ser considerado el precursor de la tecnología del *Fracking*.

En 1949 la empresa *Halliburton Oil Well Cementing* patentó la tecnología emergente del *Fracking* y llevó a cabo la primera fracturación hidráulica en los condados de Stephens, Oklahoma y Archer, Texas. El éxito comercial de estos pozos trajo como consecuencia la introducción en gran escala del *Fracking* en los Estados Unidos de América (EE.UU.). (APEL *et al.*, 2015) Once años después, en 1960, el gobierno de los EE.UU. investigó la fracturación hidráulica masiva mediante explosiones nucleares subterráneas que fracturaban las formaciones rocosas. Los resultados obtenidos en aquella ocasión fueron desalentadores para la aplicación extendida de esta técnica en la explotación petrolífera.

Desde 1976 hasta 2007 ocurrieron varios adelantos en las tecnologías de perforación de pozos y extracción del petróleo/gas de esquisto. Entre los más importantes adelantos tecnológicos merecen destacarse: 1º- el avance en las técnicas de fracturación hidráulica en las rocas sedimentarias (rocas de esquisto también llamadas lutitas bituminosas) desarrolladas por el Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE) para la extracción de petróleo/gas de estratos de esquisto por métodos no convencionales; 2º- la perforación de pozos horizontales usando la fracturación hidráulica masiva de múltiples etapas (Figuras 1 y 2); 3º- el proceso de Fracturación Hidráulica y Composición,

Figura 1 – Representación gráfica de la fracturación masiva múltiple

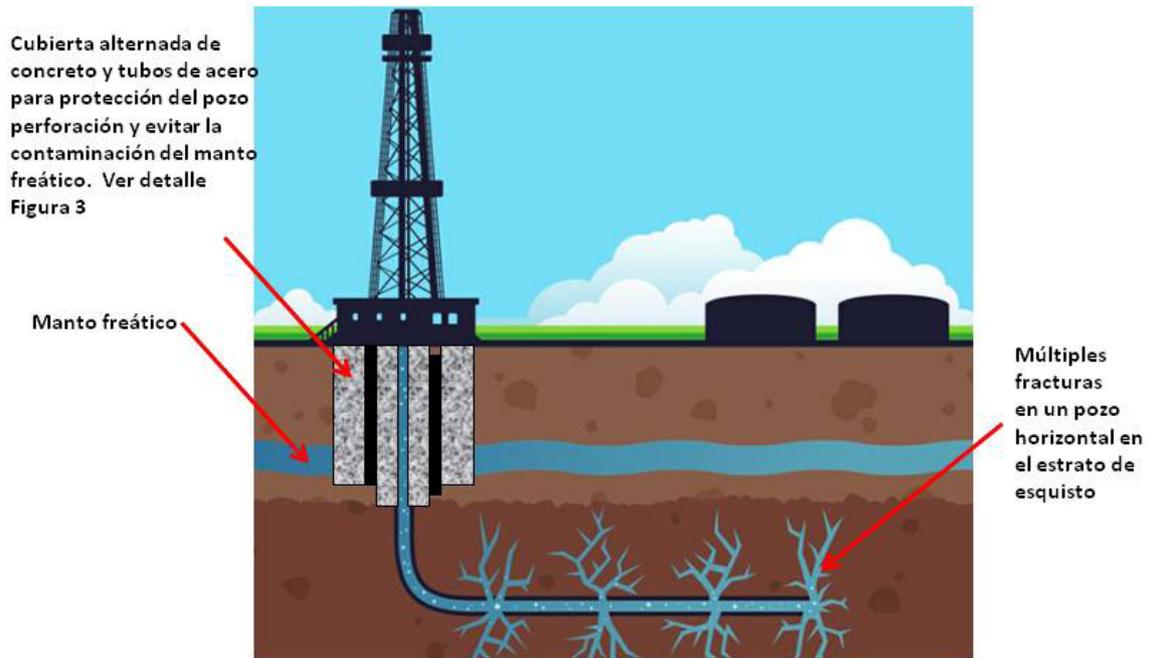


Fuente: Elaboración propia (2018).

Patente N° 5551516 (NORMAN *et al.*, 1996); 4°- La Corporación *Mitchell Energy and Development* desarrolló y perfeccionó el método de fracturación hidráulica que actualmente se aplica masivamente en los estratos de rocas de esquisto. Esta misma empresa aplicó su método de inyección de agua mezclada con el apuntalante (o agente de sostén que es, generalmente, arena u óxidos de silicio para mantener las fracturas abiertas) a alta presión en la cuenca de rocas de esquisto de Barnett (EE.UU). (APEL *et al.*, 2015)

La perforación de pozos horizontales usando la fracturación hidráulica masiva de múltiples etapas permitió no sólo aprovechar la perforación horizontal con múltiples fases de fractura, sino también utilizar pozos verticales que habían sido abandonados dada su baja productividad, para el uso del *Fracking* en estratos de rocas sedimentarias (lutitas bituminosas) situadas a mayor profundidad que los yacimientos convencionales ya agotados. Esta posibilidad, entre otras, disminuyó significativamente los costos.

Figura 2 – Representación gráfica de las fracturas en un estrato de lutitas bituminosas



Fuente: Adaptado de (COESUS/350).

ADENTRÁNDONOS EN LA TECNOLOGÍA

2.1 Entendiendo que es un yacimiento de petróleo/gas no convencional

Los hidrocarburos se almacenan en el subsuelo de diferentes formas. Como regla los yacimientos convencionales de petróleo se encuentran enclaustrados entre estratos o capas de rocas sedimentarias. Estos yacimientos pueden tener o no gas asociado y están sometidos a determinada presión entre los ya mencionados estratos. Estos reservorios de petróleo son explotados utilizando (casi siempre) el método de perforación vertical desde las plataformas petrolíferas (Figura 3).

A partir del año 2000 el agotamiento de los yacimientos convencionales de petróleo trajo una disminución significativa de la producción y oferta de petróleo y gas en los EE.UU. Esta situación se creó debido a que la explotación de los yacimientos debía ser realizada en condiciones de cada vez más difícil acceso a los depósitos naturales, y con bajos rendimientos de extracción resultando, en muchos casos, inviables desde el punto de vista técnico-económico. Ante esta situación las principales empresas petroleras de este país, decidieron emprender la recuperación del petróleo y gas de los llamados reservorios de hidrocarburos en los estratos de rocas de esquisto (lutitas bituminosas) (*shale rocks* en inglés, *pedras de xisto* en portugués) (Figuras 3 y 4).

La explotación de los hidrocarburos (petróleo y gas) contenidos en las rocas de esquisto no se realizaba antes de la caída de la producción de petróleo en los EE.UU., porque para llevarla a cabo es necesario calentar las rocas o tratarlas con solventes, lo cual, es mucho menos eficiente que la explotación directa en los reservorios convencionales. Además, la extracción de hidrocarburos de las rocas de esquisto, mediante el *Fracking* presenta riesgos ambientales adicionales, en comparación con la explotación convencional de petróleo y gas.

Las lutitas bituminosas son rocas sedimentarias de grano fino que se forman a partir de la compactación de partículas minerales de limo y arcilla que comúnmente

llamamos “barro”. Esta composición coloca al esquisto en una categoría de rocas sedimentarias conocidas como “piedras de barro”. El esquisto se distingue de otras lutitas porque es fisiónable y laminado. “Laminado” significa que la roca se compone de muchas capas finas. “Fisiónable” significa que la roca se divide fácilmente en pedazos delgados a lo largo de las laminaciones. (KING, 2018)

A diferencia de los depósitos convencionales de hidrocarburos, en los cuales el petróleo y el gas se acumulan en un volumen homogéneo, en los depósitos de rocas de esquisto los hidrocarburos están contenidos en los poros de la roca. La baja permeabilidad y porosidad (a escala nanométrica) impiden que el petróleo/gas migre y éste queda “atrapado” en estos estratos de estas rocas sedimentarias. Además de los depósitos antes mencionados, existen los reservorios de petróleo/gas de arenas compactadas y los de metano en las capas de carbón.

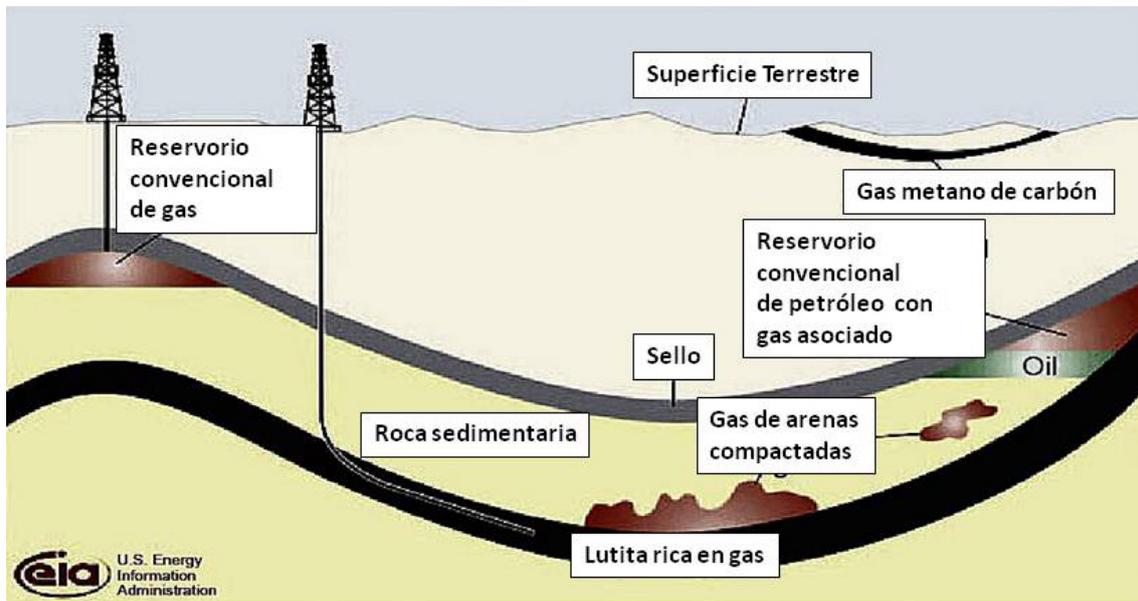
Todos los depósitos mostrados en la Figura 3, excepto aquellos indicados, explícitamente como convencionales, son llamados depósitos no convencionales de hidrocarburos.

Por último, existen depósitos no convencionales de hidratos de gas que resultan del gas natural que está atrapado en el hielo de los suelos congelados permanentemente. Hay reportes de que las reservas de este tipo de recursos son las mayores cuando se comparan con el resto de las otras fuentes de gas natural. El problema es que no existe una tecnología rentable para su extracción. Por ello, no son abordadas en este trabajo.

2.2 La tecnología de fracturación hidráulica (*Fracking*)

La tecnología de fracturación hidráulica no es nueva. En los EE.UU. el *Fracking* es usado comúnmente para la terminación del pozo. Entre las razones técnicas que explican el éxito del *Fracking* en los EE.UU., además de las condiciones geológicas favorables de los yacimientos están: 1º- el *Fracking* fue usado para reanimar la producción en miles de los pozos convencionales, que con el tiempo disminuyeron su productividad;

Figura 3 – Depósitos convencionales y no convencionales de petróleo y gas



Fuente: Adaptado de (EIA 's, 2010).

2º- la perforación horizontal en los estratos de esquisto resulta mucho más barata cuando se realiza usando los pozos verticales que fueron hechos para la extracción convencional. Actualmente, más del 60% de los nuevos pozos perforados en esa nación son pozos con *Fracking*.

El proceso del *Fracking* puede ser dividido en dos partes:

- Perforación del pozo;
- Fracturación hidráulica

El proceso del *Fracking* puede incluir la perforación vertical o no. Eso depende de si existe un pozo vertical anteriormente perforado o si se trata de un pozo nuevo de *Fracking*.

Figuras 4A y 4B – A) Vista de un corte lateral de rocas sedimentarias (rocas de esquistos en la parte inferior); B) Mina de esquistos a cielo abierto en Paraná, Brasil

(A)



(B)



Fuente: DE MIRANDA; FREDERICO (2013).

Figura 5 – Roca de esquisto (lutitas bituminosas)



Fuente: GEOLOGY.COM (2018).

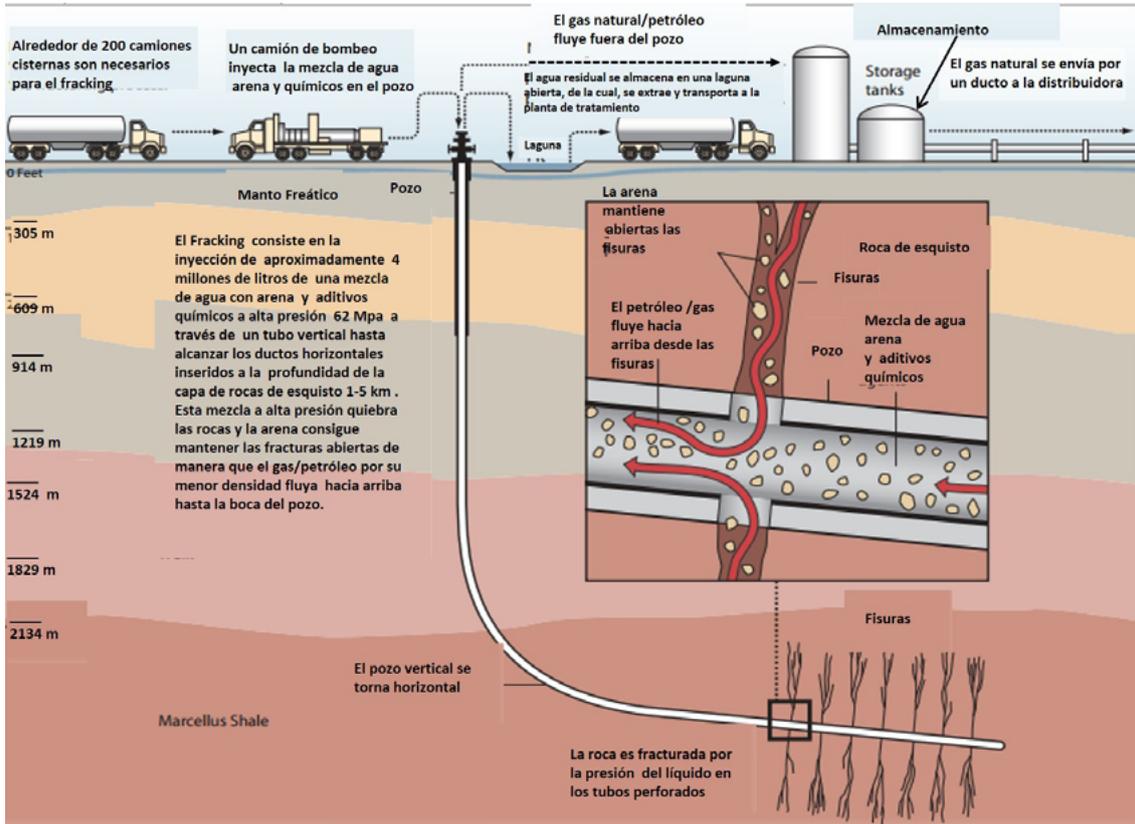
Esta diferencia puede significar el ahorro de mucho dinero en el proceso del *Fracking*. Como regla, la perforación horizontal siempre es necesaria, pero la profundidad a la que se realiza puede variar de 1 hasta 5 km (en algunas formaciones geológicas puede ser todavía más profunda). La longitud de las perforaciones horizontales, comúnmente, es aproximadamente de 2 km (LENHARDA *et al.*, 2018) (Figura 6).

El *Fracking* se realiza después de la perforación del pozo, o sea, durante su terminación. En esta etapa los ductos horizontales que fueron encajados durante la perforación son perforados con un tipo especial de carga explosiva llamada carga hueca (similares a los que se utilizan para atravesar el blindaje de los tanques y carros blindados). Después de la perforación de los ductos se inyecta en el pozo una mezcla de 90% de agua con un apuntalante (8%-9,5% de la mezcla, arena o derivado de sílice) que tiene como función mantener abiertas las fracturas en la roca de esquisto para que pueda salir el gas/petróleo. En la mencionada mezcla también se adicionan sustancias químicas (0,5%-2% de la mezcla) las cuales pueden variar, de una empresa a otra, entre 17 y 200 diferentes aditivos. (STRUCHTEMEYER; ELSHAHED, 2011) La mezcla se bombea a una presión muy elevada 62 MPa. (≈ 612 atm) y debe ser suficiente para crear las microfracturas en las rocas y hacer posible la producción de hidrocarburos. Por esta razón, la presión que se utilice puede ser mayor o menor, dependiendo de la dureza de las rocas en el lugar de la explotación. Con el objetivo de ilustrar la magnitud de la presión de bombeo de la mezcla, basta recordar que la presión de un neumático de un automóvil es de 2,2 atm (222,917 kPa).

