



PROYECTO FINAL DE  
INGENIERIA INDUSTRIAL

DIFICULTADES DE LA  
EXPLOTACION DE GAS DE LUTITAS

BACHET LERCHE JEAN-BAPTISTE

INSTITUTO TECNOLOGICO DE BUENOS AIRES

Tutores

Ing. Julio Shiratori

Prof. Dra. Eliana Aqueveque Reydet de Delgado

2012

*A mis abuelos Denise y Claude Bachet,  
Espero un día alcanzar una decima de sus conocimientos*

## Resumen ejecutivo

Con la población que sigue creciendo, la demanda de energía es cada vez mayor y los recursos de petróleo y gas convencionales son limitados. Debido al aumento del precio de los combustibles fósiles y el dominio de nuevas técnicas de recuperación, se reconsidera las posibilidades productoras de yacimientos no convencionales, y la industria está armando proyectos para aprovechar estos nuevos recursos.

Los recursos no convencionales y particularmente de Gas de Lutitas (*Shale Gas*), prometen un potencial enorme, cuya extracción es ahora rentable. Un estudio solicitado por la *US Energy Information Administration* permitió revelar que existen 6,622 trillones de pies cúbicos técnicamente recuperables, y establece al *shale gas* como alternativa real de inversión.

Este proyecto aborda el tema de los reservorios de gas de utitas que se caracterizan por contener hidrocarburos en rocas de muy baja permeabilidad, lo cual implica un gran desafío técnico y económico para su explotación. La fracturación hidráulica que se describe en este proyecto es la técnica central de la producción de gas de lutitas.

A continuación se hará una presentación de:

- ✓ Los hidrocarburos y de la formación de los yacimientos,
- ✓ La diferencia entre recursos convencionales y no convencionales,
- ✓ Los recursos de gas de lutitas y las técnicas de explotación,
- ✓ Las ventajas y los inconvenientes de esta explotación.

A pesar de los posibles beneficios que traería la extracción de este gas, existen diversos estudios medioambientales que intentan demostrar lo devastador que podría llegar a ser su extracción. Luego de analizar lo que se hace a nivel mundial, desde los métodos de perforación, hasta los químicos utilizados durante la etapa de fracturación, se reflexionará sobre los principales puntos a desarrollar para lograr una producción eficiente más respetuosa del ambiente con más prevención y control. Se podría también abrir el tema con la búsqueda de alternativas al método de la fracturación hidráulica.

Este trabajo da un estado de la situación actual y de las dificultades de la explotación de los yacimientos no convencionales de gas de lutitas, describiendo su geología, características petrofísicas, las técnicas de perforación y estimulación, y los aspectos económicos y ambientales que implican el desarrollo de estos recursos.

Nota:

El *Shale Oil* cuya explotación es similar pero menos desarrollada, escapa al alcance de este trabajo.

## *Abstract*

The world's traditional hydrocarbon reserves are in rapid decline and will be unable to meet the future demand for energy. However, abundant hydrocarbon reserves are still available in giant unconventional basins; their development will protect and secure the future of the energy supply. Unconventional reservoirs have burst with considerable force in oil and gas production worldwide. Shale Gas is one of them, with intense activity taking place in regions like North America.

Shale gas reservoirs are characterized by complex pore systems with ultra-low permeability and low to moderate porosity. The density of natural fractures varies markedly, and pore throat connectivity is relatively ineffective.

To achieve commercial production, these reservoirs should be stimulated through massive hydraulic fracturing and, frequently, through horizontal wells. The hydraulic-fracturing, creates complex stimulated reservoir volumes, surrounding the wellbore, which are the main contributors to higher production profiles. Over the last decade, advances in horizontal drilling and hydraulic-fracturing technologies have allowed oil and gas companies to discover and develop vast supplies of natural-gas trapped in shale-gas reservoirs across the United States and now in others places around the world.

Properly describing the hydraulic fractures, their geometry and position; and characterizing reservoir/fracture properties are the main challenges. Numerous projects are being made to typecast mineralogy, organic contents and optimize perforation, fracture design and completion. Modern reservoir simulation powered by microseismic information, offers the best techniques to help maximize the production.

However this intensive exploitation of shale gas, using a large volume of water and chemicals generate also strong environmental issues that have to be taken into account.

This Final project of Industrial Engineering looks for an analysis of shale gas reservoirs, the technical difficulties to extract the gas inside and the environmental issues that brings their exploitations.

## *Agradecimientos*

Quiero dar un especial agradecimiento a la Dra. Eliana Aqueveque Reydet de Delgado, quien me recibió en Neuquén en su hogar con una simplicidad como si nos conociéramos desde siempre. Además de darme un apoyo para completar y corregir este trabajo, me llevó a visitar los yacimientos de Entre Lomas en Neuquén, y me dio la oportunidad de tener una experiencia práctica en San Antonio Internacional. Gracias por sus consejos, su gran experiencia en el rubro petrolero, gasífero y de minerías y su cariño, ya la considero como mi abuela -apenas se jubiló- argentina.

No puedo dejar de agradecer a mi compañera Laurence Bodin, alias la pequeña, no solo por contactarme con Eliana pero también por su felicidad, su manera de ver las cosas siempre del buen lado.

Quisiera agradecer a Julio Shiratori, profesor de Industria en petróleo en el ITBA e ingeniero en la petrolera Apache. Gracias por su ayuda desde el principio de mi intercambio en el ITBA y para contestarme con motivación cuando le pedí si quería tutorar este proyecto.

A Carlos Chocron ingeniero en Apache en la parte Shale Gas con quien tuve una entrevista constructiva.

A mi profesora de Castellano Daniela Gallo, por su manera de enseñar el idioma, gracias a ella puedo escribir esas líneas sin mirar el diccionario a cada palabra.

A Alex Markman y Cecilia María Acuña Brady de las Relaciones Internacionales que me recibieron de manera muy amable en el ITBA.

A los profesores del ITBA, Juan Rosbaco, Carolina Beatriz Croveto, Guillermo Fratti, Alvaro Bugari, German Gaido quienes me explicaron varias veces las primeras semanas cuando no entendía nada, y a mis compañeros de clase quienes me incluyeron en el grupo y me ayudaron bastante en los tareas.

Por último quiero agradecer a mis compañeros Gadzarts de Buenos Aires que me recibieron algunas semanas en sus casas cuando estaba armando este trabajo, fue un momento muy agradable y divertido.

Este intercambio me dio la oportunidad de fortalecer mis conocimientos en mis estudios de ingeniería y poder confirmar mi gusto por el rubro petrolero. El proyecto me permitió desarrollar de manera autónoma una reflexión completa sobre lo cual quería aprender. Fue también un año con una estupenda experiencia humana.

Por todo lo que aprendí en Argentina y la gente que conocí a lo largo del país, gracias.

## Índice

<b>PARTE 1: Hidrocarburos y Yacimientos .....</b>	<b>9</b>
<b>1.1 Los hidrocarburos.....</b>	<b>10</b>
<b>1.2 Formación de un yacimiento.....</b>	<b>11</b>
<b>1.3 Convencional y no convencional.....</b>	<b>14</b>
1.3.1 Yacimientos convencionales .....	15
1.3.2 Yacimientos no convencionales .....	17
<b>PARTE 2: Shale Gas, Características y Potencial .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1 Características del reservorio de lutitas .....</b>	<b>20</b>
2.1.1 Propiedades litológicas de las lutitas .....	21
2.1.2 Propiedades hidráulicas de las lutitas .....	22
2.1.2 Propiedades geoquímicas de las lutitas .....	23
2.1.3 Hidrocarburos producidos en yacimientos de lutitas.....	25
<b>2.2 Potencial del gas de lutitas.....</b>	<b>26</b>
<b>2.3 El <i>Shale Gas</i> en los Estados-Unidos.....</b>	<b>29</b>

<b>PARTE 3: Explotación del Gas de Lutitas .....</b>	<b>32</b>
<b>3.1 Técnica de explotación.....</b>	<b>33</b>
3.1.1 La Perforación horizontal.....	34
3.1.2 La fracturación hidráulica .....	36
3.1.3 Combinación de ambas .....	37
<b>3.2 Fluido de Fracturación .....</b>	<b>38</b>
3.2.1 El Agua .....	39
3.2.2 Agente de sostenimiento .....	39
3.2.3 Los Químicos .....	40
<b>3.3 Parámetros operatorios .....</b>	<b>41</b>
3.3.1 Perforar y completar.....	41
3.3.2 Diseño de la fracturación .....	43
3.3.3 Ejecución de la fracturación.....	48
<b>PARTE 4: Impactos y Desarrollos posibles.....</b>	<b>52</b>
<b>4.1 Impactos de la explotación.....</b>	<b>53</b>
4.1.1 La parte positiva de la explotación.....	54
4.1.2 Los inconvenientes.....	55
<b>4.2 Hacia una explotación reflexionada .....</b>	<b>56</b>
4.2.1 Gestión de los fluidos.....	56
4.2.2 Gestión de parámetros secundarios .....	61
<b>4.3 Camino al éxito.....</b>	<b>62</b>
4.3.1 Proceso de mejora ambiental.....	62
4.3.2 Enfoque integrado .....	63

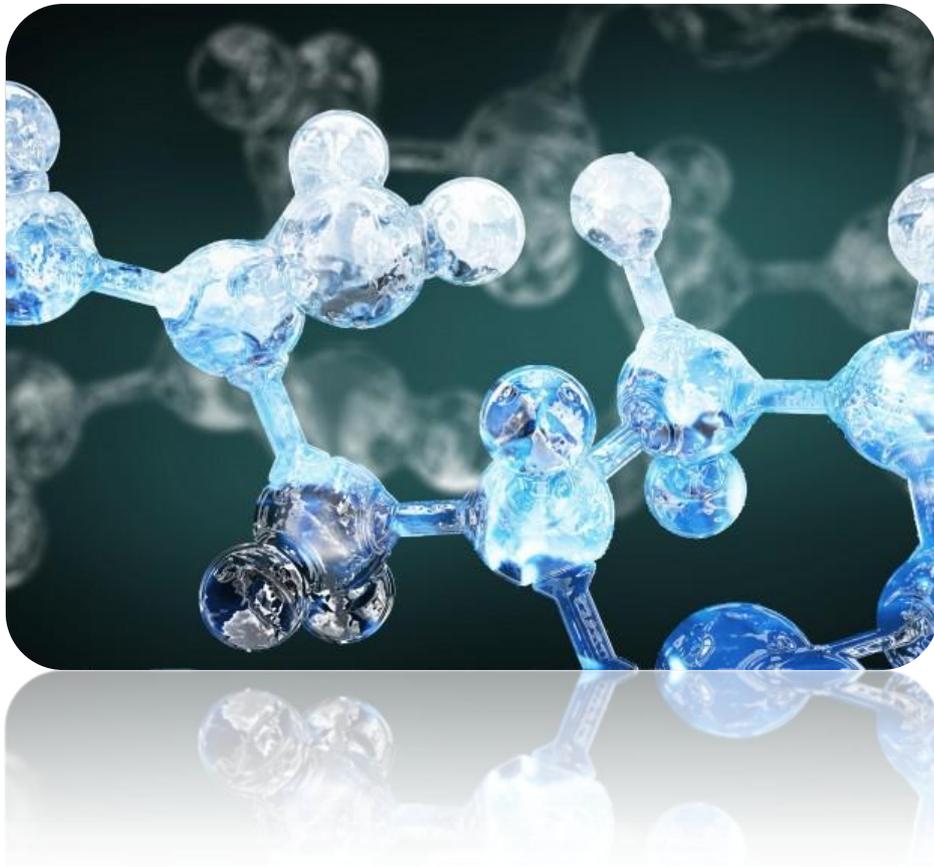
<b>Conclusión .....</b>	<b>65</b>
<b>Anexo .....</b>	<b>67</b>
Anexo 1 Recursos y Reservas .....	67
Anexo 2 Clasificación de las reservas .....	69
Anexo 3 Situación energética mundial.....	71
Anexo 4 Recursos no convencionales .....	73
Anexo 5 Perforación direccional .....	74
Anexo 6 Conceptos generales de Fracturación .....	83
Anexo 7 Situación de la Explotación en Francia.....	92
Anexo 8 Situación de la Explotación en Argentina.....	94
Anexo 9 Shale Gas y polémica.....	96
<b>Bibliografía y literatura de referencia.....</b>	<b>98</b>

# PARTE 1

## Hidrocarburos y Yacimientos

En esta primera parte, se introduce generalidades sobre los hidrocarburos y las etapas de formación de un yacimiento. Luego se hace la comparación entre yacimiento convencional y no convencional antes de presentar en la parte siguiente, los yacimientos de gas de lutitas, tema central de este trabajo.

1



*En esta parte se hará una presentación de:*

*Los hidrocarburos*

*El principio de formación de un yacimiento*

*Los yacimientos convencionales y no convencionales*

---

<sup>1</sup> Dibujo de una molécula de un hidrocarburo

## 1.1 Los Hidrocarburos

Los hidrocarburos, el carbón mineral, el petróleo y el gas natural provienen de biomasa transformada por millones de años de acción geológica y bacteriana. Difieren entre sí por la relación molecular entre el carbón y el hidrogeno.

El petróleo está compuesto fundamentalmente por una mezcla de hidrocarburos de distintos números de átomos de carbono. En cuanto al gas natural, está constituido preponderantemente por metano, que es el más simple de los hidrocarburos pues contiene un solo átomo de carbono. La Figura 1.1 presenta los hidrocarburos simples.

### Componentes del petróleo, denominación química y producto (comprende sólo hidrocarburos simples a presión atmosférica)

Denominación química	Estado normal	Punto aproximado de ebullición	Productos empleo primario
Metano CH <sub>4</sub>	Gaseoso	-161°C (-258°F)	Gas natural combustible /
Etano C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Gaseoso	-88°C (-127°F)	Productos petroquímicos
Propano C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Gaseoso	-42°C (-51°F)	GLP / Productos petroquímicos
Butano C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Gaseoso	0°C (31°F)	
Pentano C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Líquido	36°C (97°F)	Naftas de alto grado
Hexano C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Líquido	69°C (156°F)	
Heptano C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	Líquido	98°C (209°F)	Gasolina natural (substancia base para combustibles para motores de combustión interna, turbinas)
Octano C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	Líquido	125°C (258°F)	
Nonano C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	Líquido	150°C (303°F)	
Decano C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	Líquido	174°C (345°F)	
Undecano-N, Hendecano C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	Líquido	195°C (383°F)	
Dodecano-N C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	Líquido	215°C (419°F)	Kerosene
Tetradecano-N C <sub>14</sub> H <sub>30</sub>	Líquido	252°C (487°F)	Gas Oil
Eicosano-N C <sub>20</sub> H <sub>42</sub>	Sólido a temp amb.	367°C (693°F)	Parafina muy liviana

Figura 1.1: Componentes de los hidrocarburos, IAPG.

Tanto el petróleo como el carbón están acompañados por otros elementos en mucha menor proporción, como azufre, nitrógeno y sales inorgánicas. La proporción de estos distintos compuestos varía según las características de los yacimientos como la profundidad, la existencia de roca sello y el origen biológico de los sedimentos originales.

Los combustibles fósiles son las fuentes de energía primaria más importantes hoy en día. Carbón, gas y petróleo producen el 80% de toda la energía que consume el planeta, quedando el 20% restante para la energía hidroeléctrica, la energía nuclear, la energía eólica, la biomasa, la solar.

## 1.2 Formación de un yacimiento

---

El petróleo crudo encontrado en depósitos de petróleo se forma a partir de los restos de organismos del pasado, depositados en grandes cantidades en fondos de mares o zonas lacustres del pasado geológico y cubiertos por espesas capas de sedimentos. Millones de años de transformaciones químicas (craqueo natural), debidas al calor y la presión, cambiaron los restos de microorganismos, animales y vegetales en petróleo y gas natural.

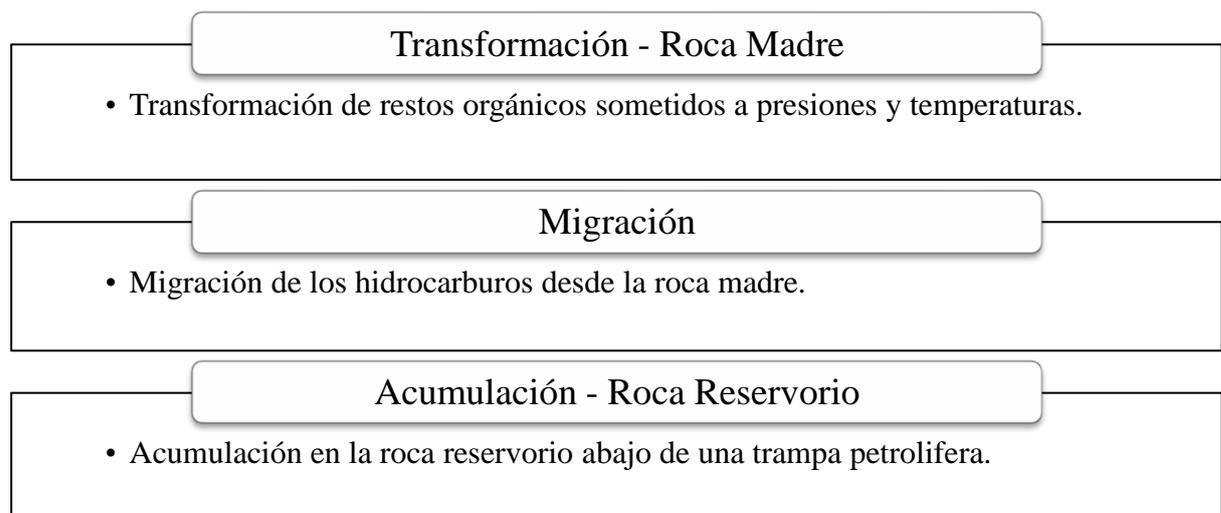
Estos productos ascienden hacia la superficie por su menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias. Cuando se dan las circunstancias geológicas que impiden dicho ascenso se forman entonces los yacimientos petrolíferos.

### *Condiciones para la existencia de yacimientos*

Un yacimiento de petróleo y/o gas debe estar asociado a una cuenca sedimentaria y para su existencia deben confluír los siguientes elementos:

- ✓ Roca generadora o madre
- ✓ Roca de reservorio
- ✓ Trampa
- ✓ Sello

Tabla 1.2: Etapas de la formación de un yacimiento convencional, elaboración propia.



## *Transformación*

La existencia de una cuenca sedimentaria es condición forzosa para la existencia de un yacimiento de hidrocarburos. Una cuenca sedimentaria es una depresión de la corteza terrestre con tendencia a hundirse y donde se depositan las rocas sedimentarias. Las rocas sedimentarias son las únicas en las cuales se generan los hidrocarburos y también donde mayormente éstos se acumulan.