La infraestructura logística asociada con el transporte y la distribución del gas/petróleo pueden hacer la diferencia en la factibilidad económica del *Fracking*. En este punto merecen destacarse: la existencia de gasoductos, oleoductos, carreteras, ferrocarriles, la proximidad del lugar de tratamiento y desecho de las aguas residuales, las estaciones

móviles de bombeo, así como los compresores para garantizar el envío del producto extraído a las líneas de recolección y distribución (Figura 7).

Figura 6 – Ilustración del proceso tecnológico de fracturación hidráulica en el yacimiento de Marcellus (EE.UU.)



Fuente: Adaptado del original (AlGranberg/ProPublica). Cortesía de ProPUBLICA (2018).

Figuras 7A, 7B, 7C y 7D – A) Perforación de un yacimiento de gas de esquisto en Pensilvania (EE.UU.); B) Llevando a cabo la Fracturación hidráulica; C) Almacenamiento de agua “producida”; D) Embalse de agua producida por la explotación del gas de esquisto



Fuente: USGS (2018).

EL BOOM DEL *FRACKING*

Durante muchos años Rusia fue el líder de la producción de gas natural en el mundo. A partir del 2010 la producción de gas de los EE.UU. superó la producción rusa de gas debido, fundamentalmente, al aumento del gas de esquisto. En el año 2015, la producción de gas natural en los EE.UU. fue $167 \times 10^9 \text{ m}^3$ mayor que la producción de este combustible en Rusia (CIA, 2015). (MINH-THONG LE, 2018)

El uso del *Fracking* creció vertiginosamente en los EE.UU. y actualmente representa casi el 50% y más del 60% de la producción de petróleo y gas de ese país, respectivamente.

El aumento del uso del *Fracking*, en los EE.UU., fue impulsado por el desarrollo de las tecnologías asociadas a este procedimiento que se desarrollaron y perfeccionaron durante la última década. Como resultado de esta revolución tecnológica la capacidad de producción aumentó drásticamente y sobrepasó el pico máximo de la producción de gas natural que tuvo lugar en 1973.

La subida vertical de las capacidades producción comenzó en 2005. La producción de gas natural seco en 2005 en los EE.UU. totalizó $5.111 \times 10^5 \text{ m}^3$. En el año 2014, la producción de gas natural seco alcanzó $7.285 \times 10^5 \text{ m}^3$, lo que representó un incremento del 42,5% de la producción. Éste incremento de la producción estuvo determinado por el gran número de pozos de gas no convencional (Tabla 1), perforados en ese período. (APEL *et al.*, 2015); (EIA, 2018; TRINIDAD DRILLING, 2016)

En el año 2010, aproximadamente 60% de todos los nuevos pozos de petróleo y gas natural alrededor del mundo comenzaron a usar la fracturación hidráulica. Gracias a las nuevas técnicas de perforación horizontal, fracturación múltiple y a la posibilidad de usar un único pozo vertical para perforar varios pozos horizontales en diferentes direcciones el *Fracking* emergió como una de las tecnologías más prominentes e importantes de extracción de petróleo y gas en el mundo. En los EE.UU. el *Fracking* trajo un boom de lucro, empleos y elevó la producción de 5.6×10^6 de barriles/día, en 2010, a aproximadamente 9.3×10^6 de barriles/día en 2015. Por esta razón, hoy, el *Fracking* es parte integral de la economía de los EE.UU. y lo continuará siendo durante un futuro previsible.

3.1 Por qué y cuándo el *Fracking* se tornó decisivo en el mercado internacional del petróleo

Hoy en el mundo hay una creciente necesidad de energía para garantizar el bienestar social y el desarrollo. Esa necesidad, con una matriz energética donde los combustibles fósiles tienen el mayor peso, significa un mayor consumo de recursos no renovables, un incremento del volumen de aguas residuales, una mayor contaminación del aire y otras consecuencias indeseables.

Desde el inicio de la revolución industrial hasta la década del 70 del siglo pasado el mundo vivió la época del petróleo barato (el precio promedio del petróleo era <50 USD/barril). A partir de la década del 80 esta situación cambió (Figuras 8 y 9). Hubo desde entonces períodos alternados de subida y caída de los precios del petróleo hasta el año 2000 cuando los precios subieron de manera constante alcanzando aproximadamente \$160.00USD/barril en el año 2010.

Los precios del petróleo en el mercado internacional se desplomaron estruendosamente en 2014, cuando en apenas seis meses (Figuras 8 y 9) cayeron un 50%. Este fue el resultado de un excedente en la oferta de 5×10^6 ton de petróleo, obtenidas mediante el uso del *Fracking* en los EE.UU. Simultáneamente a este hecho coexistieron razones geopolíticas derivadas de la inestabilidad política en el Medio Oriente, la política de soberanía (autosuficiencia) energética adoptada por el gobierno de los EE.UU. y la falta de consenso sobre la reducción del volumen de producción de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC) y Rusia.

Tabla 1 – Tasa de crecimiento del gas de esquisto en la producción bruta de gas natural de los EE.UU.

EXTRACCIÓN Y PRODUCCIÓN BRUTA DE GAS NATURAL DE ESTADOS UNIDOS						
	2014	%	2015	%	2016	%
Extracción bruta de gas natural de los pozos de gas de los EE.UU. (MMm ³)	284576	32	260960	28	240266	26
Extracción bruta de gas natural de los pozos petroleros de los EE.UU. (MMm ³)	168967	19	186400	20	184820	20
Extracción bruta de gas natural de los pozos de gas de esquisto de los EE.UU. (MM m ³)	391292	44	447360	48	471291	51
Extracción total bruta de gas natural de los EE.UU. (MM m ³)	889300		932000		924100	

Fuente: Adaptado de EIA (2018).

3.2 Hechos probados y previsiones de la duración del boom

En el último anuario de la Administración de Información de Energía de los EE.UU. (EIA, 2018) se analizaron tres posibles escenarios de la producción de petróleo para el período 2017-2050. Un escenario denominado de referencia, un escenario pesimista, donde tanto la disponibilidad de petróleo como la tecnología de su extracción se encuentran en un bajo nivel y un escenario optimista donde la disponibilidad de petróleo y su tecnología de extracción están en un alto nivel (Figura 10).

En el escenario de referencia la producción de petróleo superará el record de 1970 (9.6×10^6 barriles/día), en el año 2018, fundamentalmente debido al incremento del petróleo producido a partir de yacimientos no convencionales (petróleo de arenas compactas), que representó el 54% de la producción en el 2017 (EIA, 2018a). Se prevé también un incremento superior a los 11×10^6 barriles/día a partir del 2021 (Figura 10).

En el caso del escenario pesimista se predice que habrá una disminución de la producción hasta el 2050. Lo opuesto al escenario optimista, donde se proyecta duplicar la producción del 2017, en el año 2050, llegando a 20×10^6 barriles/día.

La producción de petróleo no convencional es la fuente con mayor peso en el incremento total de la producción de petróleo en todos los escenarios analizados.

El incremento de la producción, fundamentalmente de gas mediante el uso del *Fracking*, trajo como consecuencia un aumento de la oferta y una caída de los precios de este combustible. Gracias a la gran disponibilidad de gas en los EE.UU. el precio del mismo cayó de \$15USD/MMJ, en 2008, a \$4USD/MMJ² en 2014 (Figura 11 US Henry Hub³). Esto significa un precio dos veces menor que el precio del gas en Europa y entre cuatro y seis veces menor que su precio en Asia. (MINH-THONG LE, 2018)

La introducción masiva del *Fracking* en los EE.UU. trajo consigo dos hechos positivos para la sociedad norteamericana:

- 1) Mejora del medio ambiente;
- 2) La creación de cientos de miles de nuevos empleos.

La mejora del medio ambiente fue consecuencia de la sustitución del carbón mineral (el más contaminante de los combustibles fósiles) por el gas natural (el menos contaminante), para la generación de electricidad. En el año 2012, con la disminución del precio del gas natural, la generación de electricidad a partir del carbón mineral cayó de

2 MMJ= 10^6 Joules (un millón de Joules). O sea, la energía necesaria para acelerar una masa de 1 kg a 1 m/s^2 , en un metro.

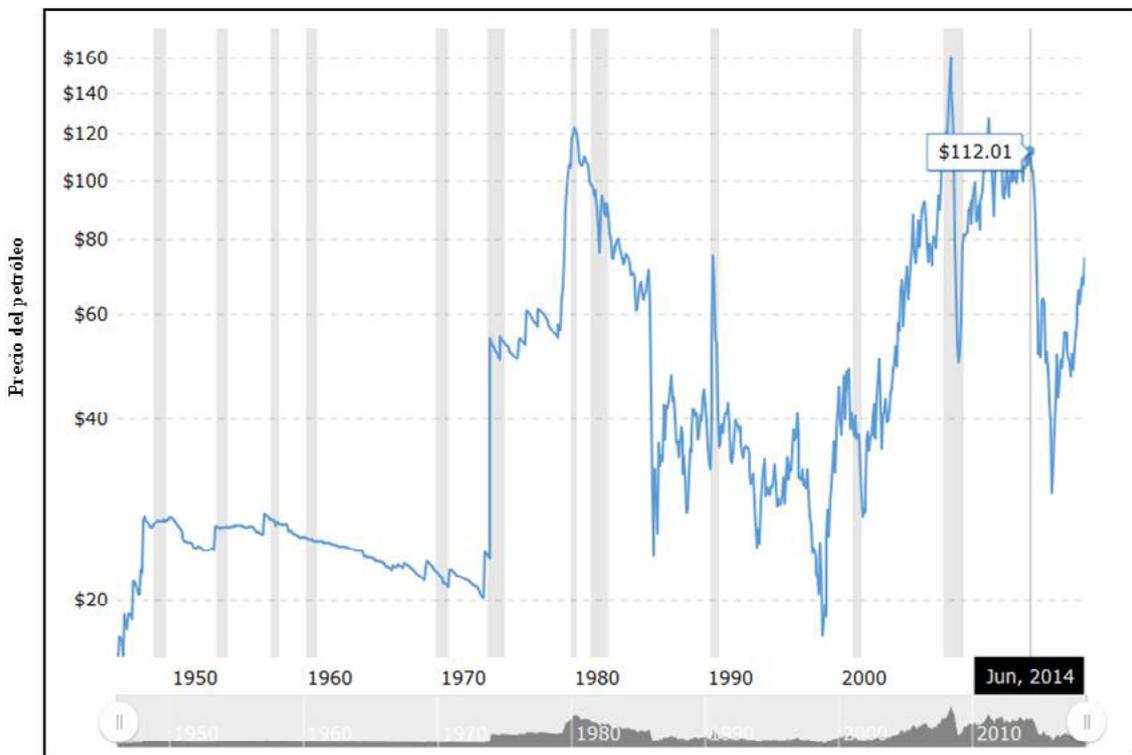
3 *Henry Hub*: Termino que se usa para caracterizar el precio del gas, en MMBTU, en EE.UU derivado del principal centro de distribución localizado en Henry. $1 \text{ MMBTU} = 1.005 \times 10^3 \text{ MJ}$. CIF – siglas en inglés que significan costo, seguro y flete por parte del vendedor.

42% a 37%, mientras que la generación de electricidad con gas aumentó de 25% a 30% (WANG *et al.*, 2014). La sustitución del carbón mineral por gas natural representó una reducción de 450×10^6 de toneladas de CO_2 emitidas al medio ambiente. O sea, aproximadamente el 70% de la meta de reducción del Protocolo de Kyoto. (EIA, 2015)

La introducción masiva del *Fracking* en los EE.UU. creó 600.000 nuevos empleos directos e indirectos en el año 2013 y éste número puede crecer a 1,6 millones de empleos hasta el 2035. (WANG *et al.*, 2014; WANG, 2015)

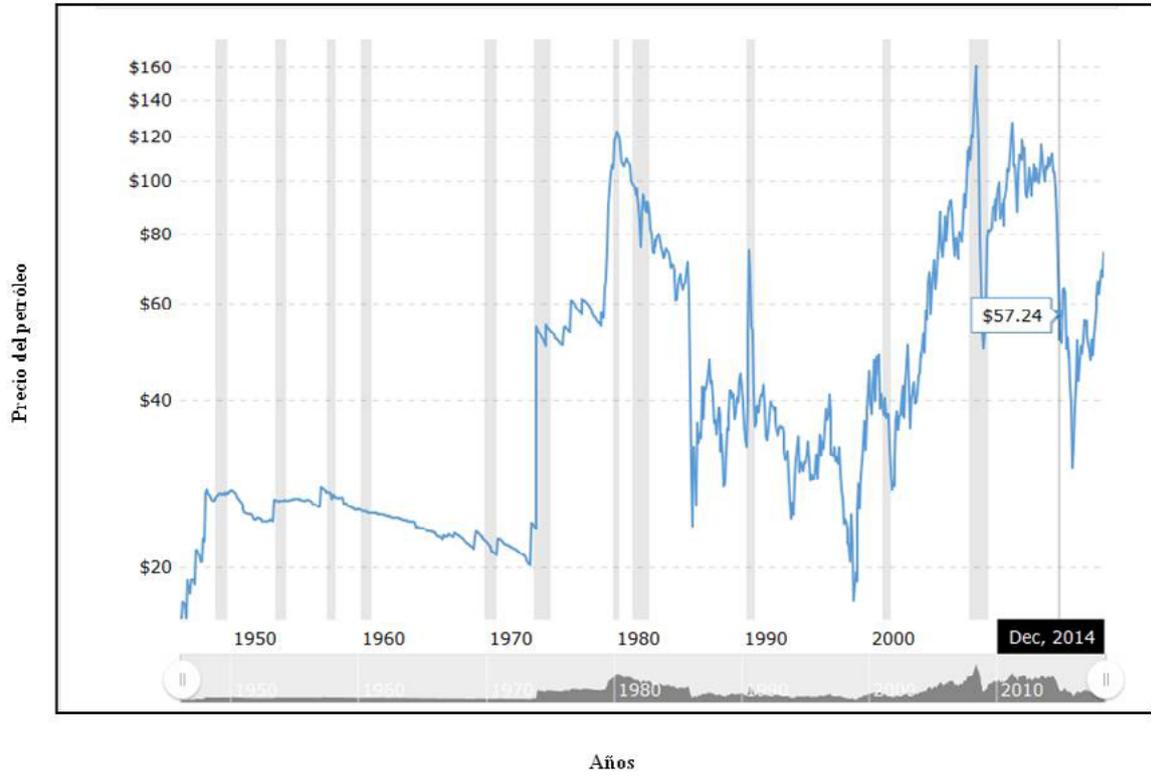
A partir del 2014, cuando la producción de petróleo y gas natural casi se duplicó en los EE.UU. se estableció una guerra comercial entre Arabia Saudita y este país por ganar espacio en el mercado internacional del petróleo. El petróleo y gas sobrantes

Figura 8 – Precio del barril de petróleo (junio 2014)



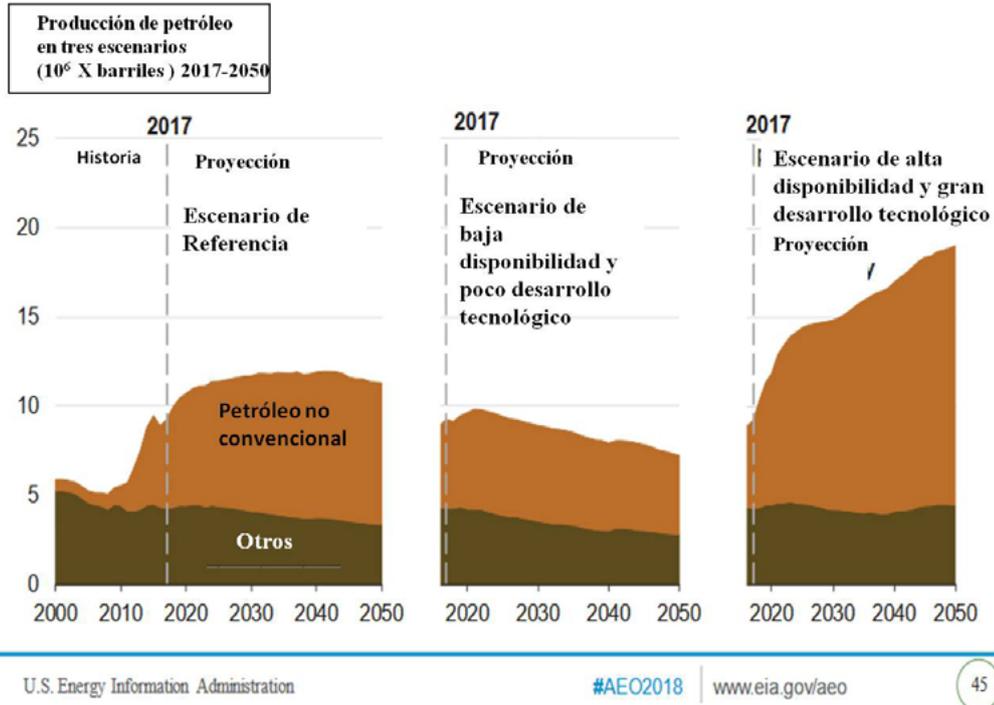
Fuente: MACROTRENDS (2018).