Durante millones de años las sustancias orgánicas provenientes de restos de animales y vegetales tales como plancton, algas y diversos microorganismos, fueron quedando incorporados a los sedimentos que se depositaban en el fondo de los mares y lagos. Estos sedimentos del fondo, en general arcillosos, constituyeron lo que luego sería la roca generadora de petróleo o roca madre. Esta roca es a su vez cubierta por otros sedimentos y así va quedando enterrada a una profundidad cada vez mayor, sometida a presiones y temperaturas que van creciendo. Cuando la roca generadora se calienta, la materia orgánica se va transformando y descomponiendo hasta llegar a los compuestos orgánicos más simples, que son los hidrocarburos.

## *Migración*

Al estar en profundidad, la roca generadora está sometida a presión, lo que hace que poco a poco el petróleo o gas generado sea expulsado de la roca generadora. Ese hidrocarburo se desplaza a través de pequeñas fisuras o por el espacio poroso que hay entre los granos de las rocas vecinas, empujando parte del agua que suele estar ocupando esos espacios. El petróleo y el gas, al ser más livianos, desplazan al agua cuando se mueven hacia arriba buscando lugares de menor presión. Los hidrocarburos pueden llegar hasta la superficie de la tierra, o se encuentran con una trampa que les impide continuar y así empiezan a acumularse, dando origen a un yacimiento.

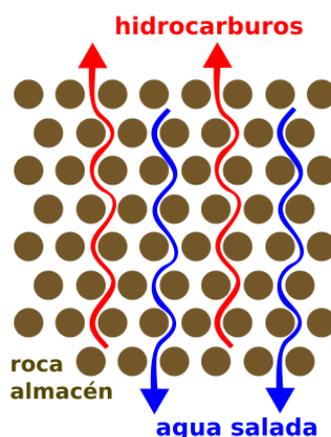


Figura 1.3: Migración de hidrocarburos a través de los poros de una roca almacén, Miguel Sierra.

## Acumulación

La llegada continua de hidrocarburos hasta una trampa hace que se acumulen en lo que se llama el reservorio, son rocas con espacios que contienen los fluidos, son porosas y permeables. La porosidad puede ser debida a la propia naturaleza de la roca, siendo las más comunes las areniscas. Las trampas, última etapa de los procesos de formación de yacimientos, han sido clasificadas por los geólogos del petróleo en dos tipos: estructurales y estratigráficas. Una acumulación de petróleo puede estar causada por un solo tipo de trampa o la combinación de ambas.

Las trampas estructurales son formadas por estructuras geológicas que deforman el terreno y condicionan la captura y retención de los hidrocarburos.

Las trampas estratigráficas, se forman cuando capas impermeables al petróleo sellan una capa porosa o cuando la permeabilidad cambia dentro de una misma capa

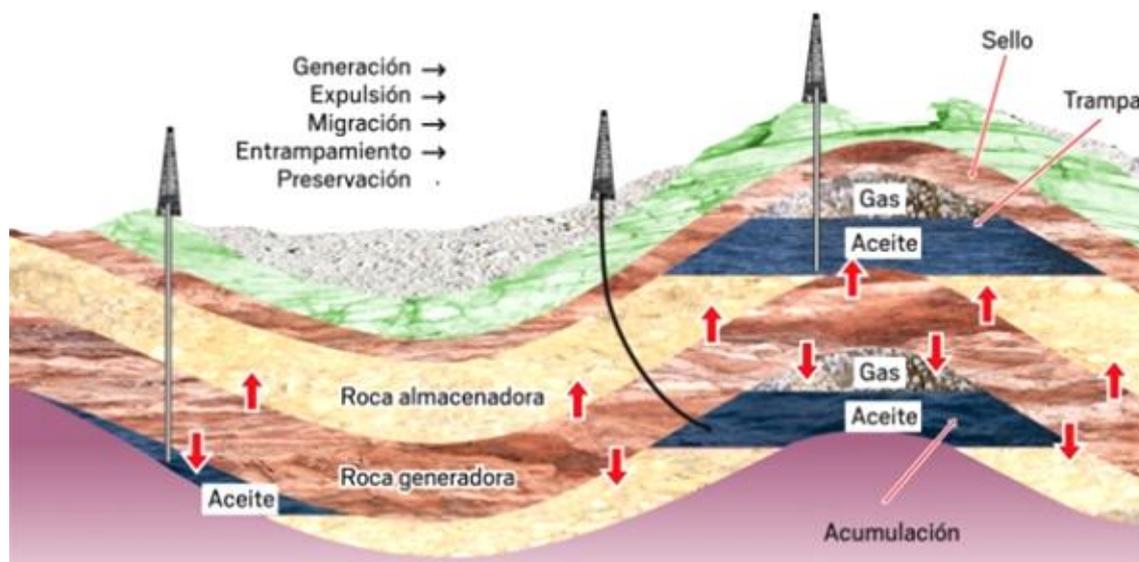


Figura 1.4: Esquema de principio de formación de un yacimiento, Zacolo.

Desde el advenimiento de la industria del petróleo y del gas, los geólogos han seguido una ruta convencional en la exploración:

- Buscar rocas madres impregnadas de hidrocarburos,
- Encontrar rocas de calidad en las que los hidrocarburos puedan acumularse,
- Identificar un mecanismo de entrapamiento.

Pero se está produciendo una revolución, las rocas que en el pasado eran de poco interés, excepto como rocas madres potenciales, hoy en día se buscan activamente como yacimientos potenciales. La necesidad global de energía, continuará siendo un incentivo para el desarrollo de energías fósiles pero cuando se consideran recursos no convencionales, el objetivo es encontrar lutitas orgánicas.

## 1.3 Convencional y no convencional

La matriz energética mundial se basa fundamentalmente en el uso de hidrocarburos, pero como todo recurso no renovable, son escasos y llegará el momento en que se acaben. El número de descubrimientos de nuevos yacimientos convencionales de petróleo y gas ha declinado en las últimas décadas pero la aparición de tecnologías que favorecen la extracción ha convertido los reservorios de hidrocarburos no convencionales en el foco de la estrategia de muchos países y compañías operadoras.

Los hidrocarburos provienen de la degradación de restos orgánicos atrapados en sedimentos que forman a lo largo del tiempo una roca sedimentaria, generadora de los hidrocarburos. Si la roca es permeable, el gas fluye y migra hasta una trampa donde va a acumularse y formar un yacimiento (roca reservorio).

Como se describe en la Figura 1.5, los recursos convencionales de petróleo y gas se encuentran en pequeños volúmenes relativamente fáciles de extraer, mientras que los no convencionales se presentan en enormes acumulaciones difíciles de desarrollar. Estas dificultades se deben a que el petróleo y gas no convencional se encuentran bajo condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad.

### Triángulo de recursos



Figura 1.5: Triángulo de recursos para reservorios, NPC Global Oil & Gas.

### 1.3.1 Yacimientos convencionales

Un yacimiento convencional de hidrocarburos se caracteriza por una roca madre suficientemente permeable para la migración de los hidrocarburos y también por una roca reservorio suficientemente permeable, que permite la extracción notable de la mayoría de su contenido con técnicas convencionales.

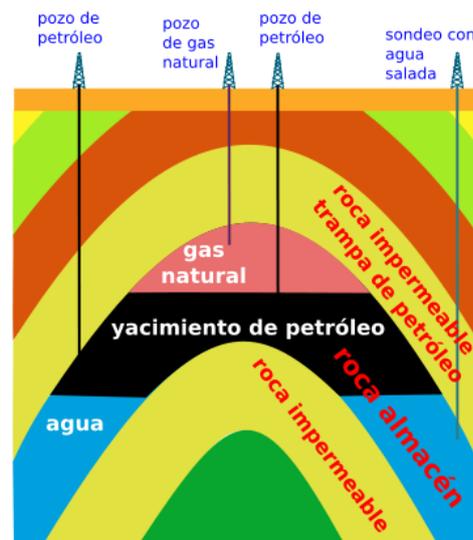


Figura 1.6: Esquema de un yacimiento convencional, Miguel Sierra.

Un sistema petrolero convencional requiere:

- ✓ Cuatro componentes: roca generadora, roca yacimiento, trampa y sello,
- ✓ Dos procesos: generación y migración del petróleo.

La secuencia cronológica entre la migración del petróleo y la formación del yacimiento, la trampa y el sello, también es crucial.

Tabla 1.7: Composición de un reservorio convencional, elaboración propia.

<b>Roca madre</b>	Roca donde se originaron los hidrocarburos
<b>Canal</b>	Camino que siguió el hidrocarburo hasta el actual reservorio
<b>Trampa</b>	Falla o roca donde se detuvo la migración del hidrocarburo
<b>Sello</b>	Roca impermeable que actúa como sello estanco de la trampa
<b>Reservorio</b>	Roca porosa que constituye el lugar de almacenaje del hidrocarburo

La Figura 1.8 ilustra un reservorio anticlinal clásico que contiene gas y petróleo. La traza de color gris representa a una lutita (*shale*) impermeable que hace de sello. El gas y el petróleo se originaron dentro de la lutita inferior y luego migraron hacia arriba, buscando la superficie, pero en su camino se encontraron con otra lutita impermeable que impidió su paso, quedando formado el reservorio dentro de una arenisca porosa (zona punteada superior), donde usualmente hay agua. Luego los hidrocarburos se encuentran por sobre la zona que contiene agua. Así, en un reservorio convencional, los hidrocarburos pueden fluir a través de un espacio poroso y ser producidos por un pozo perforado a tal efecto.

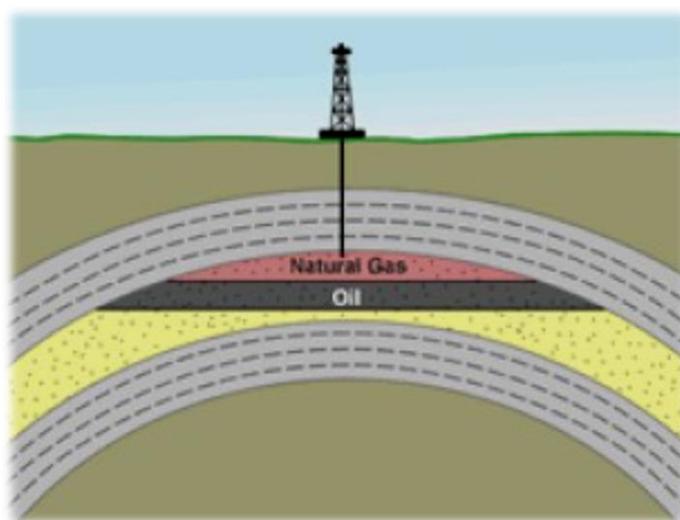


Figura 1.8: Reservorio convencional de hidrocarburos,  
 Shale Frac - Ingeniería aplicada a un reservorio no-convencional.

### *Proceso clásico de extracción*

El petróleo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de los fluidos es suficiente, forzaré la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos hacia su tratamiento primario, donde se deshidrata y estabiliza separando los compuestos más volátiles. Posteriormente se transporta a refinerías o a plantas industriales para ser utilizado en calderas.

Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen la extracción mediante bombas, la inyección de agua o la inyección de gas.

### 1.3.2 Yacimientos no convencionales

---

Los sistemas no convencionales requieren como mínimo la depositación de la roca generadora y de suficiente sobrecarga para lograr la maduración asociada con la temperatura. Tienen baja porosidad y permeabilidad y a menudo están naturalmente fracturados. La roca generadora y el reservorio están muy cercanos y suelen ser los mismos, por esto suelen tener un alto contenido de materia orgánica. No se aplican en ellos los conceptos de patrones de migración, trampas y sellos.

Existen distintos tipos de yacimientos no convencionales, los cuales se pueden clasificar de la siguiente manera:

Tabla 1.9: Yacimientos no convencionales de Petróleo, elaboración propia.

<b>Yacimientos de Petróleo</b>	<b>Caracterización</b>
Petróleo pesado ( <i>Heavy Oil</i> )	Crudo con una alta viscosidad y alta densidad que les impide fluir.
Petróleo de lutitas ( <i>Shale Oil</i> )	Es petróleo maduro atrapado en capas de rocas impermeables de baja porosidad.
Arenas bituminosas ( <i>Tight Sands Oil</i> )	Arena mezclada con un crudo muy pesado, tipo asfalto llamado bitumen.

Tabla 1.10: Yacimientos no convencionales de Gas, elaboración propia.

<b>Yacimientos de Gas</b>	<b>Caracterización</b>
Metano de capas de carbón ( <i>Coalbed Methane</i> )	Son capas de carbón ricas en metano.
Gas de lutitas ( <i>Shale Gas</i> )	Gas atrapado en la roca madre, que no permite su extracción por técnicas clásicas de perforación.
Gas de arenas compactas ( <i>Tight Sands Gas</i> )	Es metano en una etapa entre el <i>Shale gas</i> y el gas convencional.
Gas de hidratos de gas	Gas atrapado en las moléculas de hidratos formados por la condensación del vapor de agua que trae el gas.

Lo anteriormente dicho puede verse en el esquema siguiente, Figura 1.11:



Figura 1.11: Sistemas petroleros convencionales y no convencionales, US EIA.

Para la extracción de estos recursos se requiere el empleo de tecnologías especiales de estimulación, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene. Entre estas tecnologías se pueden nombrar las fracturas hidráulicas en pozos horizontales o multilaterales para el caso particular de los yacimientos *shale oil/gas* y *tight sands' gas* (arenas compactas), inyección de polímeros o vapor para la extracción de petróleo viscoso y minería a cielo abierto para las arenas bituminosas someras, es decir, que se encuentran a poca profundidad.

En resumen, los yacimientos convencionales son todos aquellos yacimientos que producirán volúmenes económicos de hidrocarburos sin tratamientos especiales. En contraste, los yacimientos no convencionales son todos aquellos que no pueden ser producidos sin la aplicación de tratamientos de estimulación masiva y procesos especiales de recuperación para alcanzar una producción económicamente viable.

En la parte siguiente, se presentara el caso de los yacimientos de gas de lutitas.

## PARTE 2:

# Shale Gas, Características y Potencial

En este capítulo se desarrollarán los yacimientos no convencionales de gas de lutitas, describiendo su litología, geología, características petrofísicas y propiedades hidráulicas. Se presentará también el potencial mundial de los yacimientos de gas de lutitas y el caso de los Estados Unidos donde la explotación ha sido intensiva en los últimos años y sigue creciendo.

2



*En esta parte se hará una presentación de:*

*Las particularidades de un yacimiento de Shale Gas*  
*El potencial del Shale Gas en el mundo*  
*La producción intensiva en los Estados Unidos*

---

<sup>2</sup> Fotografía de una boca de pozo

## 2.1 Características del reservorio de lutitas

---

Dos características fundamentales describen un reservorio:

- La porosidad, traduce la capacidad de almacenar fluido o sea el porcentaje de espacios libres respecto al volumen total del reservorio.
- La permeabilidad, describe la facilidad con que el fluido puede moverse a través de los poros de la roca, es relacionado con el caudal que puede producirse.

En los reservorios de gas de lutitas, el gas es generado localmente en la roca. La roca actúa a la vez como generadora (roca madre) y como yacimiento (roca reservorio). Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas de las lutitas o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos. Esta característica contrasta con los yacimientos de gas convencionales, en los que el gas migra desde su roca generadora hacia una arenisca o carbonato donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica.

Una vez generado, la mayor parte del hidrocarburo permaneció atrapado en la matriz de la roca de ultra baja permeabilidad, sin poder migrar.

Las lutitas comprenden partículas del tamaño de la arcilla y el limo, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad ultra baja. La capacidad de las lutitas de generar hidrocarburos depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen, de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis, y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas.

La roca madre, que posee cierta porosidad, pero con una permeabilidad muy baja, del orden de  $10^{-3}$  mD, aún puede poseer enormes cantidades de hidrocarburos encerrados dentro de su matriz, pero no permite la migración.

Eso constituye así un reservorio no convencional que hay que estimular para que este hidrocarburo pueda fluir hacia la superficie. El gas migra a través de las fisuras, por lo tanto es imprescindible conectar varias de ellas, por algún método mecánico, para poder alcanzar un buen caudal de producción que haga económicamente viable el proyecto.

A pesar de su abundancia, pocos depósitos de lutitas pueden ser desarrollados como recursos hidrocarburíferos. Los objetivos de exploración de lutitas gasíferas son los sedimentos ricos en materia orgánica que se depositaron de tal manera como para preservar una parte importante de su materia orgánica original.

### 2.1.1 Propiedades litológicas de las lutitas

---

Se conoce como “Shale” a la roca sedimentaria más comúnmente conocida. Es una mezcla de escamas de material arcilloso y pequeñísimos fragmentos de otros materiales, principalmente silíceos, llamados comúnmente fangos o limos *Mud o Lime*, que han sido compactados a gran presión y temperatura.



Figura 2.1: Aspecto de una lutita típica, Shale Frac.

Las lutitas son típicamente el resultado de la depositación lenta y continua de estos minerales en aguas quietas o poco movibles, en ambientes deltaicos, llanuras inundadas, en playas arenosas o planicies submarinas dentro de las plataformas continentales. Debido a su formación entran en la clasificación de las rocas sedimentarias. Son fácilmente reconocibles porque su aspecto presenta laminaciones y son altamente quebradizas y frágiles, generalmente presentan fracturas naturales o fisuras.

Las lutitas de color negro son las más comunes y su color se debe a la presencia de material orgánico, si la cantidad de ésta es muy elevada, se habla de "lutitas bituminosas". Los colores gris, gris azulado, blanco y verde son características de un ambiente de depósito ligeramente reductor mientras que las coloraciones rojas y amarillas representan un ambiente oxidante.

Las lutitas y las limolitas contienen aproximadamente el 95% del material orgánico encontrado en todas las rocas sedimentarias, aunque su porcentaje dentro de estas rocas es menor a uno por ciento en masa en promedio. Esta materia orgánica que no fue convertida a hidrocarburo, comúnmente llamada kerógeno, tiene la habilidad de adsorber y almacenar grandes cantidades de fluidos.

Desde el punto de vista del grado de metamorfismo se dividen en tres categorías:

Lutita (*Shale*) propiamente dicha:

Es la forma sedimentaria de esta roca. Se forma a partir de sedimentos finos, como el limo, que se endurecen y se cementan. También se la conoce como “Limolita Laminada”. Se la considera una arcilla.

Pizarra (*Slate*):

Es el derivado metamórfico del Esquisto y otros sedimentos que incluyen la Lutita o Marga y la Limolita. Se forma cuando el shale es sometido a altas presiones y temperaturas. Entonces su base mineral cambia y se realinea formando la Pizarra (*Slate*). Es más dura que la lutita.

Esquisto (*Schist*):

Si la presión y temperatura de confinamiento de la roca aumenta a niveles extremos, se incrementa el efecto metamórfico formando filita; esquisto y finalmente *Gneiss*.

Aunque las tres tienen la misma composición mineral, su formación es totalmente diferente y a veces es difícil diferenciarlas a simple vista.

### 2.1.2 Propiedades hidráulicas de las lutitas

---

Las características hidráulicas de una roca, como la permeabilidad y la porosidad, reflejan su habilidad para almacenar y permitir el flujo de fluidos, tales como líquidos y/o gases.

Las lutitas tienen un tamaño de grano muy pequeño, originando espacios intersticiales microscópicos haciendo que los fluidos contenidos en ese tipo de rocas tengan mucha dificultad en fluir a través de ella. Las lutitas presentan permeabilidades sumamente bajas, del orden del microDarcy, y constituyen excelentes rocas sello en las trampas de los reservorios convencionales.

Debido al tamaño microscópico de los poros, la porosidad de las lutitas es también baja, con valores que oscilan entre 0,1% y 12%. Aunque los poros de estas rocas son microscópicos, la gran extensión y espesor de este tipo de formaciones hace que el fluido en ellos retenido posea un gran volumen en conjunto, resultando su recuperación económicamente interesante bajo ciertas condiciones de precio y mercado. Así, la perforación y la posterior fractura de estas rocas tienen el objetivo de crear artificialmente el reservorio, mediante el incremento artificial (vía ruptura de la roca) de su porosidad y permeabilidad local.

### 2.1.2 Propiedades geoquímicas de las lutitas

---

Para identificar las lutitas que tienen potencial de producción, los geólogos buscan propiedades geoquímicas específicas, que generalmente se obtienen de datos de núcleos. Algunas de las propiedades se pueden medir con sensores de fondo de pozo; sin embargo, los petrofísicos perfeccionan y caracterizan las mediciones de fondo de pozo calibrando los datos de registros con los datos de núcleos.

Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen:

- ✓ carbono orgánico total (TOC),
- ✓ volumen y capacidad de gas,
- ✓ madurez térmica, permeabilidad y mineralogía.

#### *TOC*

Una lutita orgánica, por definición, tiene que tener carbono orgánico, y el TOC determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del TOC son más ricas en materia orgánica. Los objetivos de exploración tienen valores del TOC en el rango general de 2% a 10%. Las rocas con valores del TOC superiores a 10% generalmente son demasiado inmaduras para el desarrollo.

### *Volumen y capacidad del gas*

El gas se encuentra adsorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas adsorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas adsorbido será liberado de la superficie del kerógeno.

### *Madurez térmica*

La madurez térmica es una función de la historia depositacional. A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La reflectancia  $R_o$  se determina mediante mediciones con microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca.

Las mediciones mayores que 1,5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas. Los valores de  $R_o$  entre 0,6% y 0,8% indican petróleo y entre 0,8% y 1,1% indican gas húmedo.

### *Permeabilidad*

Una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad al gas, la cual puede variar de 0,001 a 0,0000001 mD. La permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies, varios órdenes de magnitud más que las observadas en las lutitas.

### *Mineralogía*

Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o el fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes.

### 2.1.3 Hidrocarburos producidos en yacimientos de lutitas

---

#### *Shale Oil*

Se conoce como *Shale Oil* al petróleo producido desde un reservorio no-convencional cuya matriz es una lutita. Su nombre llama usualmente a confusión con los esquistos bituminosos (*oil shales*) que son explotados con técnicas mineras convencionales, es decir, mediante excavación y posterior separación mecánica de la matriz orgánica que lo contiene.

El *shale oil* es petróleo maduro atrapado en capas de rocas impermeables de baja porosidad y para su extracción generalmente se requiere técnicas de fractura hidráulica en pozos horizontales. Este proceso libera el petróleo atrapado en los pequeños poros, permitiendo que fluya hacia el pozo.

El principal productor de *shale oil* es Estados Unidos, que cuenta con varios yacimientos importantes a nivel mundial, entre ellos la formación Bakken Shale en Dakota del Norte y Eagle Ford en Texas. La producción del yacimiento Bakken promedió los 240,000 b/d a fines del 2010.

#### *Shale Gas*

Se trata de cantidades significativas de gas adsorbido y algo de gas libre vinculados estrechamente con rocas pelíticas, carbonáticas y/o areniscas finas que, en muchos casos, corresponden a la roca generadora de la columna estratigráfica de una cuenca sedimentaria.

Las *shales* productoras de gas suelen ser ricas en material orgánico y constituyen la roca madre y el sello del reservorio no convencional simultáneamente. En un reservorio Shale, el gas total que migra puede estar almacenado bajo tres formas diferentes: gas libre en la matriz o en fisuras, gas absorbido en la materia orgánica y gas disuelto.

Aproximadamente el 50% del gas almacenado en un *shale* es gas libre y se halla alojado en los micro-poros y en las fisuras naturales de la roca. El volumen de gas libre depende de la porosidad, la saturación de agua, saturación de petróleo y la presión.

En términos químicos, el gas producido es un gas seco que consta de un 90% o más de metano, aunque puede producirse junto con otros gases asociados, dando origen a alguna recuperación de petróleo liviano por condensación.

## 2.2 Potencial del gas de lutitas

Dentro de estas fuentes no convencionales, los reservorios de *shale gas* son de enorme importancia en todo el mundo. Recientemente la Agencia de Información sobre Energía (EIA) lo llamó “fenómeno global”, al publicar un importante reporte, donde se afirma que la cantidad de recursos, principalmente asociados a gas de lutitas o *shale*, podrían incrementar las reservas mundiales en un 40 % y asegurar independencia energética de los números países que disponen de este tipo de recursos. En el mismo se analizan los datos y posibilidades de producción de *shale gas* en 48 cuencas sedimentarias de 32 países, a través de la evaluación de 70 formaciones aptas para su explotación. En algunos casos se trata de unidades que ya están en producción, aunque en la mayoría de ellos sólo corresponden a una evaluación teórica.

### *Repartición mundial de los recursos de Shale Gas*



Figura 2.2: Repartición de los Recursos de Shale Gas, EIA.

En los 80 y los 90 se hablaba del altísimo potencial de material orgánico de esas rocas. A finales de los 90 se iniciaron una serie de campañas masivas de perforación de pozos verticales. Pero sólo a partir de 2003, la combinación de dos tecnologías claves para el desarrollo de estos yacimientos: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, permitieron económicamente explotar el *shale gas*.

Repartido en el mundo, los recursos de Shale Gas serían equivalente a los recursos de gas convencional. La mayoría estaría ubicada en los Estados-Unidos, China y América del Sur (principalmente en Argentina). Europa tiene perspectivas también y aunque la producción sea mínima, se hicieron exploraciones y hay proyectos en desarrollo.

Estimaciones del gas de lutitas. Un estudio efectuado en 1997 estimó que el volumen de recursos globales de gas de lutitas era de 16 112 Tpc (456 trillones de m<sup>3</sup>). El estudio de la EIA del año 2011 incrementó esa estimación en casi el 60% y arrojó una cifra de 25 300 Tpc (716 trillones de m<sup>3</sup>).

Estas cifras, sumadas a las proyecciones de consumo e intercambio de gas en los diversos mercados mundiales, además de las condiciones de ciertos países, han permitido establecer al *shale gas* como un recurso global y alternativa real de inversión.

*Conversión: 1 metro cúbico = 35.31467 pie cúbico*

Región	Estudio Rogner 1997, Tpc	Estudio EIA 2011, Tpc
América del Norte	3 842	7 140
América del Sur	2 117	4 569
Europa	549	2 587
África	1 548	3 962
Asia	3 528	5 661
Australia	2 313	1 381
Otros	2 215	No disponible
<b>Total</b>	<b>16 112</b>	<b>25 300</b>

Figura 2.3: Estimaciones del gas de lutitas, An Assessment of World Hydrocarbon Resources.

Es fundamental destacar que este anuncio se refiere a recursos y no reservas, y que la fidelidad de los datos primarios utilizados y el criterio son cuestionables.

En anexo 1 se presentan explicaciones sobre los recursos y las reservas.

El estudio solicitado por la *US Energy Information Administration* permitió revelar que existen 6,622 trillones de pies cúbicos (187 trillones de m<sup>3</sup>) técnicamente recuperables, Figura 2.4, una cifra prometedora dado los 6,609 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural.

Continent	Country	Technically Recoverable (Tcm)
North America (non U.S.)	Canada and Mexico	30.3
	U.S.	24.4
Total North America	Canada, Mexico, U.S.	54.7
South America	Colombia, Venezuela, Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, Uruguay, Paraguay	34.7
Europe	France, Germany, Netherlands, Sweden, Norway, Denmark, U.K., Poland, Lithuania, Ukraine, Turkey	17.7
Africa	Morocco, Algeria, Tunisia, Libya, Mauritania, Western Sahara, South Africa	29.5
Asia	China, India, Pakistan	39.8
Australia		11.2
Total		187.4
Total excluding U.S.		163.2

*Source: EIA ARI World Shale Gas Resources*

Figura 2.4: Estimación de las cantidades de gas de lutitas técnicamente recuperable en el mundo (Tcm), EIA.

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica era poco común hasta hace una década. El éxito experimentado en la lutita Barnett de Texas central, en EUA, creó un nuevo modo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos. Las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron en otras cuencas de América del Norte donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas generadoras.

La consecuencia en numerosas localizaciones de EUA y Canadá fue la producción exitosa de gas de lutitas. Esto despertó el interés exploratorio a escala global ya que actualmente las compañías buscan repetir ese logro.



### *Un rápido incremento de la producción de gas de lutitas en EUA*

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica era poco común hasta hace una década. El éxito experimentado en la lutita Barnett de Texas central, en EUA, creó un nuevo modo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos. Las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron en otras cuencas de América del Norte donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas generadoras.

Desde el año 2000, la producción anual de gas de lutitas en EUA se ha incrementado de un valor prácticamente insignificante a casi un cuarto del gas total producido. Las siete extensiones productivas indicadas en la Figura 2.6, produjeron **4,5 Tpc** (127 400 millones de m<sup>3</sup>) de gas natural en el año 2010. El total producido de todos los recursos no convencionales de lutitas de EUA fue de **4,87 Tpc** (137 900 millones de m<sup>3</sup>) de gas seco.

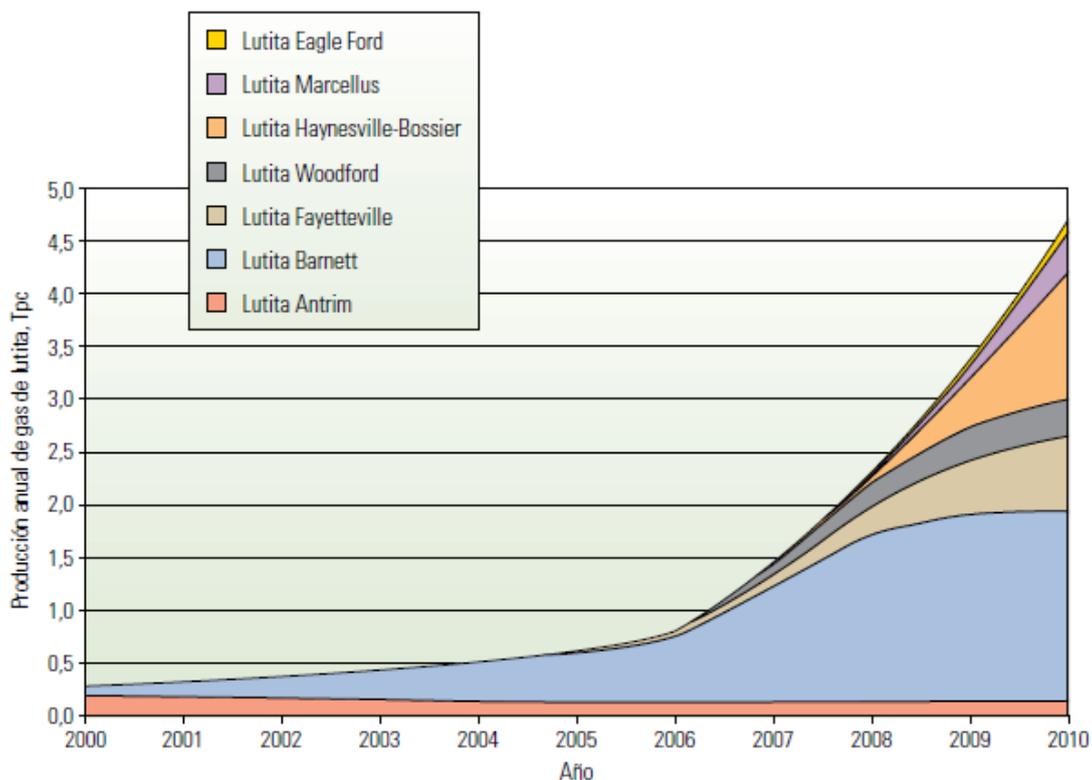


Figura 2.6: Producción de gas de lutitas en los Estados-Unidos, Department of Energy EUA.

En 2005, el Barnett producía cerca de 0,5 tera pies cúbicos (Tpc) de hidrocarburos gaseosos provenientes del Shale al año (para efectos comparativos, en 2010 la producción total de gas convencional en Colombia fue de 0,37 Tpc), con 400 pozos horizontales, y en 2010 ya eran 10 mil los pozos.

Lo que marcó este punto de inflexión fue la incorporación de programas de perforación horizontal y fractura hidráulica. Gracias a estos avances tecnológicos, existen 862 trillones de pies cúbicos que son económicamente factibles de extraer. Esto ha permitido que el consumo de gas natural proyectado de esta nación sea un 45% *shale gas* y una disminución de un 11% al 1% en importaciones netas, Figura 2.7.

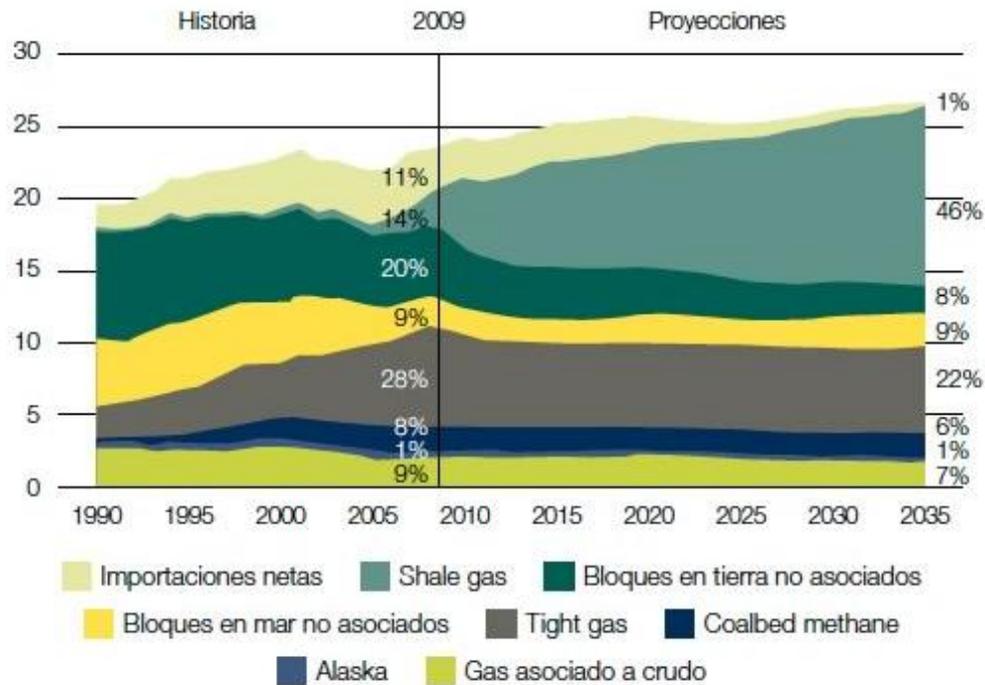


Figura 2.7: Evolución de la producción de gas de lutitas en los EE.UU (en Tcf), EIA.

La tecnología desarrollada en EEUU a lo largo de las últimas dos décadas fue crítica para la explotación de yacimientos no convencionales y está disponible para ser aplicada en el resto del mundo. Tanto el *shale gas*, como el *shale oil* son elementos críticos y fundamentales en la matriz energética de EEUU, y lo serán para el resto de las naciones que tengan posibilidades de extraer estos recursos de su tierra.

El descubrimiento de petróleo y gas de yacimientos *shale* en los EE.UU. ha iniciado un nuevo ciclo en la industria del petróleo y gas, y está cambiando el escenario para la actividad de exploración en muchos países de todo el mundo.

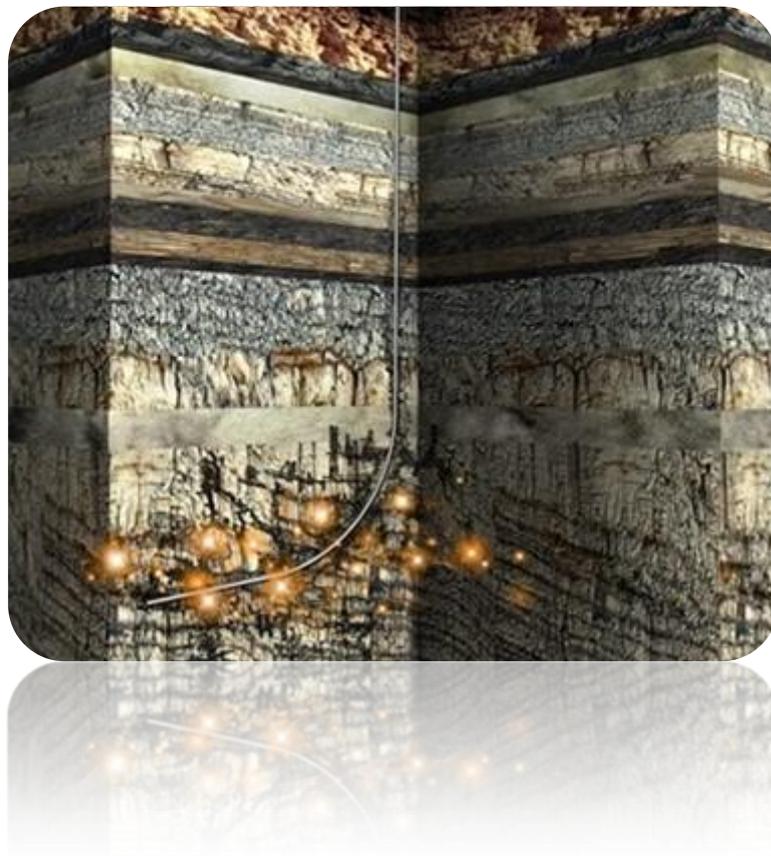
El potencial de gas de lutitas es significativo pero son recursos cuya extracción es más compleja, se trata de enormes volúmenes de hidrocarburos con grandes dificultades técnicas para ser explotados.