Figura 9 – Precio del barril de petróleo (diciembre 2014)



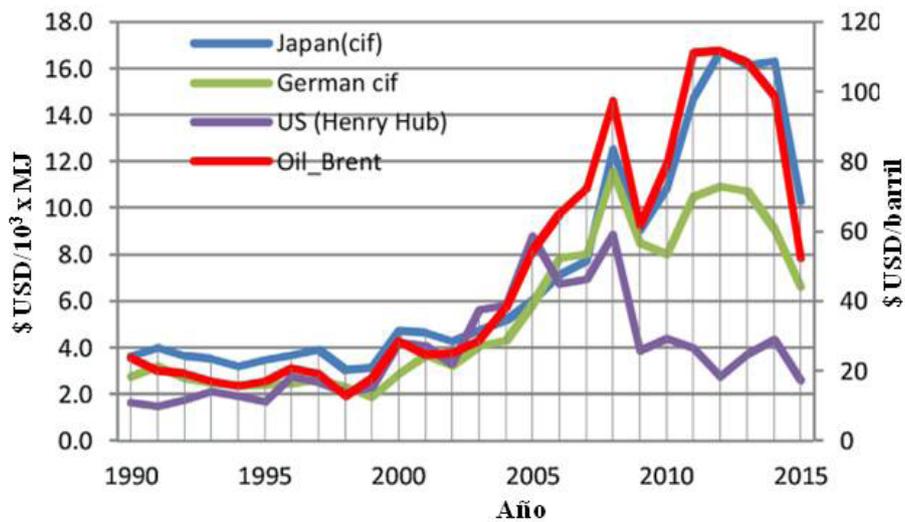
Fuente: MACROTRENDS (2018).

Figura 10 – Proyecciones de la producción de petróleo en tres escenarios: Referencia, pesimista y optimista (período 2017-2018)



Fuente: EIA (2018a).

Figura 11 – Comparación del precio del gas natural en los EE.UU. con otras regiones del mundo 1990-2015



Fuente: Adaptado de BP STATISTICAL REVIEW (2016).

llevaron a la caída de sus respectivos precios a la mitad y los han mantenido bajos hasta el año 2019. Esta situación provocó que, en 2016, muchas empresas operadoras de *Fracking* anunciaran el cierre de sus operaciones. Recientemente, debido a las sanciones impuestas a Irán, la caída de la producción en Venezuela y al consenso entre los miembros de la OPEC y Rusia, la oferta de petróleo disminuyó en el mercado internacional y los precios del petróleo alcanzaron \$75-80 USD/barril, lo cual, puede contribuir para que algunas empresas retomen las actividades del *Fracking*. Actualmente, el acuerdo mencionado anteriormente entre la OPEC y Rusia fue abandonado por las partes integrantes y el aumento de la oferta de crudo en el mercado internacional trajo como consecuencia la caída abrupta de los precios.⁴ El día 15 de marzo de 2020, el barril de WTI y BRENT estaba a \$31,83/barril y \$33,85/barril, respectivamente. (OIL-PRICE.NET, 2020)

No obstante, todo no es color de rosa en el ámbito económico para el *Fracking*. La popular periodista Bethany McLean, autora del libro *The Smartest Guys in the Room: The Amazing Rise and Scandalous Fall of Enron* (2001), publicó, recientemente, en el periódico *New York Times* “[...] las 60 mayores compañías que usan *Fracking* para explotación y producción de petróleo y gas no generan suficiente dinero en efectivo para cubrir sus gastos de capital y operativos. La industria del *Fracking* ha tenido un flujo de caja negativo del orden de 9×10^9 USD cuatrimestralmente durante el período desde mediados del 2012 hasta mediados del 2017”. (MCLEAN, 2018) Parece ser que la salud financiera de la tecnología del *Fracking* no es tan buena como algunos afirman y la periodista predice una nueva crisis financiera en los EE.UU. por esta causa. De confirmarse esta predicción, el *Fracking* sería el mayor fiasco en toda la historia norteamericana.

Es necesario considerar que es difícil hacer pronósticos en el ámbito de la producción a partir de yacimientos no convencionales, por las características intrínsecas de la producción, el impacto de los precios del mercado y las políticas del gobierno de los Estados Unidos al respecto (SOLARIN *et al.*, 2020).

Finalmente, vale destacar que a pesar de todas las incertidumbres es innegable que el boom del *Fracking* ha tenido un impacto significativo en el crecimiento económico de los EE.UU. y representó una oportunidad para la recuperación de la competitividad industrial de este país en sectores claves como la industria petroquímica, la producción de fertilizantes, aluminio y siderúrgicas. Esto no significa, de modo alguno, que el éxito norteamericano con el *Fracking* pueda ser replicado en cualquier país con idénticos resultados, considerando los factores políticos y de ciclos de precio en el mercado. (VASQUEZ-CORDANO *et al.*, 2020)

4 Jhon Deferios, CNN Business. Why oil prices are crashing and what it means. 9 mar. 2020. Disponible en: <https://edition.cnn.com/2020/03/09/business/oil-price-crash-explainer/index.html>. Acceso en: 7 jul. 2021.

EL COSTO Y LA RENTABILIDAD DEL *FRACKING*

Durante la época del petróleo barato (1900-1970) la extracción de este combustible en yacimientos convencionales terrestres fue la predominante. El uso masivo de estas tecnologías las hizo más baratas y, por lo tanto, más atractivas que la explotación del petróleo/gas de esquisto desde el punto de vista técnico-económico. Sin embargo, la explotación de depósitos convencionales comenzó a ser cada vez más cara debido a la disminución de la productividad de los pozos (significativa en ciertas ocasiones) durante su tiempo de explotación y estimuló la extracción de petróleo en ambientes cada vez difíciles como en las profundidades del mar, en el Ártico o el Pre-Sal brasileño y también mediante el *Fracking* de los yacimientos no convencionales.

Otro aspecto favorable a la introducción masiva del *Fracking* en los EE.UU., fue que los costos de explotación y estudios geológicos previos para su uso eran mínimos o inexistentes dado que la mayoría de los yacimientos no convencionales se habían caracterizado, previamente, durante la explotación convencional del petróleo por las operadoras. Junto a esto merece destacarse la existencia, en ese país, de una red muy desarrollada de gasoductos y oleoductos. Las mencionadas circunstancias e inversiones anteriores ayudaron a que el *Fracking* resultase más barato y se convirtiera en un negocio rentable.

La rentabilidad de la explotación de un reservorio no convencional depende, principalmente, del punto de equilibrio entre el precio del petróleo/gas en el mercado internacional y su costo de producción en el lugar específico. Generalmente, los precios del petróleo en el mercado internacional (Brent y WTI) se publican, pero en muchas ocasiones el precio de los acuerdos comerciales de compra-venta de petróleo/gas es diferente a los publicados por mutua conveniencia de las partes participantes. Este fenómeno es más frecuente cuando se trata de contratos de compras futuras y raramente se publican las condiciones del acuerdo por las partes comprometidas.

Así como muchas operaciones comerciales se llevan a cabo de forma confidencial en el negocio del *Fracking*, las principales empresas que lo realizan (cinco en los EE.UU., una en Alemania y Holanda) no revelan sus costos, la estructura de éstos ni la rentabilidad del negocio.

Es, sin embargo, bien conocido que el costo de producción del petróleo/gas obtenido mediante el *Fracking* depende de varios factores, entre ellos:

- 1) La ubicación del pozo de esquisto;
- 2) El tipo de tecnología de perforación (costo de perforación del pozo);
- 3) La terminación del pozo;
- 4) La infraestructura asociada al pozo y su explotación.

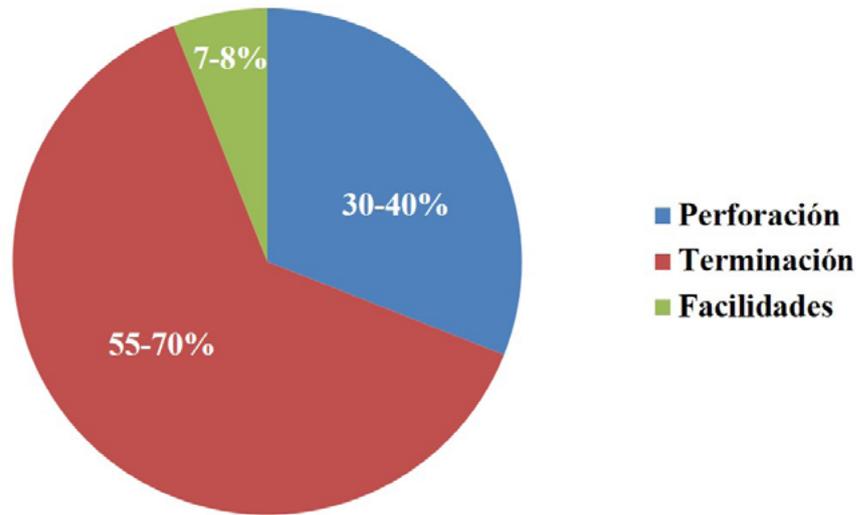
Una parte de los factores listados se pueden evaluar durante los estudios preliminares para la implementación de la plataforma de extracción. Como regla, los costos de perforación y operación de los pozos de esquisto no se pueden determinar con suficiente precisión debido a los eventos imprevisibles que pueden surgir durante la actividad. Es necesario subrayar que, como regla, las empresas no incluyen costos asociados para evitar daños al medio ambiente.

La mayoría de las empresas que operan en el negocio del petróleo/gas coincide en apuntar que el mayor peso en el costo del *Fracking* lo tienen la perforación y la terminación del pozo. (ROSE & ASSOCIATES, 2016)

De acuerdo con un estudio contratado por la EIA y realizado por *IHS Global Inc.*, el costo de diseño básico de un pozo en tierra se puede dividir en tres partes: costo de perforación (para un pozo de *Fracking* nuevo se debe incluir la perforación vertical); el costo de terminación y el costo de las facilidades (EIA, 2016). Las partes componentes del costo promedio de un pozo, en 2014 en los EE.UU. se muestran en la Figura 12.

El costo de perforación incluye el costo de la cubierta de protección (*casing*), el método de perforación, los fluidos y el diseño del pozo. El costo de perforación puede variar significativamente de una localidad a otra ya que depende mucho de las condiciones específicas de la localidad donde está la reserva de esquisto y si se trata de un pozo nuevo o de *frackear* un pozo vertical ya existente. Los costos de terminación incluyen: el recubrimiento de terminación y la entubación, los equipos de la entrada del pozo, la disponibilidad de agua, de aditivos, de apuntalante, terminación, el personal de trabajo y

Figura 12 – Estructura del costo de un pozo en tierra, en los EE.UU.



Fuente: EIA (2016).

de los equipos de bombeo. Los costos de las facilidades incluyen los separadores, las líneas de fluidos, piscinas de agua producida, vías de acceso (carreteras, ferrocarriles, gasoductos, oleoductos) y compresores para hacer llegar los productos a las líneas de distribución.

La evaluación de la rentabilidad de la explotación de un yacimiento de petróleo/gas de esquisto es una cuestión complicada, que incluye variables estocásticas llamadas proyecciones. Las proyecciones se elaboran para diferentes escenarios. Para cada uno de ellos se definen, específicamente, las tasas de crecimiento a corto, mediano y largo plazo. Los índices financieros incluyen índices de precios (Índice de Precios al Consumidor IPC), índices globales (Producto Bruto Interno real, PBI), índices del mercado (Índices del mercado de empleo) e índices financieros.

Las principales cuestiones que se toman en cuenta durante un acuerdo para la explotación de un yacimiento de esquisto son:

- La adquisición de la tierra;⁵
- Los gastos de operación incluyen: el arriendo de los gastos de operación, el proceso de distribución, transporte y desecho del agua residual, otros costos;
- Las tasas de interés;
- La amortización y depreciación;
- Los incentivos fiscales;
- Las condiciones del préstamo;
- Los factores externos derivados de los riesgos ambientales imprevistos.

5 En los EE.UU. el dueño de la tierra es el dueño del subsuelo, en Brasil y otros países no.

Los costos descritos anteriormente pueden variar, en gran medida, de una empresa a otra y de un país a otro. Para tener una idea sobre el costo del *Fracking* fueron consultados los datos de distintas empresas del sector en los EE.UU. en cuatro de las principales cuencas de rocas de esquisto (*Powder River, Bakken, Ford Eagle y Permian*), representadas en la Tabla 2. En la Tabla están también los datos del precio de equilibrio del petróleo del Golfo de México (GOM) para fines de comparación. Durante un estudio económico tomando en cuenta los costos de operación y el sistema fiscal vigente en el año 2014, así como para las proyecciones futuras, la mayoría de las plataformas marítimas del GOM eran y serían irrentables si el precio del petróleo fuese menor que \$50USD/barril. (EIA, 2016).

Las recientes mejoras de las técnicas de perforación y la aplicación de nuevos fluidos han, sin dudas, influido en la ejecución de la industria de petróleo/gas de esquisto. Existen informes de tiempo récord de perforación de un pozo de *Fracking* (4,5 días).

Tabla 2 – Costos derivados de la explotación de petróleo de esquisto en los EE.UU.

Datos reportados por los operadores	CUENCA							EE.UU. Costo promedio	
	<i>Powder River</i>		<i>Bakken</i>		<i>Eagle Ford</i>	<i>Permian</i>			
Año	2014	2016	2014	2015	2016	2014	2016		
Tiempo promedio de perforación pozo [días]	35 ^(a)	14 ^(a)	NA	NA	6 ^(f)				
Profundidad promedio [m]	3094		3048 ^(g)		3725		3231 ^(g)		
Longitud lateral promedio [m]	2460		2621 ^(g)		2804 ^(g)		1707 ^(g)		
Costo Total pozo [MM\$USD]	4.5 ^(a)	2.6 ^(a)	7.1 ^(a)	5.9 ^(a)	6.5 ^(a)	6.6-7.8 ^(g)		7.0-9.0 ^(e)	
Costo perforación [\$USD/m]	803.84 ^(a)	469.18 ^(a)							
Costo de equilibrio petróleo de esquisto [\$USD]			NA	40 ^(b)	48 ^(d)				
Precio total de equilibrio para todas las operadoras de Fracking [\$USD/barril]	42-55 ^(a)		50 ^(g) (Golfo de México marítimo aguas profundas)						
Diseño Básico y Costo [MM\$USD] (g)			7.8		7.5	6.6-7.8			
Costos de Operación [\$USD/boe](g)			15-37.50		9.0-24.50	13.32-33.78			

Fuentes: Adaptado de ^(a) ROSE & ASSOCIATES (2016); ^(b) ZAWADZKI (2013); OIL PRICE.COM (2017); ^(c) APEL *et al.* (2015); ^(f) TRINIDAD DRILLING, 2016; ^(g) EIA (2016).

Además, la posibilidad de perforar pozos laterales a partir de un único pozo vertical, entre otras ventajas, han reducido los costos operativos del *Fracking*.

De acuerdo con los datos de la Tabla 2 el costo promedio de un pozo de petróleo de esquisto es \$7-9 x 10⁶ USD. El menor costo por metro de perforación fue reportado en la cuenca de Powder River \$ 420 USD/m. en el año 2016.

Por causa de la viscosidad y resistencia capilar, el petróleo no fluye a través de las fracturas de las rocas tan fácilmente como lo hace el gas natural. Consecuentemente, el factor de recuperación del petróleo de esquisto (3%-7%) es más bajo que el factor de recuperación del gas de esquisto (20%-30%) (EIA, 2015).

A partir de los datos recopilados en la Tabla 2, parece ser que el costo de equilibrio para la mayoría de las empresas operadoras de *Fracking* en los EE.UU. es de \$40 USD/barril, aproximadamente.

4.1 La rentabilidad del *Fracking* en América Latina

En América, sin contar a los EE.UU., el país que más pozos de *Fracking* tiene es México. El número de pozos que usaron *Fracking* en México en el período 2003-2014 fue conocido gracias a una demanda de información contra la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX) la cual declaró que en ese período 924 pozos habían usado el *Fracking* en ese país. (PETICIÓN DE ACCESO A LA INFORMACIÓN N° 1857500000714, 2014)

De acuerdo con la previsión de PEMEX, la producción comercial del gas de esquisto debía haber comenzado en 2015 con un volumen creciente hasta alcanzar 56,630 x 10⁶ m³ en el año 2025. Sin embargo, los pozos de explotación para la introducción comercial del *Fracking* realizados por PEMEX han resultado 3 veces más caros que el precio promedio en los EE.UU., o sea, \$20-25 millones USD/pozo. Sumado a lo anterior merece destacarse que la tasa de producción de los pozos mexicanos es bien modesta (\approx 28,320 m³/día con tendencia a disminuir). (EIA, 2015)

Considerando los datos publicados por la EIA sobre México y un Poder Calorífico Inferior (PCI) del gas natural de 36,6 MJ/m³ (THE ENGINEERING TOOLBOX, 2018), el costo de producción del gas natural mexicano por unidad de energía resulta \$8 USD/MJ. O sea, dos veces más caro que el gas producido en los EE.UU., del cual, México es un importador neto. Cabe destacar, además, que el PCI del gas natural mexicano está seriamente comprometido por el contenido de nitrógeno que en 2017 representó el 30% del volumen.