Conociendo las características bien particulares de los yacimientos de gas de lutitas, y teniendo en cuenta el potencial sugerido, se presentará a continuación las técnicas de explotación, perforación y estimulación aplicadas a los mismos.

# PARTE 3:

## Explotación del Gas de Lutitas

Basándose en las características de los reservorios de lutita, esta parte tratará el tema de la explotación de los mismos mediante las técnicas desarrolladas al respecto, que consisten en provocar la formación de fracturas que crean una zona de almacenamiento de fluidos o reservorio artificial.



*En esta parte se hará una presentación de:*

*La perforación horizontal*  
*La fracturación hidráulica*  
*Los parámetros operatorios*

---

<sup>3</sup> Diseño de fracturación a dentro de la formación

## 3.1 Técnica de explotación

El tema es extraer hidrocarburos de un yacimiento de baja permeabilidad, que no puede ser explotado de manera convencional y alcanzar una producción rentable. Como se ha notado anteriormente, una de las características de los yacimientos no convencionales es la falta de un reservorio para almacenar los fluidos contenidos dentro de la roca.

La solución es muy sencilla en teoría, si la roca es suficiente permeable se trata de fracturarla y así crear un reservorio artificial a fin de obtener así los hidrocarburos contenidos adentro.

Se presenta en esta parte el proceso y los parámetros principales de la perforación direccional y de la fracturación hidráulica. La evolución de las técnicas de perforación direccionales permitió mejorar la recuperación, la fracturación, impactando una zona mayor del yacimiento.

### *Perforación Horizontal*

Con esta tecnología se posibilita la extensión horizontal del pozo dentro de la formación.

### *Fracturación Hidráulica:*

Mediante esta técnica, una porción del pozo es sellada y un fluido, usualmente base agua, es inyectado a gran presión y caudal con el fin de generar fracturas en la roca que rodea al pozo.

### *Combinación de ambas*

El resultado es un gran volumen del reservorio fracturado en varias zonas.

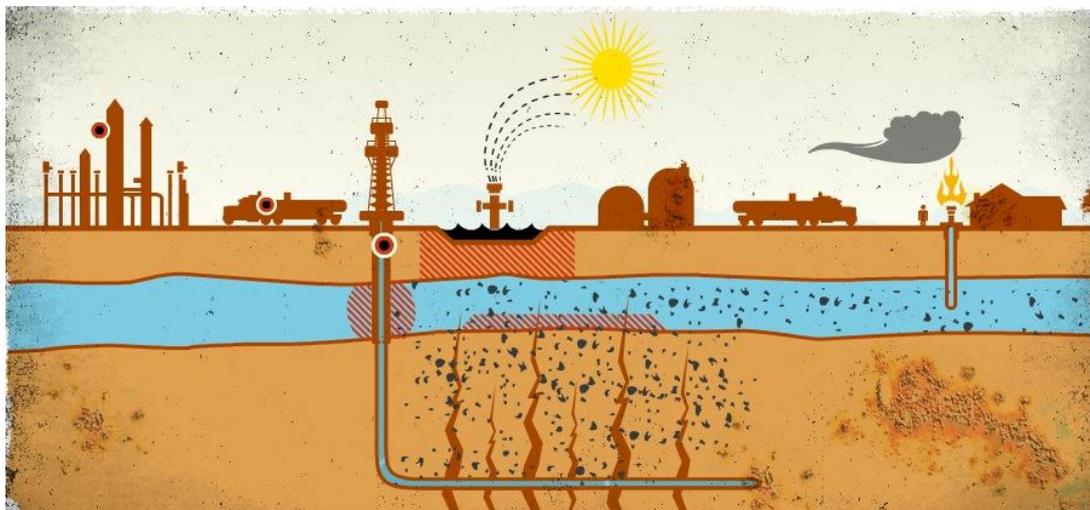


Figura 3.1: Esquema de operación de fracturación hidráulica, Gasfrac.

### 3.1.1 La Perforación Horizontal

---

Como en el caso de un yacimiento convencional, el desarrollo de un yacimiento de gas de lutitas necesita la perforación de un pozo entre la superficie y la zona de los hidrocarburos.

Para la perforación existen dos soluciones típicas muy relacionadas con la fracturación que se hace en seguida:

- Perforación de varios pozos verticales cercanos

Es la solución más económica y rápida. Esto permite una depletación aceptable aunque el área de barrido por la operación de fracturación no es eficiente. El espacio entre los pozos debe estar reducido.

- Perforación de pocos pozos horizontales de gran extensión

Es la solución técnicamente más adecuada, aunque su costo es mayor. Se usan pozos horizontales, con el objetivo de contactar la formación en la mayor extensión posible. Luego se realiza varias fracturas transversales, el área de barrido es mucho más eficiente, permitiendo una mayor depletación del reservorio.

La rentabilidad de la explotación del *Shale Gas* necesita liberar una cantidad de gas importante para alcanzar los gastos de las operaciones. Los conocimientos y la tecnología en perforación permiten ahora hacer pozos horizontales, lo que antes no era posible. Hacer un pozo horizontal da la posibilidad de seguir la roca madre adaptándose a su evolución.

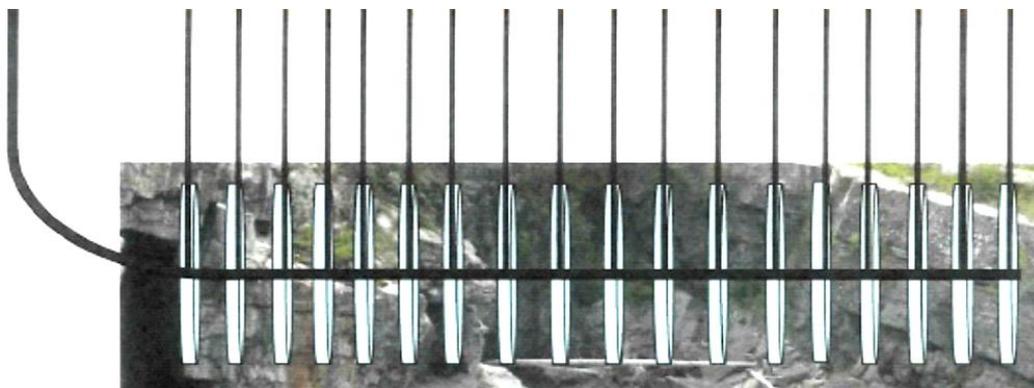


Figura 3.2: Un pozo horizontal = n pozos verticales, *Vermillon Energy*.

### *Reducción de las instalaciones de superficie*

Las evoluciones de las técnicas de perforación permiten hoy en día realizar pozos horizontales. De esta manera se realiza un único pozo vertical con varios horizontales que siguen la capa de lutitas, lo que minimiza las instalaciones en superficie, Figura 3.3 y 3.4.

Con un pozo horizontal, la fracturación alcanza una zona más importante del reservorio. Se recupera el gas por un solo pozo y evitamos la perforación de una multitud de pozos verticales. Además en un proyecto, la perforación es una etapa costosa, preferimos minimizar el número de pozos.

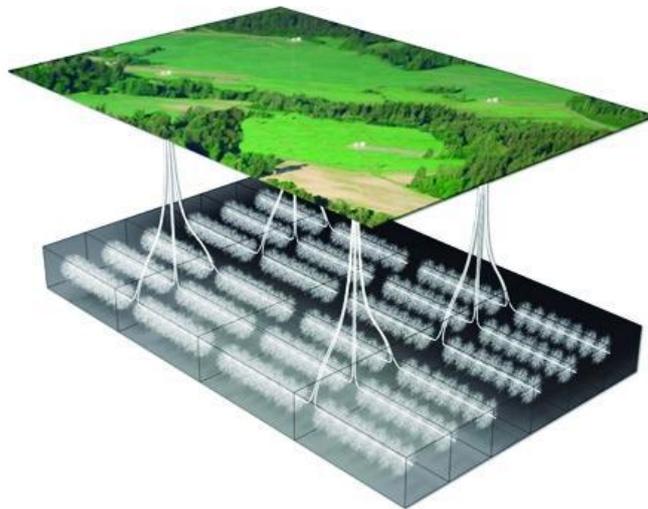


Figura 3.3: Combinación de tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, Devon Energy Corporation.

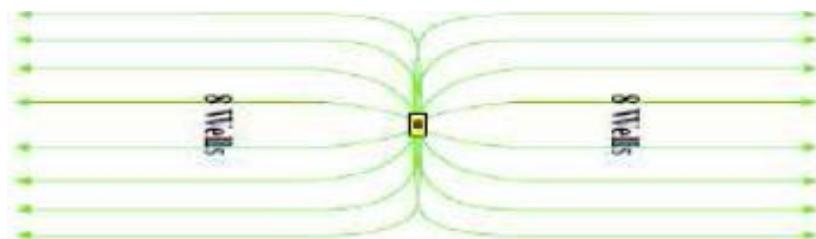


Figura 3.4: Esquema un pozo con varios colectores, Schuepbach.

La perforación horizontal está hoy en día bien desarrollada. La empresa francesa Total realizó un pozo horizontal de más de 11km a lo largo de Tierra del Fuego en Argentina.

En anexo 5 se presenta informaciones de perforación direccional.

### 3.1.2 La fracturación hidráulica

La fracturación no es una técnica nueva, se utiliza para mejorar la recuperación de yacimientos convencionales hace años. La primera fracturación fue realizada en 1947 y millones de pozos estuvieron fracturados durante el siglo pasado.

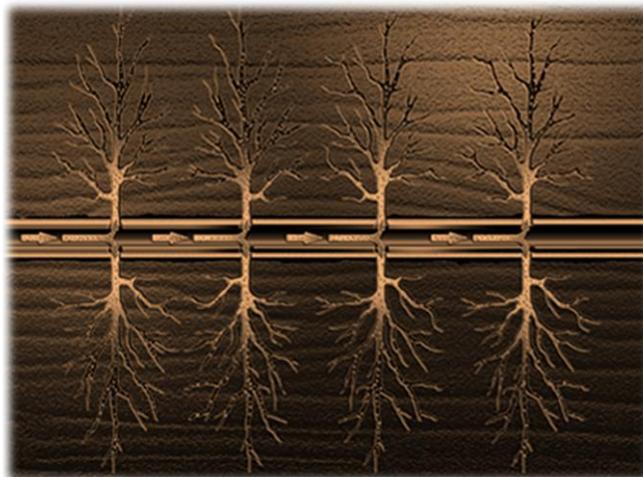


Figura 3.5: Diseño de las fracturas en la formación, FracFocus.org.

La fracturación hidráulica es una técnica más desarrollada hasta ahora para la creación de un reservorio artificial que permitiría recuperar el gas atrapado. Se crean fracturas en la roca para facilitar la recuperación del gas. Se inyecta agua, arena y compuestos químicos a presión adentro de un pozo. El agua a presión permite romper las rocas y dejar el gas fluir por las fracturas. Se añade un propano, arena generalmente para impedir que se cierre las fracturas y aditivos para mejorar el avance del flujo como se presenta en la Figura 3.6.

Según el reservorio, los parámetros operatorios como caudal y presión de inyección varían, dependiendo de las propiedades de la roca.

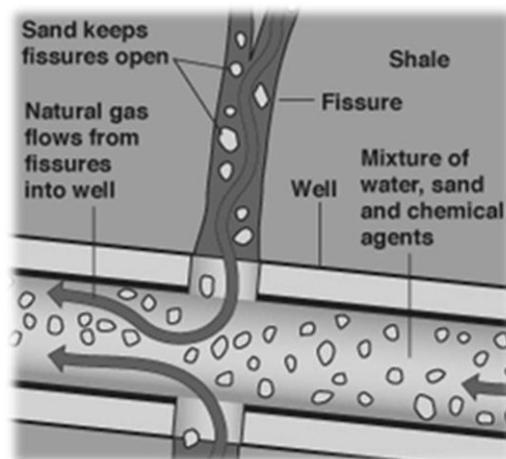
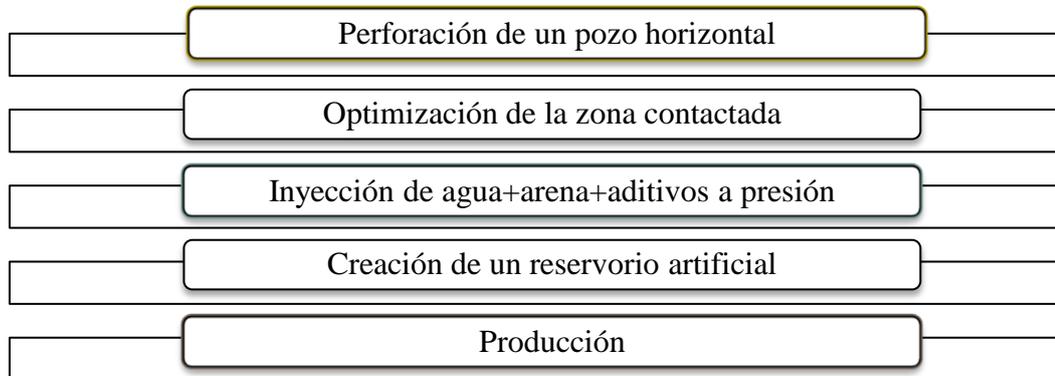


Figura 3.6: Principio de la fracturación, Granberg.

### 3.1.3 Combinación de ambas

Tabla 3.7: Esquema del principio de la fracturación en un pozo horizontal, elaboración propia.



La Tabla 3.7 describe la secuencia de explotación. Se inyecta una mezcla de agua, arena y aditivos químicos a presión adentro del tubo de perforación para abrir las micros fracturas de la roca y facilitar la extracción del gas, Figura 3.8.

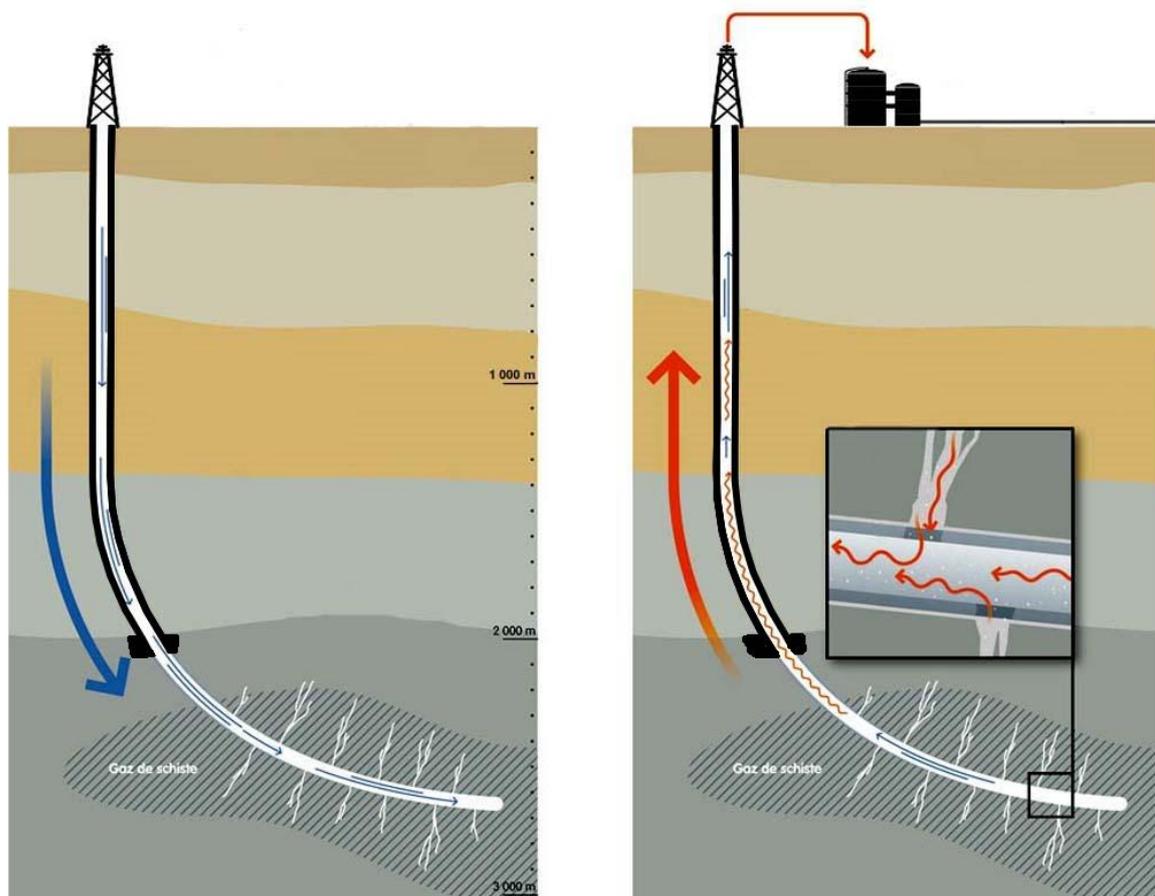


Figura 3.8: Principio de extracción de Shale gas, *Terra-economica*..

## 3.2 Fluido de Fracturación

En seguida se presentará la composición del fluido de fracturación y particularmente el uso de los químicos, del agente de sostenimiento y el tema central de los volúmenes de agua utilizados para una fracturación, tanto de un punto de vista técnico, logístico y económico como también ambiental.

*Composición del fluido de fracturación:*

Tabla 3.9: Componentes del fluido de fracturación con sus acciones, elaboración propia.

<b>Agua</b>	Fracturar las rocas y crear así un reservorio artificial
<b>Propante</b>	Impedir que se cierre las fracturas después de la fracturación
<b>Químicos</b>	Mejorar la eficacia y la seguridad de las operaciones

La Tabla 3.9 y la Figura 3.10 presentan los componentes del fluido de fracturación, sus acciones y sus proporciones.

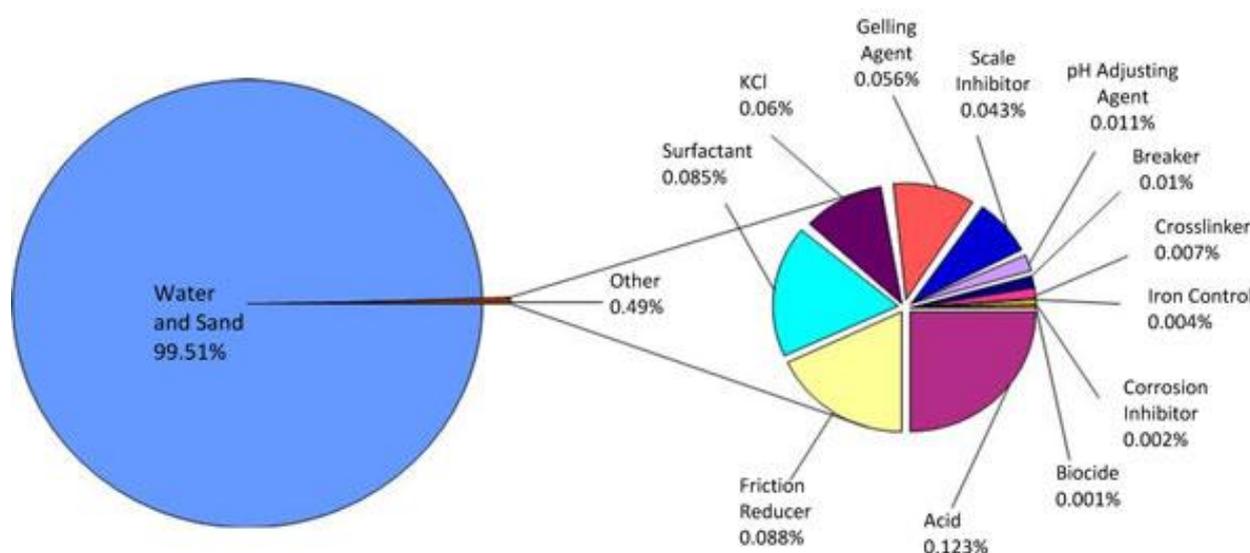


Figura 3.10: Composición del fluido de fracturación, FracFocus.org.

### 3.2.1 El Agua

---

El fracturamiento hidráulico, aplicado a las rocas de baja permeabilidad de *shale gas* para lograr que el recurso fluya, requiere grandes cantidades de agua y logística para transportarla y disponerla en la locación, tomando relevancia la regulación gubernamental de cada país para su captación, almacenamiento, reutilización y disposición final.

#### *Cantidad, calidad y procedencia*

Para la fracturación de un solo pozo se necesita cantidades enormes de agua, dado que a lo largo de un pozo se hace varias fracturas. Cada fracturación requiere 1500 a 2000m<sup>3</sup> de agua, se hace unas 10 fracturaciones al largo de un colector de 1000m, así la fracturación de un pozo de gran tamaño requiere entre 15000 y 20000 m<sup>3</sup> de agua.

La calidad del agua es un punto importante, ya que las impurezas podrían reducir la eficacia de los aditivos utilizados en el proceso.

La mayoría del agua utilizada en las operaciones de fracturación procede de reservas de agua de superficie tipo lagos, ríos o de la red municipal. En lugares particulares se utiliza agua de los acuíferos.

### 3.2.2 Agente de sostenimiento

---

No obstante, se observó que muchas de las fracturas se cerraban al apagar las bombas, debido a las altas presiones dentro del pozo. Lo anterior se solucionó agregando un soluto de soporte a la solución líquida, son altos volúmenes de arena los que son utilizados en el proceso de fracturamiento con el propósito de mantener las fracturas con la longitud y la conductividad necesaria para maximizar la producción de hidrocarburos, para poder garantizar lo que se podría denominar una permeabilidad artificial en las rocas. Este proceso debe ser planeado con especial cuidado, involucrando en algunos casos permisos especiales de explotación de canteras para poder tener la oferta suficiente de este material que en términos técnicos se conoce como “propante”.

Los más comunes son: arena, cerámica y polvo de aluminio. Generalmente se usa una arena de tamaño uniforme. En caso de gran profundidad y tensiones importantes, se usa un material más duro como bolas de cerámica.

### 3.2.3 Los Químicos

---

#### *Porque se usa químicos*

El agua transmite la presión y transporta la arena. Se añade químicos cuyas cantidades dependen del pozo, para reducir la fricción, impedir el desarrollo de microorganismos, la corrosión del metal y así mejorar la recuperación.

#### *Qué tipo de químicos se usa*

La Tabla 3.11 presenta las funciones principales de los químicos para garantizar una fracturación eficiente.

Tabla 3.11: Aditivos principales, elaboración propia.

<b>Tipo</b>	<b>Acción</b>
<b>Desinfectante</b>	<p><b>Limitar el desarrollo de bacterias.</b> El agua inyectada puede contener bacterias que se desarrollan con la temperatura en el pozo, se produce por ejemplo sulfuro de hidrogeno, H<sub>2</sub>S.</p>
<b>Gelificante</b>	<p><b>Mejorar el desplazamiento del propano</b> La arena sedimenta en el agua, el gelificante permite mantener la arena en suspensión y transportarla en las fracturas evitando la acumulación en las fracturas cerca del pozo.</p>
<b>Breaker</b>	<p><b>Optimizar la colocación del propano</b> Evitar que la arena sea expulsada durante el bombeo, se añade un <i>breaker</i> para tornar el fluido menos viscoso con efecto retrasado.</p>
<b>Reductor de fricción</b>	<p><b>Reducir la fricción</b> Mejorar la circulación del agua y disminuir la potencia de inyección.</p>

Se puede también utilizar:

Acido para disolver minerales y facilitar la creación de fracturas.

Inhibidor de corrosión para preservar el tubing.

Se puede añadir centenas de químicos, pero se trata de utilizar una cantidad limitada por tema del ambiente.

En *anexo 6* se presenta una tabla con los químicos más utilizados.

## 3.3 Parámetros operatorios

Se describe en esta parte, las distintas operaciones y los parámetros que intervienen desde la perforación hasta el control de la fracturación. Perforar, completar, diseñar fracturas, realizar las fracturas, realizar ensayo de pozos para verificar el resultado y la extensión de las fracturas.

### 3.3.1 Perforar y completar

La construcción de un pozo se hace en 3 etapas principales:

- Primera etapa: Perforación de los primeros metros y cementación entre el terreno y el casing, para aislar el pozo de suelo de la plataforma.
- Segunda etapa: Perforación y cementación hasta una profundidad suficiente para la protección de los acuíferos.
- Tercera etapa: Perforación y cementación hasta la zona de hidrocarburos.

La Figura 3.12 presenta los tubos y la cementación para la aislación y la protección de la formación rodeando el pozo.

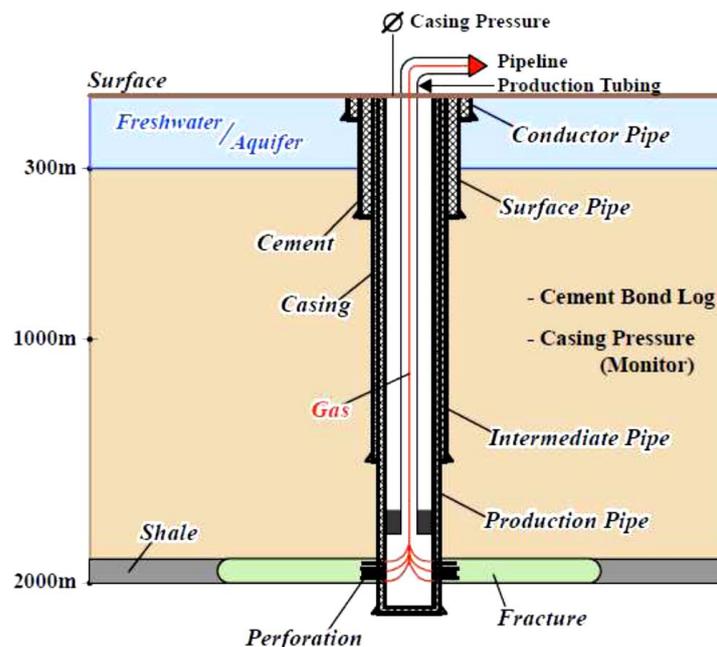


Figura 3.12: Esquema de construcción del pozo, Schupbach.

La cementación de aislamiento del pozo horizontal es crítica, especialmente si requerimos producir gas. Debido a los altos caudales de bombeo y a las características geomecánicas de las rocas a fracturar, las presiones de bombeo suelen ser muy altas. Por lo tanto la completación del pozo debe asegurar la integridad mecánica del mismo durante la operación.

Los tubos utilizados en la extracción de gas de lutitas son diseñados para soportar presiones altas, existe normas internacionales ISO para asegurar la conformidad.

### *Perforación horizontal*

Como se explica al principio de esta parte, frecuentemente se usan pozos horizontales, con el objetivo de contactar la formación en la mayor extensión posible.

Las lutitas poseen fisuras naturales que tienen una dirección preferencial y constituyen un dato fundamental cuando se planifica la perforación de un pozo desviado u horizontal que atraviese dicha formación. Se perfora en dirección del menor esfuerzo horizontal para facilitar el emplazamiento y la generación de múltiples fracturas transversales.

Para realizar una perforación horizontal primero se realiza una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, se gira en un ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de *shale gas*, permitiendo una mayor extracción de éste. Se necesitaron años de experiencia y avances tecnológicos en distintas ciencias para hacer de la perforación horizontal una técnica física y económicamente factible.

El tema de la perforación no será desarrollado pero se puede notar que se utiliza:

- ✓ Técnicas de sondeo y monitoreo, compuestas por tres mediciones: profundidad, inclinación y azimut magnético.
- ✓ Otros avances tecnológicos en tuberías de perforación, caja y pin, collares de perforación, rimadores y estabilizadores, etc.

En anexo 5 se presenta explicaciones sobre la perforación direccional.

### 3.3.2 Diseño de la fracturación

---

#### *Diseño del reservorio artificial:*

Una de las características de los yacimientos no convencionales es la falta de un reservorio, es decir un medio poroso hidráulicamente conectado, que almacene los fluidos dentro de la roca. Para construirlos debemos fracturar la roca con un método adecuado que nos permita una optimización en el aprovechamiento de los recursos.

La aplicación de técnicas de perforación direccional que atraviese dicha formación y la posterior estimulación de estas rocas tienen el objetivo de crear un reservorio artificial.

El conocimiento de las propiedades petrofísicas, mecánicas, geoquímicas, presencia de fracturas naturales y las orientaciones de las mismas son parámetros para diseñar la fracturación.

Obviamente para el diseño de fractura debemos tener en cuenta varios factores que influyen no sólo en la creación del reservorio en sí, sino también sobre el comportamiento productivo posterior. A mayor calidad de datos disponibles, mejor serán los resultados obtenidos.

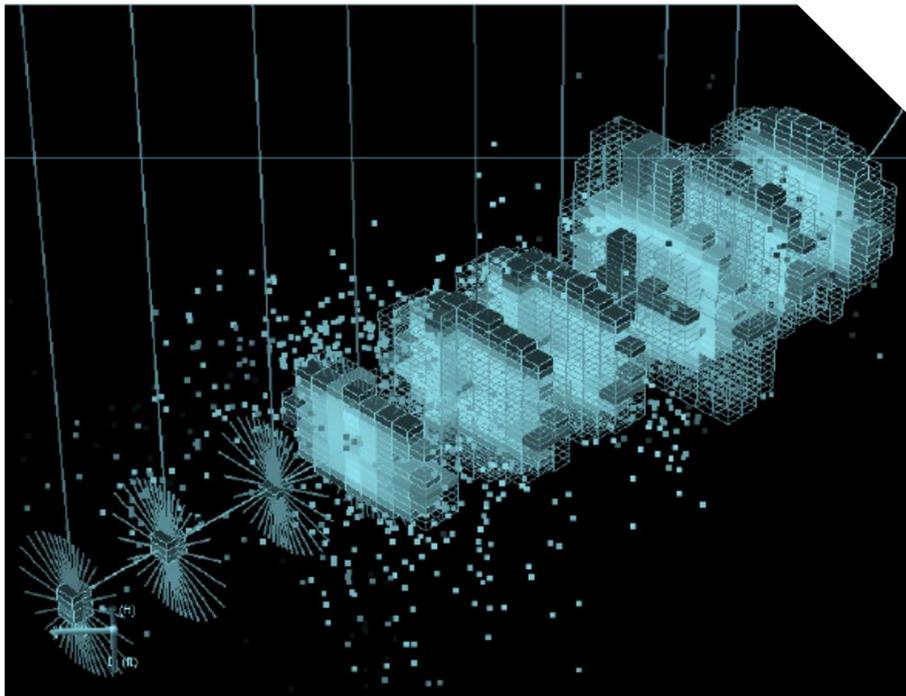


Figura 3.13: Modelo del Reservorio artificial creado luego de la fracturación, Shale Frac.

### Consideraciones mecánicas

La geomecánica es la base de todo buen diseño de perforación de un pozo y de la posible fractura hidráulica del mismo. La anisotropía de la roca determina la dirección general de la fractura.

Las características geológicas, especialmente las fracturas naturales, afectan la productividad del pozo. El conocimiento de la densidad y orientación de las fracturas, y de las propiedades de los esfuerzos locales, puede ayudar a los ingenieros a tomar las decisiones sobre la ubicación y espaciamiento de los pozos, así como también a optimizar el programa de estimulación por fracturamiento.

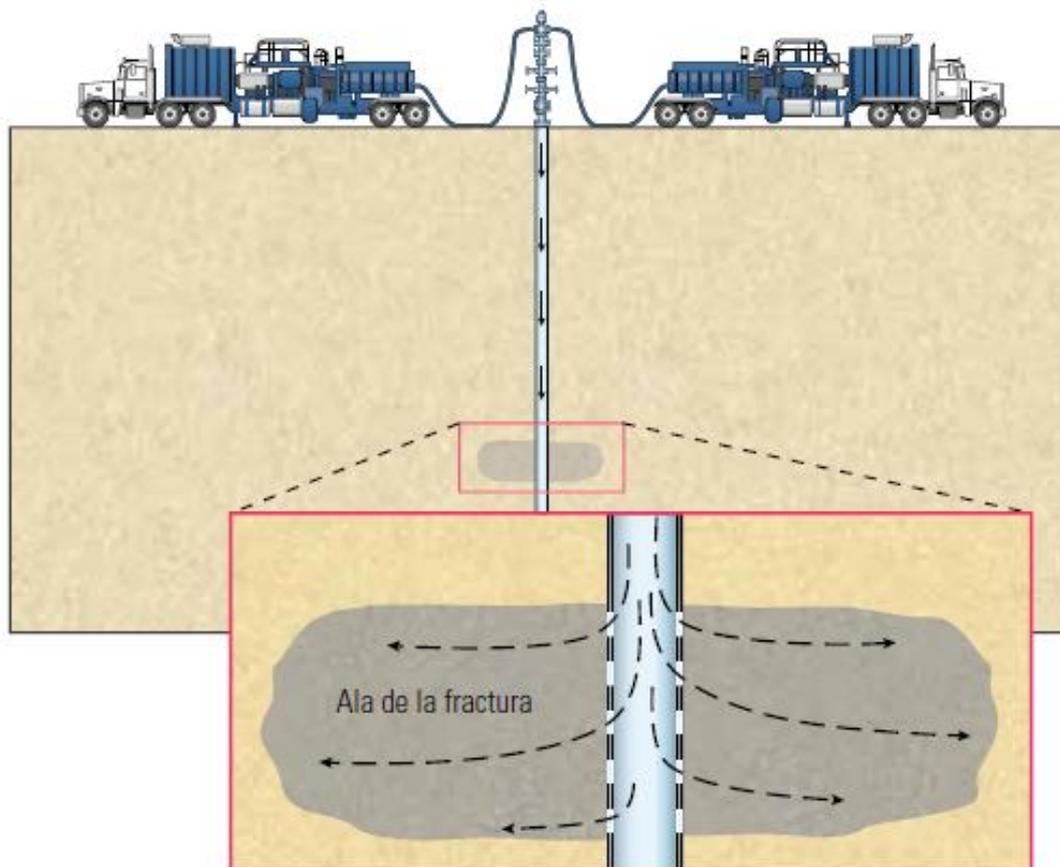


Figura 3.14: Propagación de la fractura, Schlumberger.

La Figura 3.14, representa una vista idealizada en un corte transversal de la propagación de una fractura. El bombeo continuo del fluido (flechas de guiones) hace que la fractura se extienda bilateralmente a lo largo del plano del esfuerzo mínimo y forme estructuras denominadas alas. El impacto de la presencia de fracturas naturales y una gran anisotropía en la roca originan una amplia red de fracturas secundarias o nube de fracturas.

Es importante comprender cómo reaccionará el yacimiento y la red de fracturas naturales, a medida que se los somete a los esfuerzos asociados con la perforación, estimulación y producción. Los cambios en el yacimiento debidos a la producción y los esfuerzos inducidos, repercutirán en las decisiones relacionadas con la organización de las etapas de estimulación, ubicación de los disparos y espaciamiento entre pozos. Este tipo de información puede ser cuantificada en estudio geomecánicos.

El régimen de esfuerzos locales es importante tanto para la perforación como para la estimulación. Los esfuerzos a lo largo del pozo son una función de las fuerzas tectónicas, la profundidad y el espesor de la formación, además de los cambios originados por estimulaciones anteriores y producción en pozos cercanos. Para una estabilidad de pozo óptima, **la perforación debe estar orientada en la dirección del mínimo esfuerzo principal.**

En anexo 6 se presenta explicaciones de mecánica de la fractura.

### *Espacio entre las fracturas*

Durante el diseño de la fractura uno de los parámetros que más se tiene en cuenta es el espaciamiento entre fracturas a lo largo del pozo horizontal. Para cada situación existe un espaciamiento y un número de fracturas óptimos.

Ubicar muchas fracturas a lo largo de un mismo pozo podría suponer que tiene un efecto multiplicador sobre la producción esperada. Sin embargo, tiene un límite práctico, debido a que se llega al punto en el que las aéreas de drenaje están tan próximas que ocurre un efecto de interferencia.

Durante la fracturación, una vez que la primera fractura se crea, la presión dentro de la misma causa un exceso de tensión que interfiere en la fractura siguiente. Si ambas están muy cercanas, muy probablemente habrá cambios de orientación de la segunda fractura, lo cual se denota por la tortuosidad resultante.

La Figura 3.15, muestra tres casos de pozos horizontales con varias etapas de fractura. Tomando como base el pozo con 2 fracturas (línea verde), al aumentar a cuatro fracturas (línea azul) se observa un gran efecto sobre la acumulada, pero al aumentar a ocho (línea roja), el beneficio de la acumulada de producción diferencial no es tan evidente, y puede significar un extra en la inversión que no se justifique.

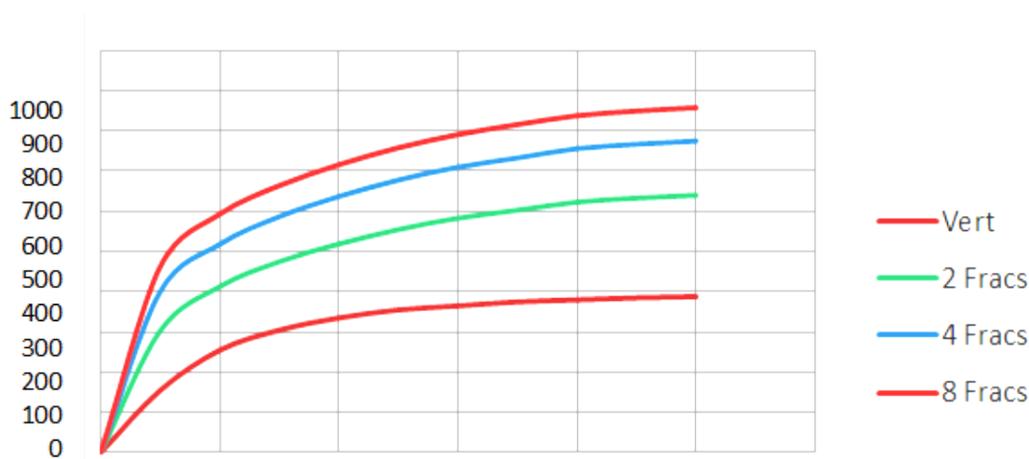


Figura 3.15: Curvas de producción acumulada vs numero de fracturas, Apache S.A.