Hasta el presente no hay certidumbre sobre la rentabilidad del *Fracking* en México y aunque el actual gobierno ya manifestó su desacuerdo con la continuación de esta tecnología (debido a los peligros ambientales), hasta el 2019 PEMEX continuaba usándola.

A partir de una dramática escasez de hidrocarburos, Argentina que posee importantes reservas de rocas de esquisto dirigió su política de crecimiento económico hacia la explotación de los yacimientos no convencionales mediante el *Fracking*.

Actualmente, este país es el segundo después de México donde hay mayor número de pozos con *Fracking* fuera de los EE.UU. De acuerdo con Taillant *et al.* (2013), el número de pozos que usan *Fracking* pasaba de los 100 en 2013. De ellos, la propia fuente cita que 6-8 pozos son laterales. No hay datos exactos sobre costos y rentabilidad del *Fracking* en Argentina. Según una publicación del Observatorio Petrolero del Sur el entonces Jefe Ejecutivo de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Miguel Galuccio, declaró en febrero del 2015: “[...] si yo pensase que el precio va quedarse en US\$ 50/barril en los próximos veinte años, tendríamos que abandonar las actividades de explotación no-convencional” y reafirmó que el precio de equilibrio para Argentina es \$84 USD/barril. (OPSUR, 2018)

Dado que la situación energética en Argentina sigue siendo crítica y ante un aumento del precio del petróleo (\$70-\$80 USD/barril) es de esperar que el *Fracking* continúe en expansión aun cuando no sea rentable. Para conseguirlo, el gobierno ya implementó diversos mecanismos que crean subsidios artificiales al *Fracking* haciendo que su precio de equilibrio sea menor. La reciente caída de precios del crudo aún no repercutió en la posición del gobierno con relación al *Fracking*. Pero dada la difícil situación económica de este país no hay expectativas de cambios profundos, simplemente porque no existen alternativas en el corto y medio plazo.

4.2 La rentabilidad del *Fracking* en Europa, Africa y Asia

El volumen de las reservas de gas de esquisto en el mundo ha cambiado con el pasar del tiempo, la mayoría de estos estudios han sido conducidos por la EIA, que actualmente considera que las principales reservas de gas de esquisto técnicamente recuperables están concentradas de la siguiente forma:

- Norteamérica – EE.UU.;
- Sudamérica – Argentina y Brasil;
- Europa – Polonia, Francia y Noruega;
- África – Sudáfrica y Argelia;
- Australia.

La falta de estudios más detallados *in situ*, sobre el volumen y tipo de reservas técnicamente recuperable de cada país no permite un cálculo preciso de las reservas existentes y crea gran incertidumbre sobre la rentabilidad del *Fracking* y la definición de un precio de equilibrio específico en cada uno de ellos.

Otro aspecto que debe considerarse para evaluar la rentabilidad del *Fracking* en cada país, es la diferencia de desarrollo de la infraestructura en cada uno de ellos, la cantidad de plantas que generan electricidad a partir del gas natural y el marco específico de negocios. En todos los aspectos mencionados los EE.UU. tiene ventaja, por lo que se puede concluir que resultados iguales a los alcanzados en ese país y en el plazo de tiempo en que fueron alcanzados serían casi imposibles de replicar en el resto del mundo.

Un estimado de la rentabilidad del petróleo extraído mediante la técnica de *Fracking* en los EE.UU. y su competitividad frente a la producción por métodos convencionales no estaría completo sin la comparación con los principales productores mundiales de petróleo y gas. No hay muchas fuentes confiables que traten el asunto dado que los valores pueden perjudicar tanto a las empresas que realizan la actividad como a los precios en futuras transacciones comerciales.

En el año 2017 fue publicado por Irina Slav⁶ en el *web site* Oil Price.com, un artículo titulado: *Saudi vs Shale: The Breakeven Myth* (Arabia Saudita versus el *Fracking*: el mito del precio de equilibrio). Con base a datos del *Wall Street Journal* sobre los 13 mayores productores de petróleo la periodista reportó que el costo de producción de un barril en Arabia Saudita es de \$8,98 USD un poco menos que el costo de producción de un barril en Irán y que el costo de producción de un barril mediante el *Fracking* es de \$23,35 USD. (SLAV, 2017)

6 Periodista de la Divergence LLC especializada en cuestiones petroleras.

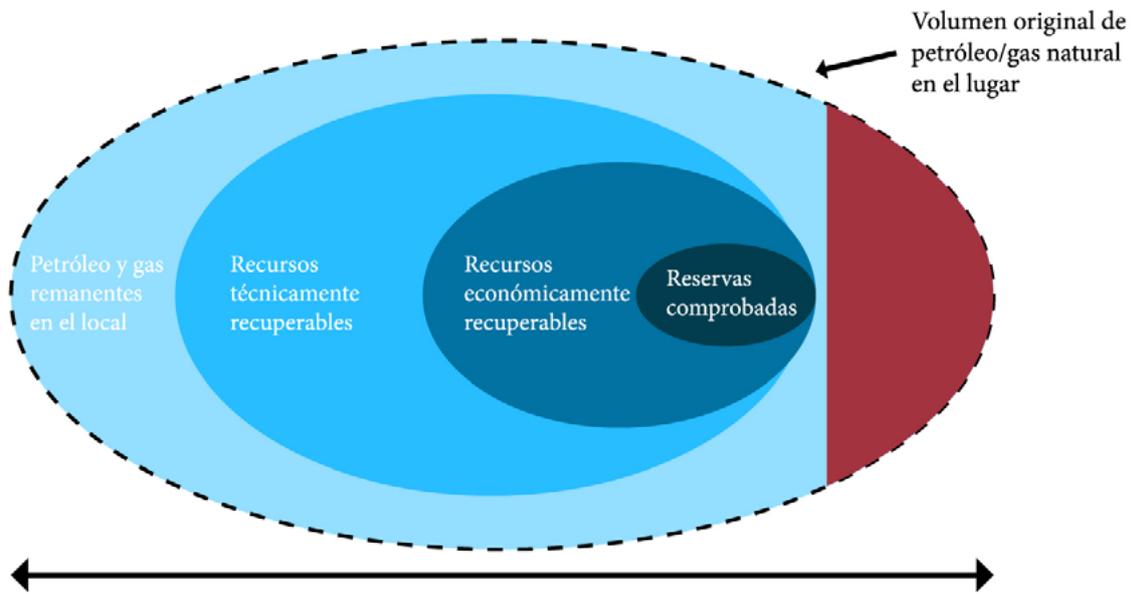
EL FRACKING EN AMÉRICA DEL SUR

El éxito del *Fracking*, en los EE.UU. con la aplicación de nuevas tecnologías de perforación junto a la creciente necesidad, han estimulado el interés de las Empresas Multinacionales Petroleras (EMP) y de las Compañías Estatales del Petróleo (CEP) para la introducción de este tipo de explotación en las reservas no convencionales de hidrocarburos en América del Sur. Especial interés han manifestado los países con apreciables reservas de petróleo/gas de esquisto. Consecuentemente, ellos ven la posibilidad de impulsar su desarrollo económico a partir de esta fuente de energía.

En 2015, la EIA publicó un informe titulado *Recursos técnicamente recuperables de petróleo/gas de esquisto: una evaluación de 137 formaciones en 41 países fuera de los EE.UU.* (*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*) (EIA, 2015), en el cual, se analizan las más importantes reservas de petróleo/gas de esquisto en el mundo.

El mencionado informe divide las reservas de petróleo/gas de esquisto, en dependencia del grado de certidumbre de su explotación en cuatro categorías: 1^a- Reservas Comprobadas; 2^a- Recursos económicamente recuperables; 3^a- Recursos técnicamente recuperables; 4^a- Recursos de gas natural y petróleo remanentes en el lugar. Esta división en categorías es importante desde el punto de vista técnico-económico (Figura 13).

Figura 13 – Representación gráfica del grado de certidumbre en la explotación de gas y petróleo



Fuente: Adaptado de EIA (2015).

En la figura 13 queda claro que el grado de incertidumbre aumenta de derecha a izquierda.

Es importante distinguir entre petróleo/gas técnicamente recuperable y económicamente recuperable. La primera categoría representa el volumen de gas/petróleo que pudiera producirse con la tecnología actual sin considerar los precios del mercado y los costos de producción. Los recursos económicamente recuperables son aquellos que pueden producirse con rentabilidad en las condiciones específicas del mercado.

En la Tabla 3 se muestran, de forma resumida, las reservas más importantes de petróleo/gas de esquisto de los países latinoamericanos. En la misma queda claro que, desde el punto de vista del volumen de reservas, los países con mejores oportunidades considerando sólo los recursos técnicamente recuperables son: Argentina, México, Brasil y Venezuela. De ellos solamente México y Argentina emplean el *Fracking*, actualmente.

Tabla 3 – Reservas de petróleo/gas de esquisto en América Latina

PAÍS	RESERVAS NO COMPROBADAS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES	
	Gas húmedo de esquisto (TCF*)	Petróleo de esquisto (BbbI**)
Argentina	801,5	27
Bolivia	36,4	0,6
Brasil	244,9	5,3
Chile	48,5	2,3
Colombia	54,7	6,8
México	545,2	13,1
Paraguay	75,3	3,7
Uruguay	4,6	0,6
Venezuela	167,3	13,4
*10 ¹² pies cúbicos ** 10 ⁹ barriles		

Fuente: EIA (2015).

5.1 La industria del petróleo y gas en el contexto sudamericano: marco de negocios

En América del Sur los países con mayores posibilidades de aumentar su producción de petróleo/gas vía *Fracking* son Argentina y Brasil. Ambos países necesitan una mayor producción de hidrocarburos para impulsar su desarrollo económico y tienen en común que la actividad petrolífera es regulada por los CEP que son YPF y PETROBRAS, respectivamente, en Argentina y Brasil.

Las particularidades específicas de cada país determinan caminos diferentes hacia sus metas de desarrollo socio-ambiental y técnico-económico, pero más allá de las diferencias en el contexto sudamericano el potencial de crecimiento energético depende indudablemente de cuatro factores estrechamente interrelacionados: mercado, inversión extranjera, estabilidad política y tecnología. Para estos factores existe un marco común de negocios en Sudamérica que depende de la incertidumbre de la industria.

Hoy en día, los precios del petróleo son menores (\$70-\$80 USD/barril) que en el período 2010-2014 (\$160-\$112 USD). Inicialmente esta situación parecía ser coyuntural,

pero hoy es aceptado por las EMP y CEP que se trata de un cambio de carácter estructural en el mercado internacional del petróleo. Las razones que explican este cambio son variadas y complejas, pero se destacan entre ellas las preocupaciones ambientales, los cambios geopolíticos, el rápido desarrollo de las energías renovables, el aumento de la eficiencia energética y la reducción del consumo por parte de los países emergentes.

Con un escenario de precios bajos del petróleo a corto y mediano plazo una nueva relación comercial y financiera se ha establecido entre las EMP y CEP que ahora se caracterizan por:

- Operar en condiciones restringidas del mercado;
- La inestabilidad política debido a los escándalos de corrupción;
- Los cambios drásticos en las políticas adoptadas por los CEP basadas en los intereses políticos del gobierno de turno;
- Los movimientos anti-*Fracking* a nivel nacional e internacional.

Ante estas circunstancias parecería que ninguna EMP invertiría, pero la realidad es que ellas continúan invirtiendo aún en ambientes políticos extraordinariamente turbulentos, como por ejemplo en Venezuela, donde Chevron, Total y Shell continúan invirtiendo a pesar del alto nivel de incertidumbre política. Estratégicamente, las EMP buscan mitigar los riesgos políticos e incertidumbres mediante la diversificación de sus proyectos a nivel global. (WATERWORTH; BRADSHAW, 2018)

Ninguno de los riesgos del marco de negocios listados anteriormente tiene carácter técnico u operativo. De esta forma se puede concluir que los riesgos técnicos y ambientales levantados por diferentes movimientos en la región no son suficientemente importantes frente a los intereses políticos de los gobiernos, que son las razones predominantes para el retraso del despegue de la industria del petróleo y el gas en América del Sur.

5.2 La explotación del petróleo/gas de esquisto en Argentina

Argentina tiene uno de las mayores reservas potenciales de petróleo/gas de esquisto fuera de los EE.UU. Actualmente, la producción comercial se lleva a cabo en la provincia de Neuquén⁷ por muchas EMP (Exxon Mobil, Total, Chevron) y por la estatal YPF S.A., entre otras. De hecho, la explotación de hidrocarburos vía *Fracking* en Argentina es la mayor de América del Sur. Hasta hoy, se calcula que aproximadamente 100-200 pozos con *Fracking* fueron perforados en Neuquén. Hay información controversial sobre el número

7 Superficie de la provincia de Neuquén: 94.078 km². Superficie de Bélgica: 30.528 km².

de pozos laterales ya fueron perforados. A juzgar por las cantidades reportadas por diferentes medios de información parece que la tecnología de perforación horizontal no ha sido introducida ampliamente. En términos comparativos, YPF explota actualmente alrededor de 30.000 pozos de los cuales apenas el 0,51% son pozos horizontales.

El estrato de esquisto en la formación de Vaca Muerta (Neuquén) se encuentra a una profundidad moderada 2400-3000 metros, bajo presurización y con un alto promedio de carbón orgánico total (TOC). En la Tabla 4 se listan cronológicamente los eventos y datos más importantes del *Fracking* en Argentina.

De acuerdo con la información de YPF, de los 100 pozos perforados en Vaca Muerta sólo 70-80 de *Fracking* están en producción (Tabla 4).

El proyecto Vaca Muerta es el más promisorio desde los puntos de vista estatal y privado para llevar adelante la explotación del gas de esquisto. El área total de Vaca Muerta es 30000 km², de los cuales, 20000 km² están bajo la concesión de la estatal YPF.

Como resultado de la necesidad de grandes inversiones y tecnología para la explotación de las reservas no convencionales de petróleo/gas vía *Fracking*, el gobierno representado por YPF S.A. salió al mercado internacional para buscar inversores y ofreció contratos con numerosos incentivos fiscales para alcanzar un volumen de inversiones estimado en \$20.000 millones de USD, los cuales serían invertidos fundamentalmente en la formación de Vaca Muerta, en Neuquén (Tabla 4).

5.2.1 El futuro previsible

Al final del año 2015, Loma Campana (Vaca Muerta) tenía uno de los mayores volúmenes de extracción de petróleo de esquisto fuera de los EE.UU., pero su producción no fue suficiente para cambiar el balance energético argentino. Los hidrocarburos representan el 90% de la oferta primaria de energía de ese país. Además, y como resultado de la disminución de los niveles de extracción de petróleo y gas, la importación de estos productos creció causando un fuerte impacto negativo en la economía de dicho país. (IBASE, 2017)

Pasados cinco años el negocio de explotación de esquisto no ha conseguido despegar debido a los precios bajos del petróleo en el mercado internacional (la mayoría de las veces por debajo del precio de equilibrio, la falta de inversiones en el volumen esperado, la oposición de parte de la opinión pública argentina y la falta de voluntad política del pasado gobierno).

Tabla 4 – Resumen del *Fracking* en Argentina

AÑO	DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS Y PARTICULARIDADES	
Línea del tiempo del <i>Fracking</i> en Argentina (sin considerar los factores técnicos)		
2010	Al final del 2010, la antigua empresa Repsol-YPF anunció el descubrimiento de grandes volúmenes de recursos de hidrocarburos no convencionales en la formación de Vaca Muerta, provincia de Neuquén. ^(a)	
2010-2012	<ul style="list-style-type: none"> • Repsol-YPF anunció en mayo de 2011 el descubrimiento de un equivalente a 150 millones de barriles de petróleo no convencional en la formación de Vaca Muerta. • La ex presidente Cristina Fernández de Kirchner, en el 2012, declaró: “la autosuficiencia en hidrocarburos es una cuestión de interés nacional”.^(b) • 2012, La ley de Soberanía de hidrocarburos llevó a la nacionalización de YPF S.A. y a la aceleración del <i>Fracking</i> en Vaca Muerta.^(c) 	
2012	La provincia de Neuquén sancionó el Decreto N° 1483/12 sobre la explotación no convencional de petróleo/gas.	
2013	Entró en vigencia el Decreto N° 929 sobre la promoción de inversiones para la explotación de hidrocarburos (principalmente vía <i>Fracking</i>).	
2013	El 30 de agosto entró en vigencia el acuerdo YPF-Chevron, cuyas cláusulas son confidenciales. El capital de inversión de Chevron en este negocio ha sido estimado en \$USD 1240 x 10 ⁶ . En el primer año se aplicarán \$USD 300 x 10 ⁶ , lo cual representa la mitad del valor de la inversión ya realizada por YPF (Loma Campana) Los trabajos serán conducidos por YPF en una superficie de 20 km ² . Sólo después del desembolso del total del capital de inversión Chevron podría explotar 1500 pozos. ^(b)	
2013	El principal objetivo del acuerdo YPF-Chevron fue atraer otros inversores hasta alcanzar los \$20.000 millones de USD (valor estimado para la explotación comercial de Vaca Muerta).	
2015	Con la nueva presidencia es previsible la disminución de la participación estatal y un incremento significativo de la partición de las compañías privadas en el negocio del petróleo.	
DATOS TÉCNICOS DEL <i>FRACKING</i> EN ARGENTINA		
Principales cuencas de petróleo/gas de esquisto	Neuquén, Golfo San Jorge, Austral y Paraná del Golfo San Jorge producen cerca del 30% del total del petróleo argentino. La cuenca de Neuquén es la más promisoría de todas desde el punto de vista de la explotación de esquisto. Su área es de 173.300 km ² y su profundidad promedio es de 6706 m. Aquí están los más importantes reservorios de petróleo/gas de esquisto (Vaca Muerta y Los Molles). Vaca Muerta con una profundidad moderada de 2400-3000 m. y una superficie total de 30.000 km ² . ^(d)	
Evaluación de Riesgo de los Recursos Técnicamente Recuperables(d)	Los Molles	Gas de esquisto 7787 x 10 ⁹ m ³ ; Petróleo y condensado 3.7 x 10 ⁹ barriles.
	Vaca Muerta	Gas de esquisto 8722 x 10 ⁹ m ³ ; Petróleo y condensado 16 x 10 ⁹ barriles.
Total de Carbón Orgánico (TOC)(d)	La formación de Vaca Muerta es más rica en TOC que la de Los Molles. Un contenido de TOC 6,5% superior se reporta en las lutitas de más bajo contenido de Vaca Muerta.	
Principales operadoras	Chevron, YPF S.A., Down Chemical, Total, Apache, EOG, Exxon Mobil, Petrona, Gazprom y otras pequeñas compañías.	

Número de pozos	Vaca Muerta 70-80 (más de 100 perforados) 6-8 de ellos horizontales, 2013. ^(b)
Precio de equilibrio del petróleo(a)	Vaca Muerta \$USD 85.00/barril.
Costo de un pozo (Neuquén)	Cada pozo es 2-3 veces más caro que un pozo similar en los EE.UU. ^(c)
2013-2018	Plan quinquenal de la provincia de Neuquén: 2500 pozos (la mayoría de <i>Fracking</i>). ^(b)

Fuentes: ^(a) OPSUR (2018); ^(b) TAILLANT *et al.* (2013); ^(c) IBESA (2017); ^(d) EIA (2015);
^(e) SOLBRAEKKE; TRIANA (2016).

La explotación de hidrocarburos de esquisto que era apoyada por el gobierno anterior no ha cambiado con el nuevo gobierno. La dinámica del modelo de negocios existente continúa vigente y con nuevos mecanismos internos de financiamiento para garantizar que el negocio del *Fracking* se mantenga (Tabla 4).

Existen distintas opiniones, algunas contradictorias, sobre el futuro del negocio del *Fracking* en Argentina. Es evidente que hoy con bajos precios del petróleo y un ambiente de constricción del capital, una formación geológica prometedora no es suficiente para garantizar la inversión extranjera a gran escala. (WATERWORTH; BRADSHAW, 2018) Además, no hay señales claras de que esta situación cambie en el futuro cercano. De persistir la misma situación el *Fracking* en Argentina se puede convertir en un espejismo, debido principalmente a la falta de capital.

La revolución del *Fracking* que muchos esperaban en Vaca Muerta todavía no ha sucedido. Aun así, dado que no hay alternativas plausibles, todo indica que la explotación de los hidrocarburos de las rocas de esquisto continuará desarrollándose en los años venideros (SOLBRAEKKE; TRIANA, 2016).

Hay varios hechos y factores que apuntan que la explotación de petróleo/gas no convencional en Argentina (*Fracking*) continuará y superará las presentes dificultades que experimenta actualmente. Entre ellos vale destacar:

- ✓ Argentina es un país que siempre dependió y continúa dependiendo de los hidrocarburos (90% de su oferta primaria de energía: ≈50% petróleo, 40% gas, 7% hidroeléctrica y 3% nuclear) para su desarrollo económico;
- ✓ No hay fuentes energéticas alternativas que puedan sustituir a los hidrocarburos en un futuro cercano;
- ✓ Existe una tradición, cultura e infraestructura tecnológica sobre el uso y también la exportación del petróleo y sus derivados;
- ✓ Las principales operadoras que tuvieron éxito en el *Fracking* de los EE.UU. están ahora trabajando en Neuquén;
- ✓ Los índices de rendimiento del *Fracking* en los pozos de Vaca Muerta son similares y, en algunos casos, superiores a los índices de algunas cuencas de los EE.UU.;

- ✓ La introducción de tecnologías de punta (*state-of-the-art technologies*);
- ✓ No hay indicios de que el gobierno no continuará apoyando el aumento de la producción de hidrocarburos vía *Fracking*;
- ✓ Hay una tendencia nueva entre las EMP de operar bajo las condiciones de constricción de capital, diversificar globalmente su producción e invertir en energías alternativas.

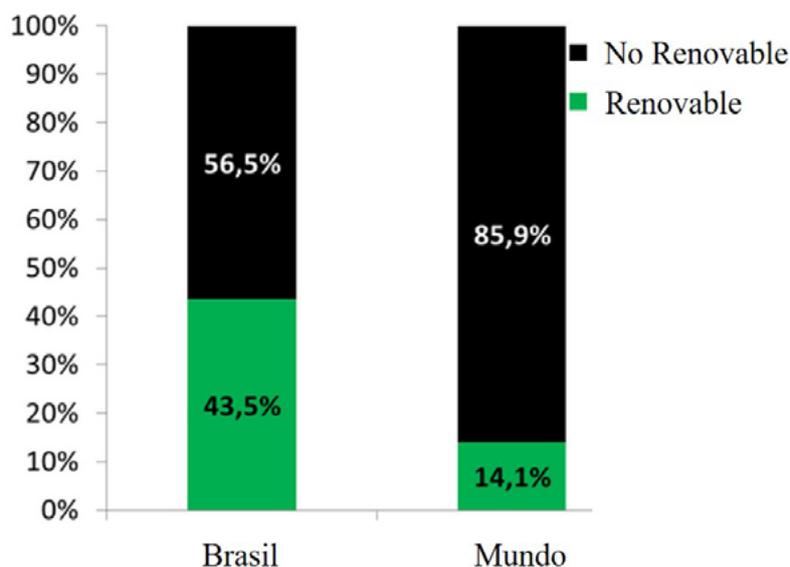
Considerando los factores listados anteriormente se puede concluir que el *Fracking* llegó para quedarse en Argentina, al menos, durante el futuro previsible.

5.3 La situación de los combustibles en Brasil

Indiscutiblemente, Brasil es un país gigantesco con recursos que aún no han sido totalmente descubiertos. Los recursos hidráulicos de este país y su uso para la producción de energía eléctrica son un ejemplo para el mundo. La participación de las energías renovables en la matriz energética brasileña es del 45,3%, mientras que en la matriz energética mundial este tipo de energía es apenas un 14,1% (Figura 14). La producción hidroeléctrica representa más del 60% de toda la energía eléctrica generada en el país.

Sin embargo, Brasil no tiene una situación fácil con relación a los combustibles. Más del 90% del transporte de carga se realiza por carretera. Brasil cuenta con una flota de transporte de carga de 9 millones de camiones y 41,2 millones de vehículos ligeros que representan el 13,76% y 62,65%, respectivamente, del total de vehículos de transporte terrestre del país (IBPT, 2018).

Figura 14 – Participación de las energías renovables en la matriz energética



Fuente: Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética (2016).

Los vehículos ligeros brasileños a partir de los años 2000 son de la categoría combustible flexible (*flex-fuel* en inglés)⁸ mientras que todos los camiones funcionan a diésel. Toda la gasolina producida en Brasil es mezclada con alcohol anhídrido en proporciones que varían entre el 18%-27%. La producción de Biodiésel es aún incipiente.

Por otra parte, casi todas las residencias urbanas usan gas de petróleo licuado (GLP) para cocinar, pero el país no produce suficiente cantidad de este combustible para satisfacer las necesidades hogareñas y la demanda industrial. Por esta razón, es importador neto no sólo de gasolina y diésel, sino también de gas (Tabla 5).

Tabla 5 – Dependencia de la energía externa*

IDENTIFICACIÓN	UNIDAD	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	ESPECIFICACIÓN
TOTAL	10 ³ tep(toe)	19.571	21.788	9.668	20.694	22.132	30.889	43.401	39.621	22.837	6.363	TOTAL
	%	8,0	8,4	3,9	7,6	7,9	10,7	14,4	12,7	7,4	2,1	
PETRÓLEO	10 ³ bep(boe)/d	-15	5	-145	-97	-21	135	285	124	-224	-436	PETRÓLEO
	%	-0,8	0,2	-7,5	-4,6	-0,9	5,7	11,6	4,9	-9,4	-19,4	
GAS NATURAL	10 ⁶ m ³	10.314	11.691	8.328	12.639	10.806	13.197	17.095	19.409	18.399	12.023	GAS NATURAL
	%	44,8	43,5	38,3	43,9	37,6	38,8	42,8	44,3	42,5	32,4	
CARBÓN MINERAL	10 ⁶ t	16.439	17.210	12.896	17.710	20.078	18.077	19.937	22.169	22.568	20.610	CARBÓN MINERAL
	%	73,5	76,8	71,2	75,6	80,0	70,8	71,1	75,0	76,1	77,1	
ELETRECIDAD	GWh	38.832	42.211	39.666	34.648	35.886	40.254	40.334	33.775	34.422	40.795	ELETRECIDAD
	%	8,0	8,4	7,8	6,3	6,3	6,8	6,6	5,4	5,6	6,6	

*Los valores negativos corresponden a las exportaciones netas. 1. Diferencia entre la demanda interna (incluyendo las pérdidas) y la producción interna.

Fuente: BNE (2017).

En el año 2007, la empresa estatal PETROBRAS anunció el descubrimiento de una enorme cantidad de petróleo en el mar. Esta cuenca marítima fue llamada de Pre-Sal brasileño atendiendo al estrato del fondo marino donde se encuentran los hidrocarburos. El Pre-Sal está compuesto por varias cuencas submarinas, siendo las principales las cuencas de Santos y Campos. Desde el año 2010, Brasil puede ser considerado un país autosuficiente en petróleo. Aun así, el país no tiene una capacidad de refinación suficiente para garantizar la demanda de derivados del petróleo. Además el petróleo del Pre-Sal clasifica entre los petróleos de media densidad (22-28 °API)⁹ y las refinerías existentes en el país fueron diseñadas para procesar petróleo liviano. A partir de esta situación y como una posible solución a la demanda de combustibles derivados del petróleo se reanimó la expectativa tanto por parte de las EMP cuanto de la estatal PETROBRAS de explotar el petróleo/gas de esquisto existente en diferentes cuencas del país.

8 Flex-fuel, en Brasil, significa que pueden funcionar con mezclas de gasolina y etanol en cualquier proporción.

9 Considerando su densidad los petróleos clasifican como livianos (>30 °API), medianos (22-30 °API) y pesados (<22 °API).

5.3.1 El negocio del petróleo/gas de esquisto en Brasil

En Brasil desde el año 1954 se inició la explotación de las rocas de esquisto. Como resultado de trabajos de investigación durante el período 1959-1971 en el año 1972 comenzó a operar una planta para recuperación de hidrocarburos a partir de rocas de esquisto, en San Mateos del Sur, Paraná. En 1991 se inauguró una segunda unidad y de esta forma se consolidó y patentó una tecnología para la extracción de hidrocarburos a partir de rocas de esquisto denominada PETROXIS (Figura 15).

Figura 15 – Vista general da planta de procesamiento de esquisto



Fuente: PETROBRAS (2018).

En síntesis, la tecnología consiste en la recolección de las rocas de esquisto en yacimientos a cielo abierto, su posterior trituración y pirólisis hasta la extracción de gas y petróleo. El primero se encamina para su uso en una industria cerámica vecina a la planta, el petróleo se licua para su comercialización y la nafta se envía por un oleoducto a la refinería Getulio Vargas en Araucaria. La capacidad de procesamiento es del orden de 5880 toneladas/día. Vale destacar que la tecnología PETROXIS no utiliza el *Fracking* para la extracción de los hidrocarburos.

Brasil, de acuerdo con informes de la EIA (EIA, 2015), tiene aproximadamente $6909 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gas de esquisto principalmente en las cuencas de Paraná, Solimões y Amazonas. A pesar de que existe un cuestionamiento generalizado sobre la confiabilidad de esta información por parte de distintas organizaciones, la EIA estima que por su volumen de reservas Brasil ocupa el 10° lugar en el mundo y el 2° en América del Sur (Tabla 3). Para tener una idea de la importancia de las reservas de gas de esquisto basta señalar que en el año 2013 la ex-Jefa Ejecutiva de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), Magda

Chambriard, declaró que las reservas de gas de esquisto en Brasil eran mayores que las de gas en el Pre-Sal.

A pesar de que la ANP declara que en el Brasil se ha usado la fracturación hidráulica desde 1950, no hay una experiencia generalizada en el país sobre esta tecnología. En el año 2013 la mencionada ANP, anunció la posibilidad de explotar los hidrocarburos de esquisto vía *Fracking* en territorio brasileño.

En los años 2013 y 2015 la ANP llevó a cabo subastas de lotes para la explotación no convencional del gas de esquisto. En ambos eventos solamente el 30% y 14% del total de lotes subastados fueron adquiridos, respectivamente. Por esta razón, dichas acciones fueron consideradas un fracaso. En varios estados brasileños con reservas de esquisto la Fiscalía consiguió juzgar y suspender la validez de las subastas para la explotación vía *Fracking* realizadas por la ANP basándose en la incertidumbre sobre los riesgos que éste tipo de actividad podría ocasionar a la salud, al medio ambiente, a las actividades económicas tradicionales que son realizadas en esas regiones y al hecho de que no existen estudios conclusivos sobre el impacto del *Fracking* en los territorios donde están las reservas.

En abril del 2014 entró en vigencia la Resolución 21/2014 de la ANP que regula los patrones operativos para la fracturación hidráulica de los yacimientos no convencionales.

Más recientemente, el 29 de marzo de 2018 la ANP llevó a cabo la 15ª ronda de subastas de lotes. En esta ocasión, la mayoría de los lotes subastados fueron yacimientos marítimos. De un total de 47 lotes ofrecidos (la mayoría marítimos), 22 lotes marítimos fueron comprados, o sea, un 46%. Esta subasta fue un éxito y consiguió una recaudación récord de $\$8 \times 10^{12}$ reales brasileños ($\approx \$2 \times 10^{12}$ USD). El resultado de esta ronda de subastas dejó claro que los inversores extranjeros tienen mayor confianza en la explotación de los hidrocarburos en el Pre-Sal (lotes marítimos) que en la explotación de las reservas no convencionales de hidrocarburos (vía *Fracking*).

El documento rector del crecimiento energético brasileño *El Plan Decenal de Expansión de Energía 2026* emitido por el Ministerio de Minas y Energía (PDE, 2026) menciona la posibilidad del uso del *Fracking* en la región Sureste del país desde sean cumplidos todos los estudios previstos en la Resolución 21/2014 de la ANP hasta el 2026. No obstante, el uso del *Fracking* no es considerado, en el Plan Decenal, como una vía de satisfacer las demandas de gas del país.

A partir de los hechos mencionados anteriormente se puede decir que:

- ✓ El marco legal brasileño aun no está listo para la explotación no convencional de petróleo/gas vía *Fracking*;
- ✓ Todo parece indicar que las futuras inversiones de petróleo y gas estarán sujetas a la elección en una encrucijada entre el Pre-Sal (explotación marítima) y el *Fracking* (explotación no convencional), donde hasta ahora la preferencia de los inversores es la primera;
- ✓ La explotación no convencional de hidrocarburos a escala comercial en Brasil puede tomar más de una década para ser implementada.

RIESGOS SOCIOAMBIENTALES DERIVADOS DEL USO DEL *FRACKING*: UNA COMPARACIÓN CON OTRAS TECNOLOGÍAS

El mayor dilema que enfrenta actualmente la humanidad a mediano y largo plazo es el DESARROLLO versus la SOSTENIBILIDAD. El crecimiento integral, la rentabilidad y responsabilidad socioambiental son las claves de cualquier país para alcanzar sus metas de desarrollo económico y social. Los defensores del *Fracking* argumentan los éxitos de esta tecnología tratados en el Capítulo 3 y además alegan que este tipo de explotación de hidrocarburos no representa una amenaza mayor que la explotación convencional de hidrocarburos o que el resto de las tecnologías de conversión ya usadas durante muchos años. Para arrojar luz sobre esta afirmación analizaremos algunos factores y hechos.