Usualmente por razones de completación, el espaciamiento entre fracturas está en el orden de 30 metros. Para hacer espaciamientos menores sin comprometer la integridad del pozo, en la actualidad suele utilizarse un tipo de completación en dos pozos horizontales, cercanos y paralelos que son fracturados al mismo tiempo (Simul-Frac), Figura 3.16, intercalando las fracturas en ambos pozos. Esto permite inducir reservorios artificiales muy grandes con una amplia área de drenaje.

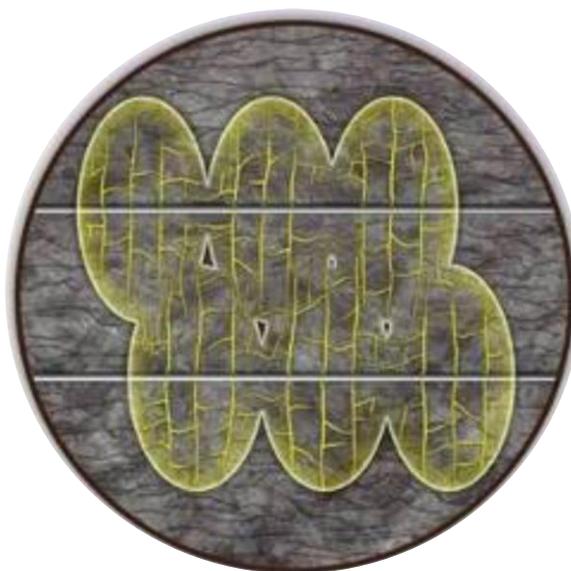


Figura 3.16: Técnica de Simul-Frac, Shale Frac Ingeniería aplicada a un reservorio no convencional.

### *Conductividad*

Para asegurar la conductividad de la fractura no sólo hay que crear el reservorio artificial, sino también dejar el canal de contacto con el pozo lo más abierto y limpio posible. Luego, se debe ser muy cuidadoso en la selección de fluidos de fractura a utilizar.

Otro factor a tener en cuenta en este caso es el efecto del empotramiento. Usualmente las *shales* tienen un comportamiento plástico, con un Módulo de Young bajo, lo que aumenta el efecto negativo del empotramiento, resultando en un ancho de fractura efectivo mucho menor que el diseñado.

### *Selección de los fluidos adecuados*

La selección del fluido óptimo debe realizarse en función su compatibilidad con la roca a tratar a las condiciones del reservorio en el momento de la fractura. En el caso de estas operaciones también tiene importancia el volumen de agua a utilizar.

Las lutitas poseen un alto contenido de arcillas, por lo tanto la presencia de aditivos para control de las mismas es mandatorio en estas operaciones. Los aditivos utilizados deben ser respetuosos con el ambiente, especialmente si son utilizados en grandes cantidades, ya que el volumen a bombear de agua es enorme en muchos casos.

El sistema más utilizado para reservorios de baja permeabilidad naturalmente fisurados, es el agua tratada (*slick water*) ya que su baja viscosidad facilita el desarrollo de una compleja red de fracturas. La baja capacidad de transporte del agente sostén, obliga a bombearlo a caudales muy altos. Tiene un costo por unidad de área de fractura generada muy bajo. Este fluido contiene poliacrilamidas como reductor de fricción.

En anexo 6 se presenta informaciones complementarias de los fluidos de fracturación.

### 3.3.3 Ejecución de la fracturación

Este tipo de operaciones requiere una gran cantidad de equipo entre los que se cuentan tanques de almacenamiento, bombeadores, mezcladores/hidratadores, alimentadores de agente sostén, líneas de tratamiento y equipo de registro, que requieren de una logística adecuada.

#### *Parte técnica*

La Figura 3.17 representa el proceso de la operación de fracturación por tramo con packer de aislación.

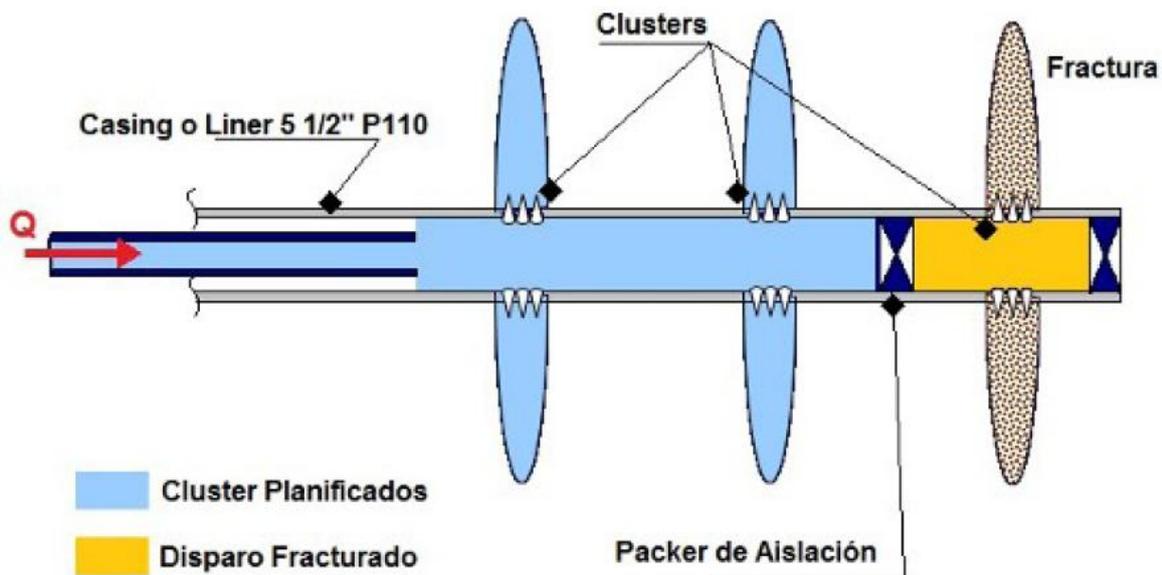


Figura 3.17: Principio de las operaciones de Fracturación, Shale Frac  
Ingeniería aplicada a un reservorio no-convencional.

La cementación de aislación del pozo horizontal es crítica, especialmente si requerimos producir gas. Una vez cementado, el pozo es perforado o punzado en diferentes ubicaciones a lo largo del mismo, desde el fondo hacia la superficie, de acuerdo a un diseño previo.

Dicho diseño puede contemplar la perforación de varias zonas “clusters” de un longitud no mayor a 1 m, o un diseño del tipo “Entrada Limitada”, adonde se perfora selectivamente todo el intervalo. En el primer caso la fractura se realiza en etapas aislando cada cluster con un packer mecánico accionado desde la superficie con un *Coiled Tubing*. En el segundo caso se fractura todo el pozo en una única operación.

### Parte Logística

Estas operaciones involucran diez veces más equipos que los utilizados en una explotación convencional y la movilización de estos recursos a zonas, generalmente apartadas de los centros urbanos, representa un reto en términos de logística.

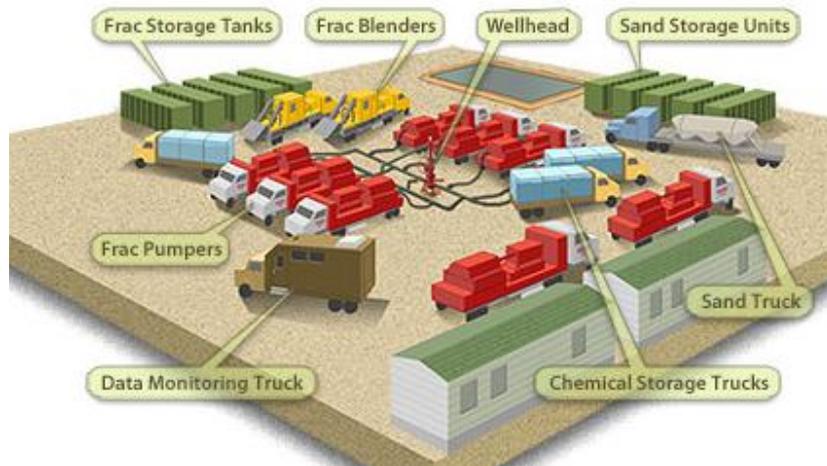


Figura 3.18: Equipamientos por una operación de fracturación, FracFocus.org.

La fracturación hidráulica es una operación que requiere una logística más pesada para manejar las operaciones. Generalmente el operador llama una empresa de servicio especial para la fracturación, la cual puede también contratar el transporte, algunos equipos, consumibles a otras empresas. Son varios participantes que trabajan juntos alrededor del pozo, las locaciones son entonces de mayor tamaño, como se puede ver en la Figura 3.19.



Figura 3.19: Operaciones de fracturación, Marcellus-shale.us.

*Manejar enorme volumen de agua para la fractura*

Pueden almacenarse en tanques o piletas construidas a tal efecto.

El transporte se hace en tanques con camiones o mediante líneas de irrigación alimentadas con bombas centrífugas de gran caudal.

*Manejar enorme volumen de agente sostén y químicos*

Se almacena en bolsas de 45kg.

El transporte hacia la locación es continuo durante la operación.

*Equipamiento de gran capacidad y potencia de bombeo*

Necesita equipamientos para bombear el fluido de fracturación con potencial de 25,000 a 60,000 HHP (10 y 30 fracturadores).

*Gran logística de personal para la operación*

Gran número de personal: 80 a 150 personas.

Gran cantidad de empresas de servicios operando juntos.

Tabla 3.20: Vertical/Horizontal, elaboración propia con fuente Shale Frac.

<b>Tipo de pozo</b>	<b>Vertical</b>	<b>Horizontal</b>
Volumen Agua m <sup>3</sup>	2000 a 4000	4000 y 30000
Volumen aditivos bolsas de 45kg.	50 a 10000	10 a 30000
Potencia de bombeo bpm	40 a 60	40 a 120

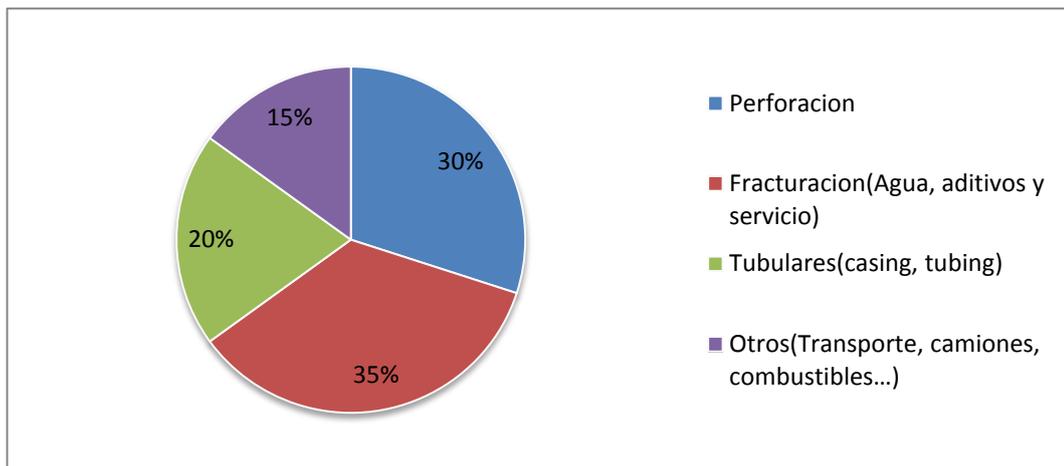
### *Evaluación post-fractura*

La Microsísmica constituye el mejor método de evaluación, especialmente en los casos de pozos horizontales. Indica donde fue el fluido de fractura. Se toma en tiempo real, por lo que es posible hacer cambios en el bombeo de inmediato.

Durante la fase de producción se utiliza los Registros de producción (PLT), normalmente no todas las zonas punzadas (*clusters*) aportan producción al pozo. Este registro permite determinar cuáles son esas y hacer una valoración cuantitativa de la producción individual.

### *Consideraciones económicas*

Tabla 3.21: Repartición de los gastos en un proyecto, elaboración propia.



La perforación, la terminación y la fracturación de pozos en yacimientos de lutitas requieren de una serie de operaciones que implican el uso de tecnologías y logística avanzadas. Esto genera eventualmente un costo muy elevado con respecto a los pozos de yacimientos convencionales, Tabla 3.21. Para el desarrollo de yacimientos no convencionales de lutitas es crítico manejar el costo de los pozos y contar con precios adecuados para el gas y el petróleo.

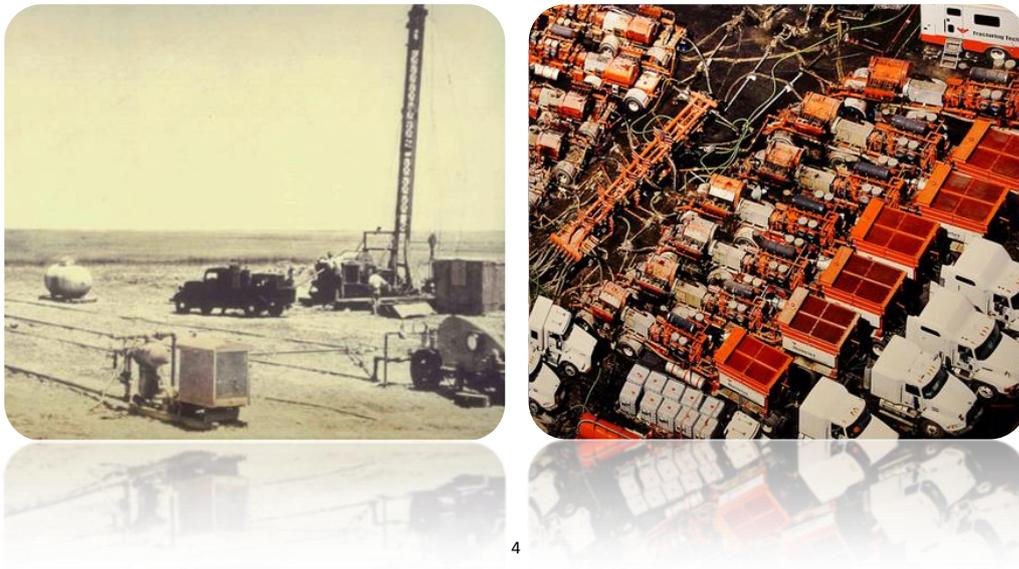
Las dos principales tecnologías habilitantes que han convertido en rentables a las extensiones productivas de lutitas son la perforación de pozos horizontales de alcance extendido y la estimulación por fracturamiento hidráulico de múltiples etapas. Sin embargo, los operadores han descubierto que para producir el gas de las rocas madres se necesita mucho más que perforar pozos horizontales y luego fracturarlos hidráulicamente.

En la última parte, se tratará de numerar los impactos y los desarrollos posibles de la explotación de gas de lutitas.

# PARTE 4:

## Impactos y Desarrollos posibles

Se describe los impactos de la explotación de Shale Gas, ya sean positivos o negativos. Luego se presenta los puntos a mejorar a fin de disfrutar del potencial del gas de lutitas y producir con bajo impacto ambiental.



*En esta parte se hará una presentación de:*

*Los impactos de la explotación*

*La gestión de los riesgos*

*La gestión del fluido de fracturación.*

---

<sup>4</sup> Comparación entre la primera operación de fracturación en 1947, Stanolind Oil y Fracturación hidráulica hoy en día, Weatherford

## 4.1 Impactos de la explotación

---

Las necesidades en hidrocarburos van a seguir creciendo aun la política de prevención del medio ambiente y de transición por energías sostenibles. Los recursos de hidrocarburos convencionales aunque no estén por agotarse mañana, son limitados. Las estimaciones de recursos de *Shale* que hubieron hechas, prometen un potencial enorme pero hay que analizar los impactos de esta explotación para luego reflexionar como mejorar la producción.

La puesta en producción de un yacimiento de *Shale* requiere operaciones más pesadas, cuyos gastos son mucho más superiores a la explotación convencional. La logística de un proyecto de *Shale* es significativa y lo que se recupera son los mismos hidrocarburos que hubieran podido ser producible de manera convencional con menos gastos. Sin embargo, dado las nuevas avanzadas tecnológica y el potencial sugerido, muchas petroleras están armando proyectos y haciendo inversiones importantes. En Francia, varios permisos de exploración fueron otorgados, pero la fracturación hidráulica fue prohibida. En Argentina, varias empresas están desarrollando proyectos en la región de Neuquén.

En los Estados-Unidos la producción de *Shale Gas* fue intensiva en los últimos años. Representa hoy más de 23 % de la producción de gas del país y ha permitido desarrollar el proceso de fracturación pero también suscitar inquietudes ambientales fuertes.



Figura 4.1: Mechero quemando gas, Telegraph.

### 4.1.1 La parte positiva de la explotación

La explotación de *Shale Gas* es un progreso tecnológico notable, alcanzamos a producir recursos que no eran producibles antes. El potencial *Shale Gas* es significativo y contribuirá a reducir la dependencia energética y las importaciones de un país.

Tabla 4.2: Ventajas de la producción de *Shale Gas*, elaboración propia.

Ventaja	Descripciones
Ambiéntale	Para producir la misma cantidad de energía, se libera menos CO <sub>2</sub> con el gas que con petróleo o carbón.
Económico	Producir gas en su territorio evita gastos importantes por importaciones. Disminución del precio
Político	Los recursos bien repartidos pueden participar de la independencia energética.
Flexibilidad	Una turbina de gas se enciende más rápidamente que una planta de carbón.

El gas natural ha tenido en los últimos años un auge inusitado dentro de los recursos energéticos. Su menor generación de CO<sub>2</sub>, así como su quemado relativamente rápido y limpio han convertido a este hidrocarburo en una alternativa cada vez más demandada por la industria energética.

Tabla 4.3: Tabla de comparación de producción de Co<sub>2</sub>, elaboración propia.

Producir 1 MJ con	Metano	Petróleo	Carbón
Produce CO <sub>2</sub> (g)	55	70	110

## 4.1.2 Los inconvenientes

---

La explotación tiene dos consecuencias mayores por el ambiente:

- La primera es mundial, el consumo de gas, un hidrocarburo fósil, produce CO<sub>2</sub> que una vez liberado en la atmosfera participa al efecto invernadero.
- La segunda es local, los riesgos de contaminaciones de los suelos y napas freáticas, la consumición importante de agua para la fracturación y la implantación de infraestructuras importantes.