6.1 Riesgos de la explotación convencional de petróleo

Durante los últimos 200 años los combustibles fósiles han sido la principal fuente de energía (fundamentalmente: el petróleo, carbón mineral y gas) para el desarrollo humano. Al principio, las plataformas petroleras estaban en tierra pero con el paso del tiempo y la disminución de la productividad de los pozos el petróleo comenzó a escasear y las plataformas comenzaron a construirse en ambientes más hostiles y de más difícil acceso como el mar. Desde entonces han ocurrido varios accidentes catastróficos en las plataformas marítimas y también en el transporte del petróleo. Entre los más desastrosos se pueden citar:

- La Plataforma marítima PIPER ALPHA – 6 de julio de 1988. 167 de las 226 personas a bordo murieron;

- La perforación de la plataforma Alexander L. Kielland – 27 de marzo de 1980. De los 212 trabajadores 123 perdieron la vida;
- La plataforma BHN – Mumbai High North – 25 de julio de 2005. El fuego mató a 22 personas y se produjo un enorme derrame de petróleo 120.000 barriles y 4,4 millones de metros cúbicos de gas por día;
- La plataforma Usumacinta Jack-up – 23 de octubre de 2007. Este accidente tuvo lugar en el Golfo de México cuando la plataforma elevadora colisionó con la plataforma Kab-101 de PEMEX. Fue confirmada la muerte de 21 personas durante la evacuación;
- El derrame del tanquero Exxon Valdez Oil Spill – marzo de 1989. El tanquero Exxon Valdez encalló en la costa de Alaska, derramando 11 millones de galones de crudo en la bahía de Prince William, creando uno de los peores derrames de petróleo de la historia de los EE.UU.;
- El derrame del Golfo de México del 20 de abril al 19 de septiembre del 2010. Derramando 210 millones de galones de petróleo crudo en el mar. Una cantidad 19 veces mayor que el derrame del tanquero Exxon Valdez.

A pesar de todos los desastres listados la explotación de petróleo en plataformas marinas no ha sido suspendida y continúa siendo una de las formas de explotación de petróleo más promisorias en el corto y mediano plazo.

Hasta un país de larga tradición petrolera como Arabia Saudita está explotando bloques de petróleo en el mar para su futura explotación.

6.1.1 Riesgos de la tecnología electronuclear

La energética nuclear es otro ejemplo de riesgo socioambiental.

Es mundialmente conocido el accidente catastrófico de Chernobil (25-26 de abril de 1986) en el Norte de la ex-República Soviética de Ucrania. Como consecuencia de este desastre 28 bomberos y empleados murieron en uno de los dos accidentes nucleares clasificados como un evento de nivel 7 (el máximo nivel de la clasificación) en la Escala Internacional de Eventos Nucleares (INES). Se ha estimado que el costo de los trabajos de descontaminación de la ciudad y sus alrededores ha tenido un costo del orden de $\approx 15 \times 10^6$ de USD (2018).

El otro desastre clasificado como nivel 7 por la INES fue el accidente de la planta electronuclear de Fukushima que ocurrió el 15 de marzo del 2011. No hay datos exactos sobre el número de víctimas de este accidente pero se estima que más de mil personas murieron.

De la misma manera que en el caso de los derrames de petróleo en el mar, a pesar de las graves consecuencias socioambientales de los accidentes nucleares citados varios países como Francia, Japón y Suiza, entre otros, continúan usando la energía nuclear.

Desde el año 2011, ha comenzado un movimiento para dismantlar las plantas nucleares en Alemania, que redujo de 17 a 7 el número de reactores en actividad en el período 2011-2018. Actualmente, la energía nuclear representa el 13% de la matriz eléctrica alemana. Aumentó considerablemente la inserción de la energía eólica y fotovoltaica que representan el 24% y 20%, respectivamente, de la capacidad de generación instalada (WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2018). Cada país tiene una situación específica, pero es conocido que dismantlar una planta nuclear es más caro que instalar una nueva. Por otro lado, hay fuertes señales de que Alemania va a importar más gas desde Rusia a través del gasoducto NordStream 2 (su construcción estaba casi finalizada en marzo de 2021) y más energía eléctrica de Francia, lo cual se justifica para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, que no puede funcionar sólo con fuentes energéticas intermitentes.

6.1.2 El impacto de las tecnologías de energías renovables

Considerando el nivel tecnológico actual y su futuro previsible no existe ninguna actividad de transformación, producción, extracción que no cause impacto al medio ambiente y en muchos casos a la sociedad como un todo. Las tecnologías de energía renovables, como la eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, entre otras, tan elogiadas desde el punto de vista medioambiental no están exentas de esta situación.

Los módulos fotovoltaicos más comercializados en el mercado se fabrican a partir del silicio y es necesaria una enorme cantidad de energía para la fundición, tratamiento y conformación de sus celdas componentes (≈ 1500 °C). El mayor productor de módulos fotovoltaicos del mundo es China que utiliza energía de carbón mineral (el más contaminante entre los combustibles fósiles) para su fabricación.

En el año 2017, el mayor parque fotovoltaico del mundo fue reportado en Longyangxia Dam, China, con una capacidad instalada de 850 MW, un total de 4×10^6 módulos fotovoltaicos que cubren una superficie de 27 km². (NASA EARTH OBSERVATORY, 2017)

En un Análisis del Ciclo de Vida (ACV) de los módulos fotovoltaicos (PV) realizado en 2015 se concluye que el gasto energético para la fabricación de un módulo fotovoltaico (≈ 1 m² de superficie) es entre 894-13,428 MJ/m², dependiendo de la tecnología. En el mismo estudio se estima que el Retorno de Energía sobre la Inversión para la producción (EROI) y el Tiempo de Recuperación de la Energía Invertida (EPBT) son respectivamente 8,4-34,7 veces y 1-4 años. (BHANDARI *et al.*, 2015)

Considerando sólo la cantidad de módulos PV del parque fotovoltaico de Longyangxia Dam (4×10^6), el consumo de energía antes mencionado para la fabricación de un módulo (PV) y el factor de emisión de CO₂ por combustión de carbón mineral recomendado pelo IPCC es igual a 94 600 kg de CO₂/TJ (IPCC, 2006) la emisión total generada, para instalar ese parque PV, fue entre 338×10^3 ton y 5×10^6 ton de CO₂. Sin embargo, no existen reportes sobre el gasto energético necesario para desechar los mó-

dulos al final de su vida útil, por lo cual, no es posible calcular exactamente la dimensión total del impacto ambiental por la emisión de CO₂. A pesar del alto grado de emisiones contaminantes asociado a la producción de módulos solares, la instalación masiva de los mismos es un hecho, que está siendo incentivado cada vez más por un mayor número de países.

6.1.3 El riesgo principal del *Fracking*: el consumo de agua y su posible contaminación

La explotación de combustibles fósiles y la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) como consecuencia de su combustión son ampliamente reconocidas como prácticas indeseables y condenadas por la mayoría de la sociedad. Sin embargo, el uso de los combustibles fósiles para garantizar el desarrollo es hoy indispensable y será así, por lo menos, hasta más de la mitad del presente siglo.

Lo que hoy se discute no es si se mantiene o no la explotación de petróleo y gas, sino la intensidad con que se lleva a cabo esa explotación, la magnitud de su impacto negativo al medio ambiente, la velocidad con que están ocurriendo los cambios climáticos, su empeoramiento y las posibles medidas a tomar para su mitigación.

La extracción de petróleo/gas usando el *Fracking* requiere un uso más intensivo del agua y otros recursos naturales que el método convencional. El consumo promedio de agua para el *Fracking* de un depósito no convencional de gas es ≈ 90 veces mayor que el necesario para la explotación convencional de petróleo y gas.

El consumo de agua por el *Fracking* puede ser dividido en dos etapas, la perforación y la fractura. En un artículo presentado en la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SIP) que tuvo lugar en Texas en febrero de 2012, el consumo promedio de agua de seis cuencas en los EE.UU. fue 1.06×10^6 litros y 17.56×10^6 litros, para la perforación y fracturación, respectivamente. O sea, un total de 18.62×10^6 L (KING, 2012).

El informe *Fracking Argentina. Informe técnico y legal sobre la fracturación hidráulica en Argentina* estima que la cantidad de agua usada para el *Fracking* en un pozo no convencional es de 11×10^6 de litros, de manera que los 100 pozos existentes en ese país consumen 1100×10^{10} de litros. De continuar la cantidad de pozos hasta 1000 el consumo de agua sería equivalente al consumo total de la población Argentina durante 6 meses. (TAILLANT *et al.*, 2013)

Es indudable que el consumo de agua de un pozo de *Fracking* es enorme en términos absolutos. Sin embargo, el consumo de agua del *Fracking* no es mayor que el de la producción de bioetanol y otros biocombustibles que usamos hace mucho tiempo. Para ilustrar esta afirmación tomemos, por ejemplo, la Compañía Nacional de Abastecimiento de Brasil (CONAB), la cual estimó que la producción de bioetanol hidratado y anhídrido en la cosecha de caña de azúcar de 2017/2018 fue de $27,76 \times 10^9$ litros y $11,09 \times 10^9$ litros, respectivamente. La producción total sumó $38,85 \times 10^9$ litros. Considerando que para producir cada litro de bioetanol son necesarios 176 litros de agua y que se generan entre

10-13 litros de vinaza (residuo orgánico de la destilación del alcohol) (ALONSO-PIPPPO *et al.*, 2013) tenemos que durante la mencionada cosecha, en Brasil, se consumieron 6.838×10^{12} litros de agua y se generaron 0.505×10^{12} litros de vinaza. La vinaza es comúnmente usada junto al riego para la fertilización, pero tiene riesgos potenciales de contaminación del agua de los ríos, lagos y el manto freático, y su disposición de manera sostenible continúa siendo un desafío.

Cuando se compara el consumo de agua para la producción de bioetanol en la cosecha 2018 (6.838×10^{12} litros) en Brasil, con el consumo promedio de agua del *Fracking* en los pozos de EE.UU. (18×10^6 de litros) y Argentina (11×10^6 de litros) resulta que el bioetanol, anualmente, consume miles de veces más agua que el *Fracking*.

La comparación del consumo de agua en el caso de producción de bioetanol como en el caso de la energía nuclear no reflejan un elemento muy importante de la tecnología del *Fracking*: su intensidad de perforación. En la práctica, la vida útil o tiempo de explotación de los pozos con *Fracking* depende de su rentabilidad financiera y ésta última del precio de los hidrocarburos en el mercado internacional. No hay datos precisos sobre el tiempo de vida útil de un pozo de *Fracking*, pero varias fuentes citan que después de 3-5 años la producción disminuye y se torna irrentable su explotación. De acuerdo con ello y sabiendo que la vida promedio de los pozos convencionales es ≈ 20 años se puede estimar que la vida útil de los pozos de *Fracking* es 4-5 veces menor que la de los pozos convencionales. En un artículo publicado en el año 2017, se estima que desde el año 2000 en los EE.UU. se perforaron 670.000 pozos. (CASTRO-ÁLVAREZ *et al.*, 2017) Asumiendo ese valor en un período de 17 años la intensidad de perforación resulta en 39.410 pozos/año. Esa cantidad de pozos por año y un consumo de agua promedio de 18×10^6 de litros representa un consumo anual de 709.3×10^9 litros. O sea, sin considerar la intensidad de perforación de nuevos pozos de *Fracking* (lo que ocurre realmente en la práctica) la producción de bioetanol en Brasil consumiría miles de veces más agua que el *Fracking*. Ya cuando consideramos la intensidad de perforación anual del *Fracking*, el bioetanol consume anualmente aproximadamente 10 veces más agua que el *Fracking*.

La relación de cantidad de energía recuperada/agua consumida entre la energía electronuclear y el *Fracking* se estimó en un artículo de la Chesapeake Energy (una de las más reconocidas operadoras de *Fracking* en el mundo). En el artículo se informa que el consumo promedio de agua de un pozo de *Fracking* es $13,25 \times 10^6$ litros/pozo y que ese consumo por unidad de energía producida es siete veces menor que el consumo de agua de una planta electronuclear. (MANTELL, 2009)

Evidentemente, uno, y no el menor, de los problemas relacionados con el *Fracking*, es la contaminación de las aguas subterráneas y superficiales con los coadyuvantes químicos que se utilizan, aunque pueden actuar como disruptores endócrinos. (VILLALOBOS-HIRIART *et al.*, 2018; NAGEL *et al.*, 2020)

6.1.3.1 *Fracking*: contaminación del agua por derrames de hidrocarburos

Un de los riesgos que coloca el *Fracking* como una tecnología agresiva desde el punto de vista socioambiental, es la posibilidad de contaminación de las aguas superficiales y del manto freático. En las Figuras 2 y 6 esa posibilidad fue mostrada y de ellas queda claro que todo depende de la diferencia en profundidad entre el manto freático y los hidrocarburos contenidos en el estrato de esquisto.

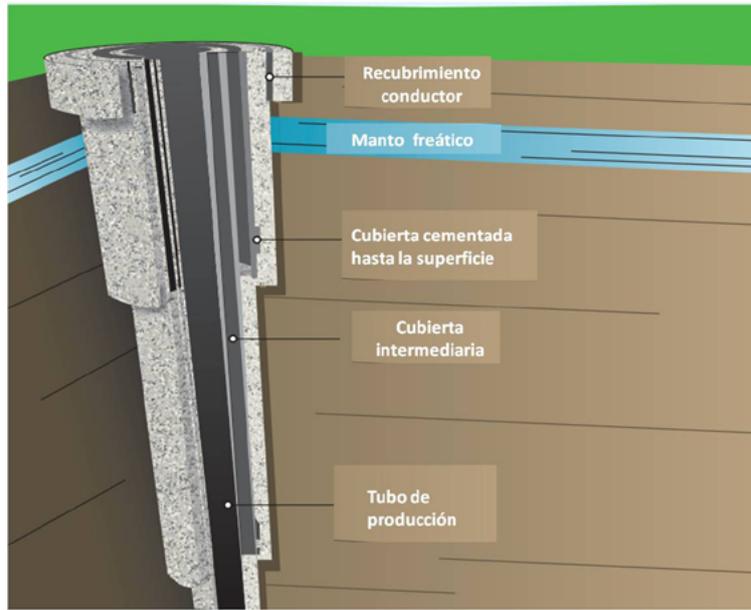
De acuerdo con los datos publicados por las principales operadoras petroleras y diferentes estudios geológicos la profundidad promedio de las capas de esquisto es de entre 2-5 km de la superficie, mientras que las aguas freáticas están entre 100-300 m. No obstante, hay que señalar que ese riesgo es real y que, de hecho, hay información comprobada de ese tipo de contaminación, que son analizadas a continuación.

Para evitar la contaminación de las aguas del manto freático se toman una serie de medidas de protección del pozo. La más común es la realización de manera alternada de un recubrimiento de concreto en los tubos del pozo. Este método es llamado de *casing* en inglés y de forma más detallada se muestra en la Figura 16. El diámetro del tubo de producción puede variar entre 30-60 cm y los respectivos recubrimientos desde la superficie hacia abajo varían su diámetro de manera decreciente en la medida que aumenta la profundidad y difieren de un pozo a otro. Fallas en la realización de este tipo de recubrimientos pueden ocasionar pérdidas y también agrietamientos por determinados movimientos sísmicos ocasionales.

Con relación a los hechos probados que evidencian la contaminación de las aguas con hidrocarburos como resultado del *Fracking*, tal vez el más conocido sea el documental *Gasland* (FOX, 2010) donde entre las escenas un ciudadano prende fuego al agua que sale del grifo en la cocina de su casa en los EE.UU. Este documental es una denuncia del riesgo que el *Fracking* representa para los ciudadanos norteamericanos y fue nominado a distintos premios.

Más recientemente, fue publicado en la revista *Science* un artículo sobre la contaminación con metano de las aguas del manto freático en Pensilvania (Figura 17).

Figura 16 – Detalle del recubrimiento de protección (*casing*)



Fuente: Adaptado de EIA (2015a).

Figura 17 – Escena de la combustión del gas que sale junto con el agua en la cocina



Fuente: BRANTLEY (2018).

En ese trabajo se reporta que a partir de diferentes hechos que daban a conocer derrames de hidrocarburos y contaminación del agua en Pensilvania en el año 2011 se decidió crear una base de datos sobre la calidad del agua, que hoy cuenta con 28.000 sitios reportados y más de un millón de datos de control de una red formada por autoridades ambientales, universidades, voluntarios, dueños de propiedades donde se realiza el *Fracking*, operadoras de *Fracking* y asesores. A pesar de todo este trabajo, no hay informes conclusivos sobre la relación *Fracking*-calidad del agua o *Fracking*-contaminación del agua derivada de éste. Las causas para son diversas, pero todas tienen un elemento común que es el interés de los participantes (barreras de compromiso con los datos). Por ejemplo, los dueños de las propiedades temen que la declaración de problemas de contaminación por *Fracking* incida directamente en la desvalorización de sus tierras. Las universidades no pueden atribuir la contaminación del agua con algún elemento al *Fracking* porque no tienen datos conclusivos sobre los tipos sustancias químicas que se usan por las compañías operadoras y, en los casos reportados, (<10) las contaminaciones pueden estar asociadas a causas que no tienen naturaleza antropogénica sino geológica.