Tabla 4.4: Inconvenientes de la producción de *Shale Gas*, elaboración propia.

Inconvenientes	Descripciones
<b>Ambiente mundial</b>	Hidrocarburo cuyo consumo produce gases como el Co <sub>2</sub> .
<b>Ambiente local</b>	
➤ <i>Consumo de agua</i>	Cada fracturación requiere una cantidad de agua importante, alrededor de 15000m <sup>3</sup> por un pozo
➤ <i>Riesgos de contaminación del agua</i>	Utilización de químicos en el fluido de fracturación Escapas de hidrocarburos en los acuíferos Substancias de la roca madre
➤ <i>Riesgos de contaminación del aire</i>	Escapes de gas
➤ <i>Degradación del paisaje</i>	Maquinas, camiones, pozos, gasoductos
➤ <i>Accidentes y molestias</i>	Incidente, explosión, trafico, ruido Sismo

## 4.2 Hacia una explotación reflexionada

---

La explotación de gas de lutitas implica un balance energético - relación entre la energía utilizada para su obtención y la energía suministrada - considerablemente menor que el de los petróleos convencionales, además presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de la contaminación, alteración del paisaje y la utilización de recursos hídricos.

La explotación de gas de lutitas ha suscitado temores ambientales fuertes. Las experiencias en los EE.UU donde se desarrollo la explotación de manera intensiva y con poco control permiten hoy de servir de escarmiento.

A continuación se presenta posibilidades de explotar de manera más respetuosa, utilizando las mejores técnicas, medidas preventivas y la aplicación de control más estricto.

### 4.2.1 Gestión de los fluidos

---

La producción de cantidades comerciales de hidrocarburos en yacimientos de lutitas requiere la utilización de inmensos volúmenes de agua para la perforación y fractura hidráulica. Esta agua debe ser recuperada y eliminada del pozo para que el mismo pueda fluir. Es justamente el gran consumo de agua que origina actualmente mucha preocupación, ya que no solo influye sobre el agua disponible, sino que preocupa también el manejo y tratamiento posterior del agua recuperada.

Así, tres puntos deben considerarse:

- 1. Provisión de agua*
- 2. Riesgos de contaminaciones de los acuíferos*
- 3. Recuperación y Tratamiento*

## 1. Provisión de agua

Cada fracturación requiere 1500 a 2000m<sup>3</sup> de agua. Se hace de 8 a 10 fracturaciones al largo de un colector de 1000 a 2000m. Así, la fracturación de un pozo requiere alrededor de 15000m<sup>3</sup> de agua. Por comparación, la consumación de la ciudad de Paris por día alcanza 550 000m<sup>3</sup>.

El impacto ambiental de la fracturación hidráulica no es neutro pero se puede relativizar al mirar a otras actividades industriales como se puede ver en la figura 4.5.

Además, la utilización de agua es temporal, las operaciones de fracturación tardan algunas semanas.

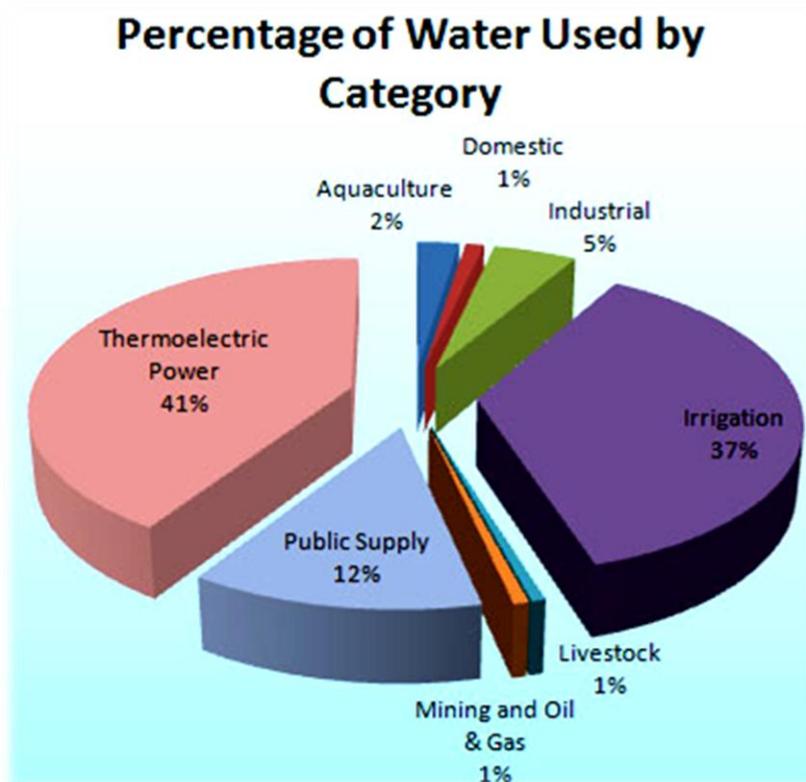


Figura 4.5: Repartición de la utilización del agua en los Estados-Unidos en 2005, USGS FracFocus.

Así, la tendencia actual es monitorear el consumo de agua y manejarla desde el punto de vista de la conservación de la misma, sin impactar en los recursos locales o sobre otros actores económicos.

## 2. *Riesgos de contaminaciones de los acuíferos.*

Potencialmente existen tres tipos de polución que pueden impactar perjudicialmente en el agua de superficie o de los acuíferos.

- ✓ Los aditivos químicos que se usan durante la fracturación
- ✓ Los hidrocarburos de la formación
- ✓ Los elementos contenidos en la formación

La contaminación puede ocurrir durante distintas etapas:

### ➤ La perforación

La perforación puede participar a la creación de una vía de comunicación entre la napa y otras capas.

Durante la perforación, la napa freática ubicada cerca de la superficie, está aislada del pozo vía el lodo y luego se añade un tubo de acero cementado, no hay contacto directo entre acuíferos y el pozo. La utilización de tubing y casing específicos con varias capas de acero y cemento previenen las escapadas de agua o migración de hidrocarburos a dentro de napas freáticas.

Existe un sistema de calificación de los tubos y de los conectores sumidos a tensiones mecánicas altas para luego asegurar las operaciones de fracturación.

### ➤ Incidente en la superficie

Otra contaminación posible de las aguas, podría resultar del escape de líquidos (hidrocarburos, fluido de fracturación...) que se usan y se almacenan en la plataforma durante las operaciones.

➤ La fracturación

La fracturación crea fisuras donde el fluido podría escaparse y migra hacia napas subterráneas cercanas.

El fenómeno de propagación de fisuras no está totalmente dominado todavía a un existe técnicas sísmicas que permiten visualizar el sistema de fisuras.

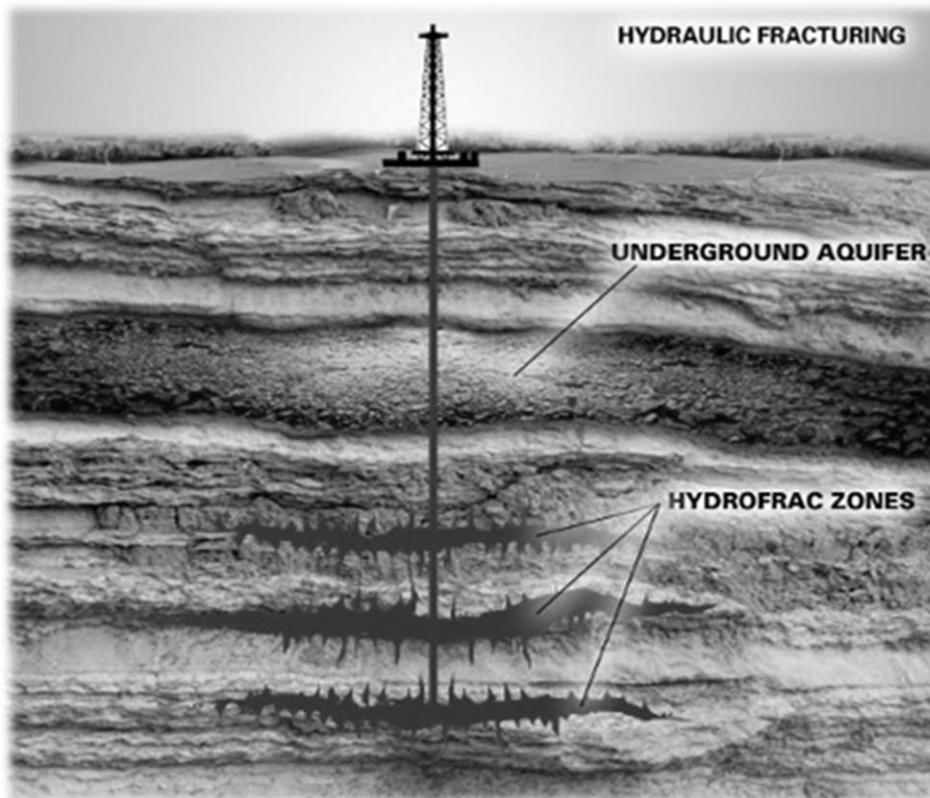


Figura 4.6: Fracturación y acuíferos, Wordpress.

Los pozos de petróleo o de gas alcanzan profundidades mayores a los acuíferos como se presenta en la Figura 4.6 y los acuíferos atravesados son protegidos por un casing cementado. El riesgo de contaminación de las napas freáticas es limitado.

### *Recuperación y Tratamiento:*

Para que el pozo pueda fluir correctamente y alcanzar su régimen económico, toda –o al menos la mayor parte- del agua utilizada durante la fractura debe ser recuperada y eliminada. Generalmente se recupera entre 20 y 70% del agua inyectada.

Los fluidos provenientes del pozo contienen aditivos químicos, residuos de hidrocarburos y las formaciones subyacentes de *shales* pueden contener metales pesados (Arsenio, Bario, Bromo, etc.) y de isótopos radioactivos.

A pesar de que la cantidad de químicos utilizados para tratar previamente el agua de fractura no llega el 0.5% en volumen, la cantidad a recuperar es tan grande que resulta en un peligro para el medio ambiente.

Su tratamiento posterior es un factor muy importante a considerar durante la planificación de un proyecto.

La reinyección de estas aguas en pozos sumidero también tiene sus problemas. Usualmente estos pozos viejos, antiguos productores poco profundos, presentan un riesgo potencial de contaminación de las napas de agua superficiales. Lo más adecuado sería de inyectar el agua en formaciones más profundas, en pozos hechos a tal efecto.

Una tercera posibilidad de eliminación de estas aguas es por evaporación natural, almacenándolas en grandes piletas o tanques tipo australiano. Los sólidos que quedan en el fondo son luego removidos por medios mecánicos. Esto es especialmente adecuado en climas desérticos.

Hace falta utilizar químicos para mejorar la seguridad y la eficacia de las operaciones de fracturación. Son productos que se utilizan en la producción convencional. Existe centenas de productos, pero una docena permite realizar las operaciones. Los riesgos para el ambiente son relativos, los químicos son inyectados a grandes profundidad en un medio ya lleno de hidrocarburos. El riesgo de contaminación aumenta en caso de accidente.

La extracción convencional de hidrocarburos genera una producción importante de agua, cuyo tratamiento esta ya controlada por las petroleras.

El desarrollo frenético de la explotación de Shale Gas en los EE.UU. ha suscitado casos de contaminación de los acuíferos, culpa de defectos de fabricación en la parte superior del pozo y no a la explotación en su misma.

## 4.2.2 Gestión de parámetros secundarios

---

Afin de mejorar la gestión de la explotación hay que considerar los aspectos siguientes:

### *Calidad del air*

Conviene conectar rápidamente el pozo a la red de colectores para evitar de quemar el gas. Los escapes de gas en la cabeza del pozo o en las instalaciones de superficie son posibles. Se puede instalar instrumento de medición de emanación de gas.

### *Accidentes y riesgos naturales*

Hay que considerar las posibilidades de accidentes, explosión durante la explotación. Las precipitaciones o otros riesgos naturales deben estar consideradas también en el diseño de la instalaciones.

Los micros seísmos generados por la fracturación tienen un impacto directo mínimo, se podría estudiar el impacto sobre la generación indirecta de seísmos más importantes. Se puede instalar instrumento de medición sísmica.

### *Tráfico y deterioración del paisaje*

Durante el periodo de perforación y fracturación, el tráfico y el impacto sobre el paisaje de la zona de explotación aunque sean temporarios, son puntos sensibles. Se estima entre 900 y 1300 viajes de camiones para la realización de un pozo fracturado. Privilegiar el aprovisionamiento de agua por cañería cuando es posible.



Figura 4.7: Vista de la zona de Wyoming EE.UU, National Wildlife Federation.

## 4.3 Camino al éxito

---

La mejora de la explotación de gas de lutitas pasa por el desarrollo de la parte técnica con un enfoque entregado a lo largo de las operaciones y una mejora de las consideraciones ambientales.

### 4.3.1 Proceso de mejora ambiental

---

Se deduce de la parte de gestión del agua y de los riesgos potenciales, que se debería mejorar la vigilancia, usando técnicas de prevención e instrumentos adecuados durante las obras de perforación, fracturación y producción.

Tabla 4.8: Gestión ambiental primordial, elaboración propia.

<b>Gestión de</b>	<b>Cómo</b>
➤ La necesidad de agua	Clarificar las obligaciones de los operadores sobre las incidencias de las necesidades en agua.
➤ Los químicos	Orientarse hacia una lista de químicos limitada y más respetuosa del ambiente.
➤ Las contaminaciones	Evaluar los riesgos potenciales e instalar equipos de medición para prevenir las contaminaciones.
➤ El tratamiento de los fluidos	Definir un plan de gestión completo -Almacenamiento, Transporte y reutilización- de los fluidos y prescribir análisis frecuentes.

#### *Evaluación de los riesgos*

Las experiencias en EE.UU y los accidentes que han ocurrido pueden servir para evitarlos y diseñar las nuevas instalaciones. El aporte “Frac Attack” disponible online describe los accidentes en los yacimientos de los Estados Unidos.

### 4.3.2 Enfoque integrado

Los ingenieros y geólogos que estudian las reservas de gas de lutitas consideran que una mejor comprensión del yacimiento puede dar lugar a la adaptación de los procesos y al refinamiento de las técnicas. Es importante integrar los datos de diversas fuentes y a muchas escalas diferentes para optimizar la perforación, terminación y estimulación de pozos para la producción de hidrocarburos de sus rocas madres.

Todos estos efectos pueden simularse utilizando modelos del subsuelo en 3D y 4D, los cuales permiten que los ingenieros pronostiquen el comportamiento del yacimiento como respuesta a la perforación, estimulación y futura producción.

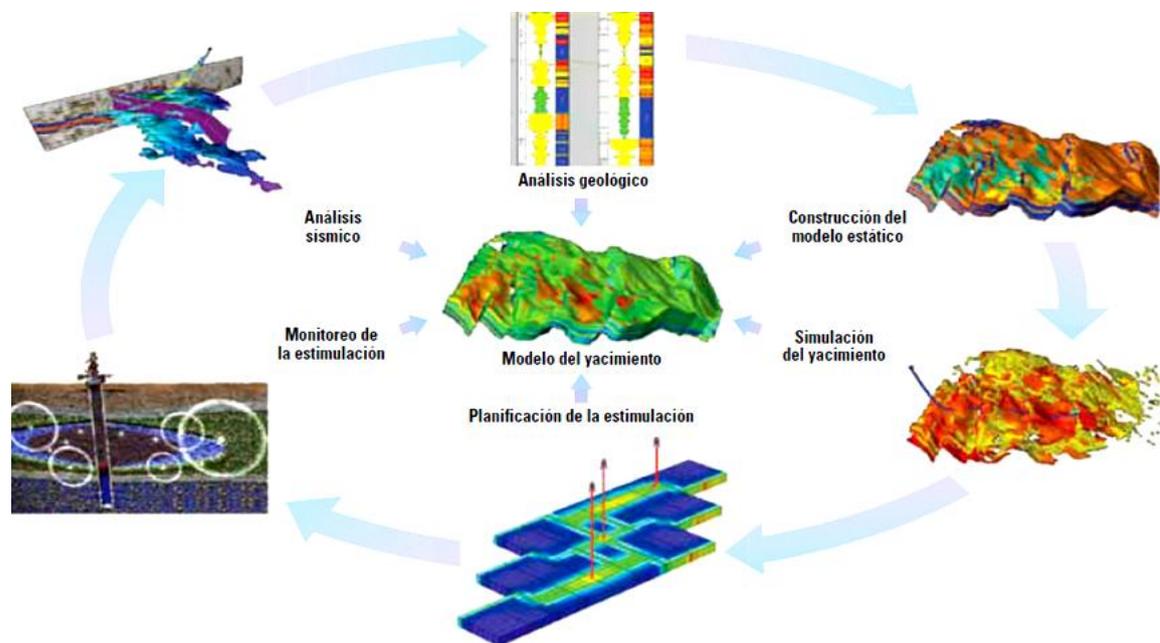


Figura 4.9: Modelo del yacimiento vías múltiples herramientas Schlumberger, Revolución del gas de lutita.

Los ingenieros y geólogos construyen el modelo del subsuelo mediante la integración de los datos derivados de múltiples fuentes. Utilizan los datos geológicos de los núcleos y registros de pozos junto con los datos sísmicos para construir un modelo estático. El programa para estimulación de yacimientos se utiliza para poblar el modelo con datos de pozos horizontales y verticales. Los ingenieros crean planes de espaciamiento entre pozos y diseñan los programas de estimulación por fracturamiento hidráulico para maximizar la producción. Los datos microsísmicos se pueden utilizar para validar el modelo y mejorar las futuras estimulaciones por fracturamiento y las planificaciones de pozos. El modelo del yacimiento se actualiza a medida que se obtienen nuevos datos.

### *Capitalización de experiencia*

La buena ejecución de las operaciones depende mucho de la experiencia de las compañías de servicio.

Los principios de la producción intensiva poco controlada en los EE.UU. han permitido capitalizar experiencia y dar las direcciones a la mejora de la explotación.

Aunque sea bastante controvertida, la explotación de *Shale Gas* con sus riesgos e impactos ambientales va mejorándose. Dado el potencial mundial estimado, se desarrollan proyectos más respetuosos del ambiente, mejorando el nivel de prevención y control.

### *Iniciar un eje de competencias*

Se puede iniciar un eje de competencias, juntando expertos en geología, impactos sanitarios y ambientales, evolución de los riesgos, técnicas de exploración y producción, afín de desarrollar procesos de explotación reflexionados, más respetuosos del ambiente y cada vez más optimizados.