6.1.4 Desecho del agua residual generada por el *Fracking*

Actualmente, están siendo llevados a cabo muchos trabajos relacionados con la sustitución de reactivos químicos dañinos a la salud por elementos de origen orgánico y sobre la limpieza de las aguas residuales del *Fracking*. Hay algunos resultados de este tipo de aplicación en los EE.UU. Indudablemente, que la exclusión de metales y reactivos tóxicos del agua usada en el *Fracking* facilitará el desecho de la llamada “agua producida” (aguas residuales del procesamiento del *Fracking*).

En Argentina, los efluentes tóxicos (aguas residuales del *Fracking*) son usualmente desechados en vertederos. Aunque existe ya una incipiente tendencia de su tratamiento para reciclaje. Las autoridades de la provincia de Neuquén ya decretaron nuevas regulaciones que exigen el tratamiento y limpieza de las aguas residuales. Todavía no hay datos disponibles sobre qué cantidad es tratada y qué cantidad es enterrada. De cualquier modo, para tratar el agua residual ésta tiene que ser previamente almacenada. El volumen de almacenamiento requerido para 1000 pozos de *Fracking* es igual al volumen de 350.000 contenedores del tipo que usan los barcos mercantes supercargueros. Los opositores al *Fracking*, en general, desconfían que los métodos de tratamiento de agua residual sean apropiados y eficientes para ese propósito. Las principales cuestiones que se discuten hoy día sobre el *Fracking* son: ¿Qué se hace con los efluentes tóxicos del *Fracking*? ¿Cuánto residuo tóxico se genera en el procedimiento?, ¿Cuál es la composición química de estos residuos? ¿Cómo se desechan? Además, de los interrogantes mencionados se hace referencia, entre otros, a los siguientes factores de riesgo (VILLALOBOS-HIRIART *et al.*, 2018; DEZIEL *et al.*, 2020):

- La contaminación del aire por metano en los gases de escape;
- La amenaza a la flora y fauna en las regiones cercanas a los lugares de explotación;

- La amenaza de actividad sísmica;
- Los efectos sobre la salud humana;
- La radioactividad;
- La existencia de mercurio y metano en las capas de piedras de esquisto.

Es imperativo mencionar que el *Fracking* modifica en profundidad la antropósfera. (MENG, 2017) El abordar la tecnología con un criterio de lograr el mayor respeto posible por el medio ambiente, implica ante todo una alta responsabilidad social, genera gastos y requiere de transparencia y conciencia social, incluyendo una mayor participación de los gobiernos locales para lograr una justicia energética. (LATAPÍ-AGUDELO *et al.*, 2020; MARLIN-TACKIE *et al.*, 2020) Existen evidencias de que se pueden lograr mejores formas de extracción de estos hidrocarburos aplicando los avances de la ciencia e innovación tecnológica (ALI *et al.*, 2020; ANDREWS, 2020; YAN *et al.*, 2020).

LOS PROS Y CONTRAS DEL USO DEL *FRACKING*: HECHOS COMPROBADOS

7.1 Hechos a favor del uso del *Fracking*

Es un hecho innegable que el uso del *Fracking* aumentó la producción de petróleo/gas, en los EE.UU. Este hecho estimuló la creación de muchas pequeñas empresas que, durante estos años, han sustituido a las grandes compañías petrolíferas tradicionales, lo cual, contribuyó a una disminución significativa de los costos operativos y a la creación de miles de nuevos empleos. En otras palabras, el uso del *Fracking* en los EE.UU. trajo no sólo un efecto macro económico positivo, sino también impulsó el crecimiento de las economías locales donde se realizaba el *Fracking* y redujo el precio del petróleo en el mercado internacional.

Aun en un ambiente de precios del petróleo deprimidos en el mercado internacional, lo que causó la quiebra de muchas empresas dedicadas al *Fracking*, el uso del mismo sobrevivió y es una práctica establecida ya por más de 13 años en ese país. Las recientes mejoras de las técnicas de perforación junto al uso de nuevos reactivos químicos (menos tóxicos) han decididamente influido en un mejor desempeño de la industria del petróleo/gas. Este hecho combinado con la posibilidad de perforar varios pozos laterales a partir de un pozo vertical ha provocado una reducción de los costos operativos (Tablas 1 y 2).

El éxito del *Fracking* en los EE.UU. ha estimulado su uso en aquellos países que cuentan con reservas de piedras de esquisto y tienen necesidad de aumentar su producción de combustibles fósiles. Desgraciadamente, el éxito de los EE.UU. no puede ser automáticamente replicado en otros países, aunque sean las mismas compañías que lo hicieron en los EE.UU. las que hagan ahora el trabajo en dichos países. Esto sucede debido a que cada país tiene sus condiciones específicas, no sólo desde el punto de vista geológico, sino también un marco legal diferente, condiciones sociales particulares, disponibi-

lidad de recursos no renovables (agua entre otros) y falta de capacidad tecnológica para realizar el desecho de los residuos. Hay noticias que indican que los costos operativos del *Fracking* no son tan atractivos como lo han sido en los EE.UU. y que la infraestructura tecnológica ha resultado insuficiente para garantizar el uso de esta tecnología en países con menor desarrollo tecnológico. Las causas mencionadas no significan que las cosas no puedan mejorar y que el éxito en el uso del *Fracking* sea posible en el futuro de países en vías de desarrollo.

El uso del *Fracking*, debido al éxito alcanzado y evaluando los potenciales riesgos socioambientales de ocurrencia de accidentes, el agotamiento de recursos no renovables por su consumo en el *Fracking*, no es notoriamente diferente de las otras tecnologías de explotación energética existentes. Por esas razones no debe ser condenado ni excluido definitivamente por los países que tengan importantes reservas de esquisto y necesidades de desarrollo social.

7.2 La oposición al uso del *Fracking*: los hechos, la publicidad y discusión política sobre la tecnología

Tal vez la más publicitada de las denuncias anti-*Fracking* ha sido la película *Gasland* (FOX, 2010). Este documental expuso las consecuencias que la explotación del gas natural, vía *Fracking*, trajo a algunas comunidades de los EE.UU. En el documental se ven escenas donde los ciudadanos que viven en los alrededores de la explotación del *Fracking* reciben gas junto al agua que sale del grifo en la cocina y en los arroyos se pueden ver las burbujas del gas que se queman cuando se les aproxima el fuego de un encendedor. El documental fue nominado por la academia como el de mejor realización en el año 2011.

Resulta imposible en el marco del presente trabajo mencionar todas las críticas que, en diferentes medios, ha recibido el *Fracking* en los últimos años. Por esta razón el análisis se limita a algunos ejemplos de las discusiones que han tenido lugar en las más altas esferas de las sociedades americana, argentina y brasileña.

Discusión sobre el *Fracking* en el senado de los EE.UU.

El senador Inhofe en 2011 declaró: “Nunca ha habido ningún caso -comprobado documentalmente- de contaminación de aguas subterráneas en la historia de miles y miles de pozos de *Fracking*”. El senador estaba equivocado. Solamente en los dos años anteriores a la declaración una serie de derrames superficiales, incluidos dos explosiones en pozos operados por Chesapeake Energy y EOG Resources y un derrame de 8000 galones de efluentes del *Fracking* en Dimock, PA, habían contaminado el agua subterránea en la

región del yacimiento de Marcellus. Vale destacar, que la idea enfatizada por los críticos del *Fracking* sobre que el agua inyectada migra al manto freático es muy poco probable o casi imposible. De acuerdo con el geólogo Gary Lash de la Universidad Estatal de *New York* en Fredonia, las capas de rocas que intervienen en el *Fracking* tienen propiedades mecánicas distintas que previenen que las fisuras se expandan por más de una milla o más hacia la superficie (MCGRAW, 2016).

Brasil

En el 2013 el Ministerio de Medio Ambiente de Brasil publicó la Recomendación Técnica del Grupo Interinstitucional sobre la explotación y producción de petróleo y gas. Este documento establece:

Entre las principales preocupaciones sobre la explotación no convencional de petróleo/gas de esquisto:

La intensificación de apertura de carreteras y de instalación pozos. – Con el uso de la explotación no convencional de petróleo/gas la necesidad de incrementar la perforación de pozos es doce veces mayor que en el caso de la producción convencional. Mientras un pozo convencional puede producir durante muchas décadas, en el caso de un pozo de *Fracking* este tiempo es del orden de pocos años [...] [los pozos no convencionales] se agotan rápidamente, requiriendo su instalación en una nueva localidad para mantener el costo del campo, y consecuentemente, trayendo una mayor intensidad del uso de recursos naturales y una gran modificación potencial del uso del suelo (GTPEG, 2013, p. 10).

Argentina

Migración social

La dinámica de la industria no convencional del petróleo/gas se puede resumir como un ciclo de *boom-bust*, o sea, un ciclo de boom seguido por un ciclo de contracción que se repite periódicamente. La rápida expansión del negocio y su posterior retracción hace con que las localidades donde se desarrolla la explotación, vía *Fracking*, pueden ser pueblos (ciudades) muy prósperos y en un corto plazo se conviertan en pueblos fantasmas. Este fenómeno ha tenido lugar en la ciudad de Añelo, en la Patagonia norte de Argentina. Con el descubrimiento del reservorio de piedra de esquisto en Vaca Muerta, Añelo se convirtió en la capital latinoamericana del *Fracking*. Junto al mismo llegaron a la ciudad todos los problemas resultantes de un crecimiento poblacional desproporcional, el cual, la ciudad no pudo asimilar debido a la falta de infraestructura para hacerlo.

Varios estudios han analizado, especialmente a partir de regiones en los EE.UU. las emergencias que crean la llegada del uso del *Fracking* y el impacto negativo que trae a sus residentes el aumento acelerado de la población residente causado por la población flotante. Entre dicho impacto negativo cabe destacar el incremento de las tasas de crimi-

nalidad, el incremento de la demanda de servicios, aumento del número de accidentes de tránsito, aumento generalizado de los precios, aumento de las compras y alquileres de viviendas y del número de vagabundos en las calles.

Muchas personas se mudan a las ciudades boom del *Fracking* debido a la promesa de empleo. Sin embargo, analizando los modelos usados para calcular la proyección de empleos a crear se observa que, frecuentemente, el número de empleos creados no se corresponde con la realidad. (IBAS, 2017)

Resumiendo, hay varios movimientos anti-*Fracking* en Europa (Francia, Inglaterra, Alemania), EE.UU. (estado de Nueva York) y en Latinoamérica (Argentina, Brasil, México), los cuales han levantado dudas sobre la conveniencia del uso de la tecnología del *Fracking*.

7.3 Un análisis (FODA) del *Fracking* considerando la situación del mercado y el nivel tecnológico del período 2009 hasta la actualidad

Recomendar una fórmula general sobre un método, tecnología, producto o proceso relacionado con la oferta primaria de energía es imposible. En este caso el *Fracking* no es la excepción. Aun cuando el tiempo, la complejidad del modelo y el número de páginas del trabajo sea ilimitado las variables subjetivas: mercado (componente subjetivo-confianza) e interés político (componente subjetivo-poder), hacen fracasar las proyecciones que a veces van en sentido contrario a las tendencias razonablemente predecibles. A partir de este supuesto lo mejor es ofrecer los pros y contras del *Fracking* considerándolo como un proyecto y utilizando como herramienta el análisis FODA (*SWOT* en inglés) en un determinado período. De ese modo el lector podrá siempre adaptar el método al escenario y agregar o eliminar F-fortalezas, O-oportunidades, D-debilidades y A-amenazas (FODA) de acuerdo con su realidad específica y considerando el avance de la tecnología. De todos modos, el objetivo más importante de este tópico es mostrar una herramienta que facilite la toma de decisión: ¿Implementar o no el *Fracking*?

La toma de decisión a la que se hace referencia anteriormente, debe ser precedida por la construcción de una matriz FODA (Figura 18). La matriz FODA tiene cuatro partes. La línea superior, Fortalezas y Debilidades, corresponde al diagnóstico de cada empresa, región o país (disponibilidad de agua, mano de obra calificada, infraestructura). La línea inferior es un diagnóstico del mercado, no sólo considerando los competidores, sino además las previsiones de conflictos externos, intereses geopolíticos, acceso a las tecnologías y otros.

Figura 18 – Matriz FODA

FODA		
Análisis Interno	Fortalezas	Debilidades
Análisis Externo	Oportunidades	Amenazas

Fuente: Los autores (2020).

En la práctica una matriz FODA es el resultado de un estudio llevado a cabo por un grupo de trabajo (generalmente, multidisciplinario). Este método puede ser complementado por otros métodos como un *brainstorming* en inglés, análisis de expertos, encuestas, etc.

A modo de ilustrar el posible contenido de la matriz FODA a partir de los hechos comprobados y considerando los análisis de especialistas contenidos en los capítulos anteriores del libro en la Figura 19 se muestra una matriz FODA.

Figura 19 – Modelo de Matriz FODA sobre el *Fracking* a partir de la información contenida en el presente trabajo

FODA	Oportunidades	Amenazas
Análisis externo	<ul style="list-style-type: none"> - Hay grandes posibilidades de que las técnicas de perforación ejeran aún más, reduciendo la cantidad de agua y los químicos necesarios para el uso de <i>Fracking</i> en el futuro cercano; - La creciente escasez de lugares fáciles para explotar el petróleo de manera convencional; - Los cambios que ocurrieron en el mercado internacional del petróleo y la adaptación de IOS y SOC para operar bajo nuevas condiciones de capital financiero restringido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Hay riesgos de accidentes catastróficos tanto desde el punto de vista ambiental como social; - El descarte de las aguas residuales es un problema que puede hacer que el uso de <i>Fracking</i> no sea factible en varios lugares; - El costo promedio de producción de petróleo/gas, a través de <i>Fracking</i>, es más alto que el costo promedio de la producción convencional de petróleo/gas; por lo tanto, es más probable que el <i>Fracking</i> se vuelva inviable ante una caída de los precios del petróleo en el mercado internacional de petróleo.
FODA	Fortalezas	Debilidades
Análisis interno	<ul style="list-style-type: none"> - El <i>Fracking</i> es una tecnología que demostró que es posible lograr un salto en la producción de petróleo (caso de EE.UU.); - Los costos de <i>Fracking</i> tienden a disminuir con el avance tecnológico de la perforación; - Existe una experiencia de más de una década de los principales operadores petroleros del mundo. 	<ul style="list-style-type: none"> - El <i>Fracking</i> es una tecnología potencialmente más riesgosa que las tecnologías convencionales desde el punto de vista ambiental; - El gran consumo de agua de <i>Fracking</i> ocasionalmente puede competir con otras actividades económicas en los lugares donde se usa; - Existe una falta general de conocimiento sobre qué es <i>Fracking</i>, por la mayoría de la población; - El tiempo útil de rendimiento de los pozos de fracturación es varias veces menor que el de los pozos convencionales de petróleo/gas, lo que requiere aumentar el número de pozos por unidad de área.

Fuente: Los autores (2020).

EPÍLOGO

Es evidente que para sostener la actividad económica como la conocemos hoy en día se necesitará, aun por largo tiempo, de la energía de los combustibles fósiles. Esto se puede considerar como el *leiv motiv* de la búsqueda de nuevas fuentes de hidrocarburos, en tanto se adoptan tecnologías de producción de energía que representen, lo antes posible, el inicio de la caída de emisión de gases de efecto invernadero y que podamos atenuar el efecto de los cambios climáticos que, evidentemente, nos amenaza como especie pese a la minoría de científicos que lo niegan.

Se ha presentado una evaluación de la tecnología con el ánimo de que sea imparcial. No obstante, resulta evidente que los intereses geopolíticos y el interés por las ganancias, son actores que no se pueden descartar al evaluar el desarrollo de esta tecnología, que no pondera adecuadamente, como sucede en muchos otros campos del quehacer humano, los efectos medioambientales de su aplicación, el talón de Aquiles de la tecnología, sobre todo en los países con una baja exigencia de dichas regulaciones y controles.

Los autores de este libro, hombres de ciencia y tecnología, creemos que la solución a los problemas relacionados con el *Fracking* pasa por el empleo socialmente responsable de la tecnología y no con su abandono. ¿Será posible que las compañías que se dedican a esta tecnología asuman un compromiso serio y sostenible económicamente, así como la transparencia necesaria con el cuidado del medio ambiente? Usted lector, saque sus conclusiones y como ciudadano actúe en consecuencia.

REFERENCIAS

ALI, J. A. *et al.* A state-of-the-art review of the application of nanotechnology in the oil and gas industry with a focus on drilling engineering. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 191, 107118, doi:10.1016/j.petrol.2020.107118, 2020.

ALONSO-PIPPPO, Walfrido *et al.* Practical implementation of liquid biofuels: the transferability of the Brazilian experiences. **Energy Policy** 60 (2013) 70-80.

ANDREWS, J. W. Hydrogen production and carbon sequestration by steam methane reforming and *Fracking* with carbon dioxide. **International Journal of Hydrogen Energy**. 2020. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.01.231.

APEL, Garrett *et al.* **Hydraulic Fracturing: Past, Present, and Future**. An analysis of the economic and environmental impacts of “*Fracking*” in the United States, 2015. Disponible en: <http://franke.uchicago.edu/bigproblems/BPRO29000-2015/Team09-Paper.pdf>. Acceso en: 07/01/2018.

BNE, 2017. **Balance Energético Brasileño**, 2017. Ministerio de Minas y– MME. Disponible en: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf. Acceso en: 04/07/2019.

BP STATISTICAL REVIEW, 2016. **BP Statistical Review of World Energy 2016**. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>. Acceso en: 12/11/2019.

BRANTLEY, S. L., *et al.* Engaging over data on *Fracking* and water quality. **Science**. Vol 359 Issue 6374, 26 Jan. 2018.

CASTRO-ALVAREZ, F. *et al.* **Sustainability lessons from shale development in the United States for Mexico and other emerging unconventional oil and gas developers**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Article in press (August 22, 2017). Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.082>. Acceso en: 12/11/2019.

CIA, 2015. **Country Comparison: Natural Gas Production**. Disponible en: <https://www.cia.gov/the-world-factbook/references/guide-to-country-comparisons/>. Acceso en: 16/07/2018.

COESUS/35, 2016 **EcoDebate**, ISSN 2446-9394. Disponible en: <http://naofrackingbrasil.com.br/2016/12/09/diante-de-nova-ameaca-do-fracking-toledo-se-mobiliza-para-impedir-testes-da-anp/>. Acceso en: 09/10/2018.

CONAB, 2018. **Sugarcane is down 3.6% and closes 2017/18 harvest at 633.26 million tons**. Published on 24 April 2018. (Original en portugués). Disponible en: <https://www.conab.gov.br/ultimas-noticias/2327-cana-de-acucar-tem-queda-de-3-6-e-fecha-safra-2017-18-em-633-26-milhoes-de-t>. Acceso en: 05/10/2019.

DEZIEL, N. C. Unconventional oil and gas development and health outcomes: A scoping review of the epidemiological research. **Environmental Research**, 182, 109124. doi:10.1016/j.envres.2020.109124, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), (2016). Disponible en: <http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#ENERGETICA> (Original em português). Acceso en: 21/08/2018.

ENCYCLOPÆDIA BRITANNICA, Edwin Drake American Oil driller. Disponible en: <https://www.britannica.com/biography/Edwin-Laurentine-Drake>. Acceso en: 13/07/2018.

FOX, Josh. **GasLand**. Film Directed by Josh Fox Distributed by New Video Group/HBO/International WOW Company. 2010.

FRACFOCUS, 2018. **Hydraulic fracturing: The Process**. Disponible en: <https://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>. Acceso en: 07/31/2018.

GEOLOGY.COM, 2018. Disponible en: <https://geology.com/rocks/shale.shtml>. Acceso en: 31/07/2018.

GRUPO TÉCNICO DE TRABALHO INTERMINISTERIAL DE ATIVIDADES DE EXPLOCRAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS (GTPEG). **Parecer Técnico do Grupo de Trabalho Interministerial de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás GTPEG** 03/2013, pag. 10-20. Ministério de Meio Ambiente, 2013.

Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas. **El Fracking y la explotación de recursos no convencionales en Brasil: Riesgos y Amenazas** (Original en português). (IBASE), (2017). Disponible en: https://ibase.br/pt/wp-content/uploads/dlm_uploads/2017/09/LIVRO_Fracking_ibase_set2017.pdf. Acceso en: 31/07/2018.

Instituto Brasileiro de Planejamento e Tributação. **Real current fleet in Brazil is 65.8 million vehicles, indicates study**. Brazilian Institute of Planning and Taxation. (Original en português). 20/03/2018. Disponible en: <https://ibpt.com.br/noticia/2640/REAL-FROTA-CIRCULANTE-NO-BRASIL-E-DE-65-8-MILHOES-DE-VEICULOS-INDICA-ESTUDO>. (IBPT), (2018). Acceso en: 31/07/2018.

Intergovernmental Panel on Climate Change. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Volume 2. Energy (IPCC), (2006). Disponible en: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>. Acceso en: 31/07/2018.

KHAGENDRA, P. *et al.* APU. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 47 (2015) 133-141.

KING, George. APACHE CORPORATION. SPE 152596. **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**, 2012.

KING, Hobart M. Shale. **Shale is the most abundant sedimentary rock and is in sedimentary basins worldwide**. Disponible en: <https://geology.com/rocks/shale.shtml>. Acceso en: 10/08/2018.

LATAPÍ-AGUDELO, M. A.; LÁRA, J.; BRYNHILDUR, D. Drivers that motivate energy companies to be responsible. A systematic literature review of Corporate Social Responsibility in the energy sector. **Journal of Cleaner Production**, 2020 119094. doi:10.1016/j.jclepro.2019.119094.

LENHARDA, L. G. *et al.* Energy-Environmental Implications Of Shale Gas Exploration In Paraná Hydrological Basin, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 90 (2018) 56-69.

MACROTREND, 2018. Disponible en: <http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>. Acceso en: 02/07/2018.

MANTELL, Matt. **Chesapeake Energy Deep Shale Natural Gas: Abundant, Affordable, and Surprisingly Water Efficient**. GWPC Water/Energy Sustainability Symposium, Salt Lake City, Utah, USA, 13-16 September 2009.

MARLIN-TACKIE, F. A.; POLUNCI, S. A.; SMITH, J. M. *Fracking* controversies: Enhancing public trust in local government through energy justice. **Energy Research & Social Science**, 65, 101440. doi:10.1016/j.erss.2020.101440.

MCGRAW, Seamus. **Is Fracking Safe?** The 10 Most Controversial Claims About Natural Gas Drilling. Popular Mechanics, 2016.

MCLEAN, B., 2018. **The Next Financial Crisis Lurks Underground**. Opinion. The New York Times. Disponible en: <https://www.nytimes.com/2018/09/01/opinion/the-next-financial-crisis-lurks-underground.html>. Acceso en: 09/01/2018.

MENG, Q. The impacts of *Fracking* on the environment: A total environmental study paradigm. **Science of The Total Environment**, 580, 953-957, 2017. doi:10.1016/j.scitotenv.2016.12.045.

MINH-THONG LE. An assessment of the potential for the development of the shale gas industry in countries outside of North America. **Heliyon**, 4, 2018, e00516. doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00516.

MIRANDA, Frederico S de. **Shale Gas/Oil: The New Frontier Exploration in Brazil**. Adapted from oral presentation given at AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh Pennsylvania May 19-22, 2013.

NAGEL, S. C. *et al.* Developmental exposure to a mixture of unconventional oil and gas chemicals: a review of effects on adult health, behavior, and disease. **Molecular and Cellular Endocrinology**, 2020. 110722. doi:10.1016/j.mce.2020.110722.

NASA EARTH OBSERVATORY, 2017. Longyangxia Dam Solar PV Park. Disponible en: <https://earthobservatory.nasa.gov/images/89668/longyangxia-dam-solar-park>. Acceso en: 07/07/2019.

NORMAN *et al.*, 1996. **Hydraulic Fracturing Process and Composition**. US Patent No. 5,551,516.

OIL PRICE.COM, 2017. OIL & GAS 360. **The Lowest Shale Breakeven Costs Are Here**. Disponible en: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Lowest-Shale-Breakeven-Costs-Are-Here.html>. Acceso en: 21/07/2018.

OIL-PRICE.NET. Disponible en: <https://www.oil-price.net/>. Acceso en: 15/03/2020.

OPSUR, OBSERVATORIO PETROLERO SUR, 2018 (14/08/2012). **In face to the regulation of the law of “Hydrocarbon Sovereignty”**. Ante la reglamentación de la ley de “Soberanía Hidrocarburífera”. (Original en español) Acceso en: 03/08/2018.

PETICIÓN DE ACCESO A LA INFORMACIÓN #1857500000714(2014) (*request of access to information (2014) no. 1857500000714*) (2014). Mexico D.F.

PETROBRAS, 2018. **Unidad de industrialización de esquisto** (Original en portugués). Disponible en: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/unidade-de-industrializacao-do-xisto-six.htm>. Acceso en: 22/10/2018.

Plano Decenal de Expansão. Decennial Energy Expansion Plan 2026 issued by the Brazilian Ministry of Mines and Energy. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (Original en portugués). (PDE), (2026). Disponible en: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acceso en: 15/03/2020.

PROPÚBLICA. **AlGranberg/ProPublica** Cortesía de ProPublica, 2018. Disponible en: <http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturingnational>. Acceso en: 15/03/2020.

ROSE & ASSOCIATES, 2016. **The Current Costs for Drilling a Shale Well**. Disponible en: <https://www.roseassoc.com/the-current-costs-for-drilling-a-shale-well/>. Acceso en: 21/07/2018.

SLAV, Irina. **Saudi vs Shale: The Breakeven Myth** Oil Price.com, 2017. Disponible en: <https://oilprice.com/Energy/General/Saudi-vs-Shale-The-Breakeven-Myth.html>. Acceso en: 21/07/2018.

SOLARIN, S. A.; GIL-ALANA, L. A.; LAFUENTE, C. (2020). An investigation of long range reliance on shale oil and shale gas production in the U.S. market. **Energy**, 2020. 116933. doi:10.1016/j.energy.2020.116933.

SOLBRAEKKE, K.; TRIANA, B. V. **Market Development in Argentina** – Is Vaca Muerta competitive in today’s market? Rystad Energy. Oil & Gas Financial Journal, 2016. Disponible en: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/market-development-in-argentina/>. Acceso en: 03/08/2018.

STRUCHTEMEYER, C. G.; ELSHAHED, M. S. Bacterial Communities Associated with Hydraulic Fracturing Fluids in Thermogenic Natural Gas Wells in North Central Texas, USA. Federation of European Microbiological Societies, **Microbiology Ecology**, 81 (1), 2011: 13-25, doi: 10.1111/j.1574-6941.2011.01196.

TAILLANT, J. D. **Fracking Argentina Technical and Legal Report**. CEDHA-ECOJURE (2013).

THE ENGINEERING TOOLBOX, 2018. **Poder Calorífico Superior e Inferior de los combustibles**. Disponible en: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html. Acceso en: 22/07/2018.

TRINIDAD DRILLING (2016). **Fastest rig in the Eagle Ford Shale: Trinidad Rig 137**. Disponible en: <https://trinidatdg.wordpress.com/2016/05/19/fastest-rig-in-the-eagle-ford-shale-trinidad-rig-137/>. Acceso en: 22/07/2018.

U.S. Energy Information Administration. **Analysis and Projections. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States**. EIA, 2015. Disponible en: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>. Acceso en: 31/07/2018.

U.S. Energy Information Administration. **Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs**. EIA, 2016. Disponible en: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/>. Acceso en: 15/11/2018.

U.S. Energy Information Administration. **Annual Energy Outlook 2018 with projection to 2050**. EIA, 2018. Disponible en: https://www.eia.gov/pressroom/presentations/Capuano_02052018.pdf. Acceso en: 16/10/2018.

U.S. Energy Information Administration. **Energy in Brief: What is shale gas and why is it important?** December 2010. Disponible en: http://www.eia.doe.gov/energy_in_brief/about_shale_gas.cfm. EIA, 2018. Acceso en: 20/09/2018.

U.S. Energy Information Administration. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2018.pdf>. EIA, 2018a. Acceso en: 10/07/2018.

U.S. Energy Information Administration. **Natural Gas**. Disponible en: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_NUS_MMCF_m.htm. EIA, 2018a. Acceso en: 01/03/2019.

U.S. Energy Information Administration. **Well design & cementing when drilling for unconventional gas resources**. EIA, 2015a. Disponible en: <https://www.eia.org/publications/freepublications/>. Acceso en: 04/07/2018.

VÁSQUEZ CORDANO, A. L.; ZELLOU. Super cycles in natural gas prices and their impact on Latin American energy and environmental policies. **Resources Policy**, 65, 101513. doi:10.1016/j.resourpol.2019.101513.

VILLALOBOS-HIRIART, Alejandro *et al.* Implications of Hydraulic Fracturing of Unconventional Oil and Gas Resources in Mexico. *In: Water Availability and Management in Mexico: Springer AG*, 2020. Pages 99-124.

WANG, Q. *et al.* Natural gas from shale formation the evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2014 30, 1-28.

WANG, Y.; HEFLEY, W. E. The Global Impact of Unconventional Shale Gas Development. *In: (Ed.), Springer International Publishing*, Cham., 2015.

WATERWORTH, Alec; BRADSHAW, Michael J. (2018). **Unconventional trade-off?** National oil companies, foreign investment and oil gas development in Argentina and Brazil.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2018. **Nuclear Power in Germany.** Disponible en: <http://www.world-nuclear.org/information-library/>. Acceso en: 04/07/2018.

YAN, H. *et al.* Liquid nitrogen waterless *Fracking* for the environmental protection of arid areas during unconventional resource extraction. **Science of The Total Environment**, 721, 137719.

ZAWADZKI, Sabina. **Analysis:** Bakken drillers undaunted by local oil prices under \$80. 2013. Disponible en: <https://www.reuters.com/article/us-usa-shale-bakken-analysis-idUSBRE9AK08A20131121>.

SEMBLANZA DE LOS AUTORES

Dr. Walfrido Alonso Pippo



Dr. Walfrido Alonso Pippo

Graduado en Ingeniería Electromecánica en la Escuela Superior de Ingeniería Voronov, Penza, Rusia. Ph.D en la Academia Kalinin, San Petersburgo, Rusia. Doctor en Ciencias Técnicas otorgado por la Comisión Nacional de Grados Científicos de la República de Cuba (1999). Postdoctorados (Fellowships) en el Abdus Salam International Center for Theoretical Physics en 2004-05, 2006-07 y 2008-09 (ENEA *Triasaia Research Center*, Italia). Postdoctorado Senior del Consejo Nacional de Investigaciones CNPq 2009-2012 en el Grupo Combustibles Alternativos, Instituto de Física Gleb Wataguin de la Universidad de Campinas GCA/IFGW/UNICAMP, Brasil. Investigador Colaborador del GCA/IFGW/UNICAMP 2009-2014. Tiene experiencia en las áreas de Ingeniería Mecánica e Ingeniería de Producción, actuando principalmente en los siguientes temas: biomasa, energía, sostenibilidad de los biocombustibles, gestión de la cadena de suministros, planificación energética. Ha actuado como asesor *ad hoc* (consultor) del Programa de Biocombustibles del Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural de la República de Colombia (2008). En 2009 fue investigador invitado a la Conferencia *Biofuels and Economic Development* en el *Woodrow Wilson International Center for Scholars*, Washington, D.C. Investigador Visitante Senior de la Universidad del Estado de Amazonia, Brasil (2013-2014). Profesor Visitante de la UNILA 2014-16. Profesor Adjunto de la UNILA 2016. Ha impartido más de 100 cursos de pregrado y varios cursos de postgrado. Ha sido orientador de dos doctorados y varios maestrados. Ha publicado más de 45 trabajos en revistas y eventos internacionales. Ha publicado varios libros. Ha actuado como miembro y coordinador

de varios proyectos de energías renovables desde 1997, en Cuba, Italia y Brasil. Miembro de la Banca de Evaluadores del Sistema Nacional de Evaluación de la Educación Superior – BASis del Ministerio de Educación, Brasil (MEC) 2006-2016.

Dr. Amado Enrique Navarro Frómeta



Dr. Amado Enrique Navarro

Frómeta es actualmente profesor de tiempo completo en la Universidad Tecnológica de Izúcar de Matamoros, Puebla. Es miembro fundador y responsable técnico de la Red Temática Gestión de la Calidad y Disponibilidad del Agua (CONACyT). Es miembro del Sistema Nacional de Investigadores (nivel I). Su formación profesional como Licenciado en Química se desarrolló en la Facultad de Química de la Universidad de la Habana, realizando su Doctorado en Ciencias Químicas en el Instituto de Petróleo y Química M. Azizbekov de Azerbaijón, que concluyó en 1977. Ha realizado varias estancias de investigación en España y Colombia. Ha tenido responsabilidades en la industria y en Centros de Investigación. Ha impartido más de 100 cursos de pregrado y 23 cursos de postgrado y entrenamientos. Ha dirigido 33 tesis de Licenciatura, 13 de Maestría y 2 de Doctorado. Ha participado en 42 proyectos de investigación y 114 congresos y eventos científicos. Ha publicado 40 artículos, 102 comunicaciones cortas y 168 resúmenes en congresos. Es autor de 14 capítulos de libro, ha editado uno.

Sus campos de trabajo comprenden la Química del Petróleo, la Química Analítica y la Química Ambiental. En la actualidad sus investigaciones se dirigen al estudio de la presencia de contaminantes emergentes en el ambiente y al uso de los humedales construidos para mitigar los efectos de la contaminación.

FRACKING

LO QUE LAS PERSONAS NO PUEDEN DESCONOCER SOBRE EL TEMA



**ENGENHARIA
DE ENERGIA**

EDUNILA
Editora da
Universidade Federal da
Integração Latino-Americana

 /edunila.oficial

 portal.unila.edu.br/editora

 editora@unila.edu.br