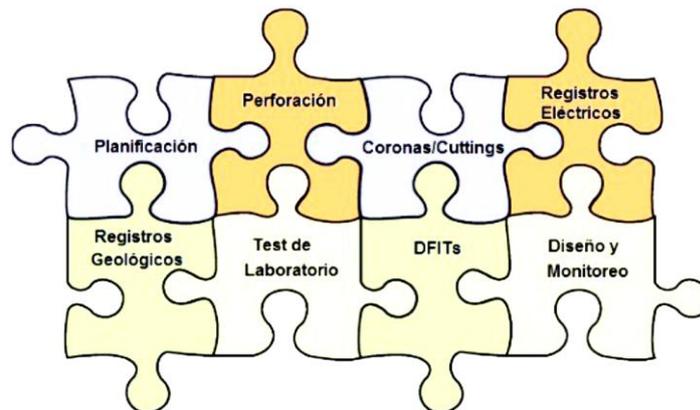


Figura 4.10: Diagrama de diseño, Shale Frac  
Ingeniería aplicada a un reservorio no convencional.

Para desarrollar este tipo de recursos, la industria del petróleo y el gas enfrenta desafíos que van más allá de la tecnología. Hay cuestiones políticas, ambientales y de percepción que tienen poco que ver con la perforación y producción de hidrocarburos en las formaciones de lutita que se encuentran en todo el mundo. La industria se enfoca principalmente en los elementos técnicos, aunque las otras son consideraciones cruciales. Las compañías de E&P tendrán que seguir utilizando innovación, tecnología y soluciones de ingeniería para mejorar la rentabilidad en el desarrollo de estos recursos.

## Conclusión

Las necesidades energéticas y el agotamiento de las reservas convencionales, han incitado a las compañías a estudiar el caso de yacimientos no convencionales que representan recursos enormes.

Sin embargo, la explotación de esos recursos como el gas de lutitas, necesitan tecnologías más pesadas e inversiones importantes. Aunque se han experimentado progresos en la superación de desafíos técnicos y se ha avanzado en la economía de los proyectos, ya que estos recursos siguen siendo más costosos de producir que los convencionales.

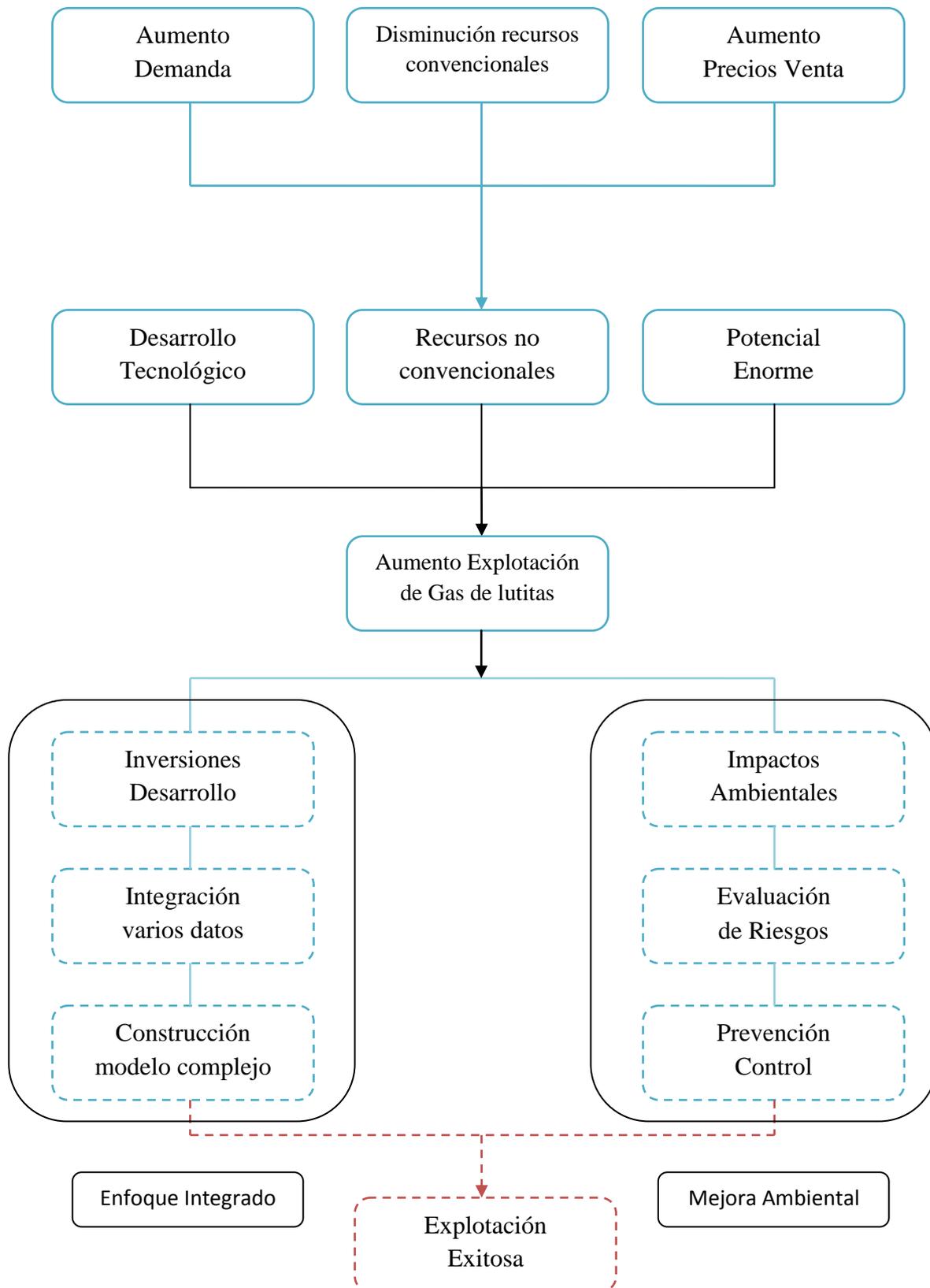
Como cada actividad industrial, la explotación de gas de lutitas presenta ventajas e inconvenientes:

- ✓ Los aspectos positivos son económicos y políticos, la repartición global y el potencial de yacimientos de gas de lutitas supone la posibilidad de reducir su dependencia energética.
- ✓ Los negativos son en mayoría ambientales, desafortunadamente tiene una serie de aspectos problemáticos relacionados principalmente con el consumo y la disposición de agua, recurso primordial de nuestra planeta.

A medida que la revolución del gas de lutitas gana impulso a nivel mundial, las compañías de exploración y producción están descubriendo que para lograr el éxito, es esencial un enfoque integrado. El aprendizaje a partir de las experiencias pasadas y la mejora continua de las metodologías pueden no garantizar el éxito, pero aumentan su probabilidad en gran medida. Dado el potencial del gas de lutitas, se necesitaría seguir las inversiones y buscar alternativas y desarrollos a las técnicas actuales, mejorando la producción, respetando el ambiente y la zona de producción.

Esperando que este trabajo pueda ayudar para entender las dificultades de la explotación del gas de lutitas y tener un punto de vista global de lo que se hace en la industria hoy en día, a continuación se presenta anexos complementarios que puedan servir a la comprensión de algunos aspectos desarrollados.

El esquema de conclusión siguiente presenta el proceso de la explotación de gas de lutitas y los componentes principales que tiene que tomar en cuenta para orientarse en una dirección exitosa de la producción en el futuro.



# Anexo

Se presenta en los anexos, algunas informaciones que permiten facilitar la comprensión de algunas partes del proyecto.

## Anexo 1 Recursos y Reservas

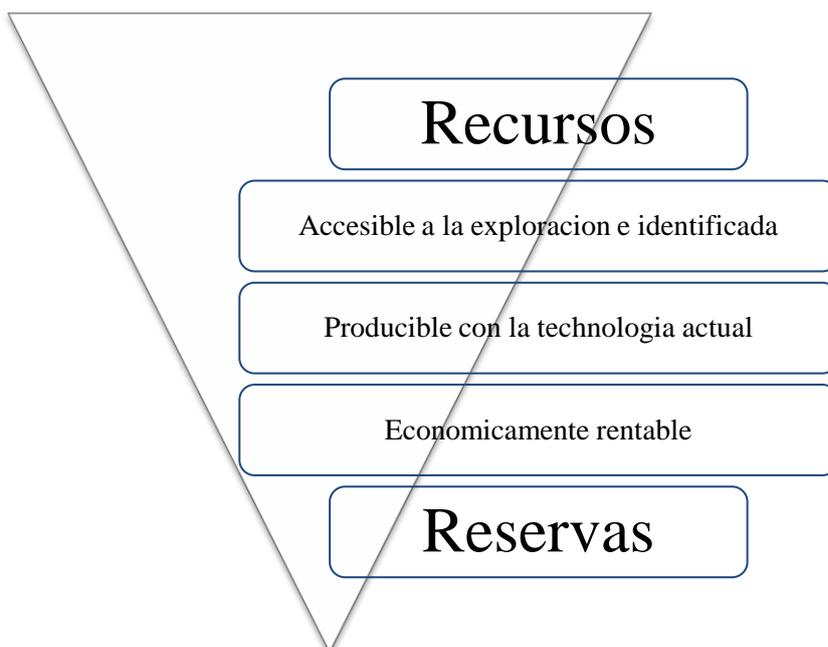
---

El tema de las reservas de hidrocarburos es complejo y los especialistas como los geólogos no están siempre de acuerdo sobre la cantidad de estas reservas. Los únicos números seguros son las cantidades producidas, las reservas son datos especulativos.

Por un lado tenemos hidrocarburos cuya existencia no es conocida, hidrocarburos conocidos que no son accesibles en sus totalidades por falta de tecnología o decisión política.

Por otro lado se considera siempre la rentabilidad de la producción, según el precio del barril y los gastos de extracción, hay recursos que no era rentable producir y ahora se han vuelto rentables.

Tabla A1.1: Esquema “De recursos a reservas”, elaboración propia.



Los recursos representan los hidrocarburos sin considerar la accesibilidad y el costo para producirlos. Se entiende por reservas de petróleo y gas al volumen de hidrocarburos de un yacimiento ya descubierto, que será posible producir de ahora en más en condiciones rentables, dada la tecnología actual. La política y el concepto técnico- económico son factores primordiales para entender que son las reservas.

Así, hay tres preguntas para entender bien lo que son las reservas:

- ✓ Que volumen descubrimos y que queda por descubrir?
- ✓ Que parte de esos volúmenes podemos producir dada la tecnología actual?
- ✓ Los gastos de producción son suficientemente competitivos para producirlos?

Hace algunos años, los yacimientos offshore ubicados a más de 200 metros eran considerados como no convencionales, hoy en día la tecnología permite la explotación de yacimientos a profundidad superior a 2000 metros. Lo que es no convencional ahora podría ser convencional dentro algunos años, son las reservas del futuro.

Sin desarrollar el tema, podemos ver que las reservas dependen de varios factores y son sometidas a aproximaciones. Además, para los productores representan un interés grande, tanto estratégico como político. Los números de las reservas no son exactos pero permiten definir un orden de magnitud.

## Anexo 2 Clasificación de las reservas

La clasificación de las reservas como en la Figura A2.1, es basada en incertidumbre. Se resume las definiciones para cada categoría de reservas en términos de concepto determinístico incremental y concepto de escenario y también proporciona los criterios de probabilidad si se aplican los métodos probabilísticos.

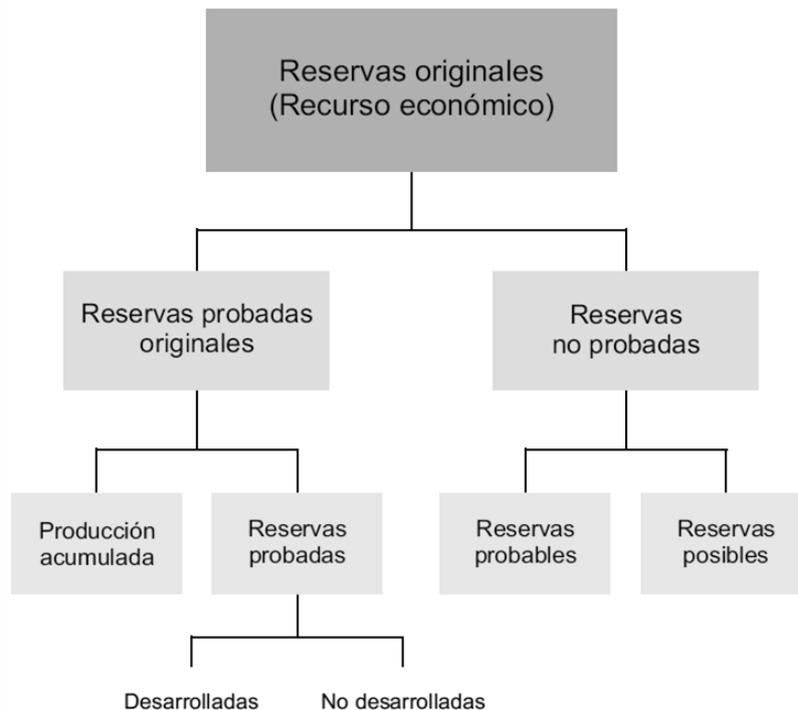


Figura A2.1: Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

Las reservas son volúmenes hipotéticos, obediente a las incertezas de cambios tecnológicos y conjetura económica. Se describe las reservas potenciales de un yacimiento como una distribución de probabilidad. Generalmente consideramos que la ley Log normal describe bien la distribución del tamaño de un yacimiento. Se define por  $P_x$  la probabilidad que tiene el yacimiento de sobrepasar de 10% de probabilidad que las reservas reales sean mayores a 100Mb, Tabla A2.2.

Tabla A2.2: Tabla de caracterización de las reservas, elaboración propia.

Tipo	Caracterización	Correspondencia
<b>1P</b>	Probadas	P95, P90
<b>2P</b>	Probables	P50
<b>3P</b>	Posibles	P10, P5

### *Las reservas probadas*

Son las cantidades de petróleo, que, por el análisis de los datos de geofísica y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza a ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se utilizan los métodos determinísticos, el término certeza razonable expresa un alto grado de confianza que las cantidades sean recuperadas. Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber al menos una probabilidad del 90% (1P) que las cantidades recuperadas serán iguales o excederán el estimado.

### *Las reservas no probadas*

Las reservas no probadas están basadas en datos de geología y/o ingeniería, similares a los usados en el estimado de las reservas probadas; pero incertidumbre técnicas, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas.

Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como **probables y posibles**.

#### ✓ *Las reservas no probadas probables*

Son las reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperados que las reservas probadas pero más ciertas de ser recuperadas que las reservas posibles. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del 50% (2P) que las cantidades recuperadas serán iguales o excederán la estimación.

#### ✓ *Las reservas no probadas posibles*

Son las reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería sugiere que es menos probable de ser recuperable que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber al menos un 10% de probabilidad (1P) que las cantidades recuperadas serán iguales o excederán la estimación. Basado en datos adicionales y actualización de las interpretaciones que indican incremento de certeza, las porciones de reservas posibles y probables se pueden re-categorizar como reservas probables y probadas.

***Las Reservas probadas desarrolladas***, son cantidades esperadas a ser recuperadas a través de los pozos y las facilidades existentes.

***Las Reservas probadas no desarrolladas***, son cantidades esperadas para ser recuperadas a través de inversiones futuras.

### Anexo 3 Situación energética mundial

A escala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida. En particular, el 33% del consumo energético primario global proviene del petróleo y el 21% proviene del gas natural, siendo así los hidrocarburos la fuente energética más utilizada. Las perspectivas de demanda mundial de energía primaria siguen creciendo en los años próximos como lo muestra la figura A3.1. Según las previsiones, el petróleo y el gas natural aportarán la mitad de la energía primaria consumida a escala mundial.

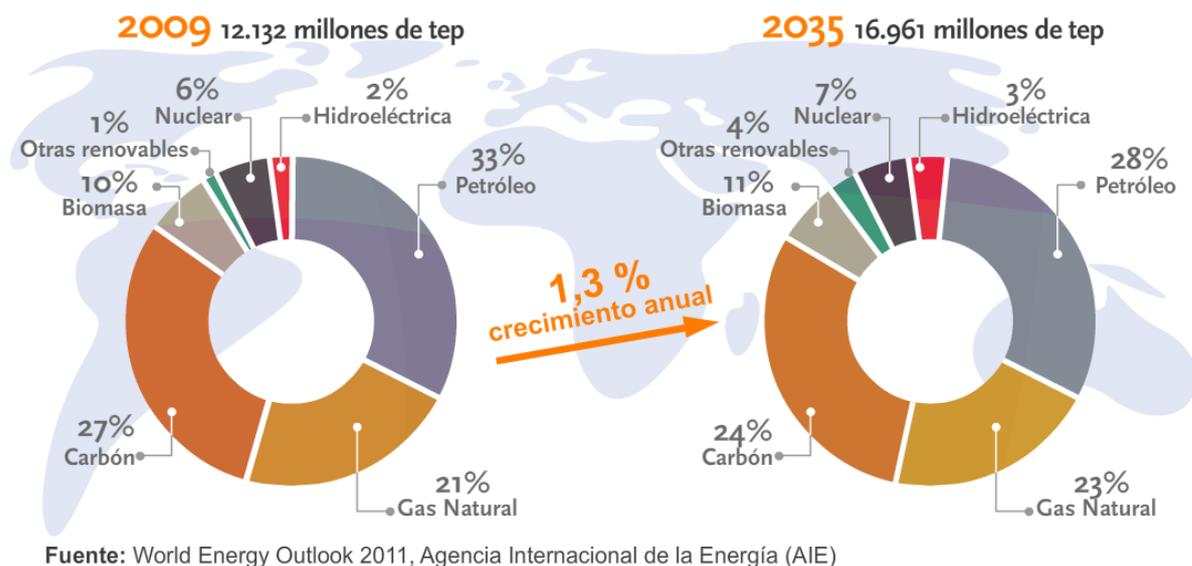


Figura A3.1: Perspectivas de crecimiento de la demanda mundial de energía primaria, AIE.

La demanda de petróleo y gas continuará aumentando en todo el mundo producto del crecimiento sostenido que viene ocurriendo desde hace varias décadas. En contrapartida las reservas están limitadas, en los últimos 30 años el mundo ha encontrado menos petróleo del que ha consumido. Esto lleva a la conclusión de que con las reservas actuales de hidrocarburos convencionales no será posible suplir la demanda creciente en el futuro.

Frente a esta declinación de la producción de gas natural y petróleo y la creciente demanda de estos recursos, una solución sería las fuentes no convencionales. Dentro de estas fuentes, el *shale gas/oil* constituye un potencial significativo.

Las figuras A3.2 y A3.3 describen como se reparten las Reservas, la Producción y el Consumo de Gas y Petróleo en el mundo.

### Petróleo

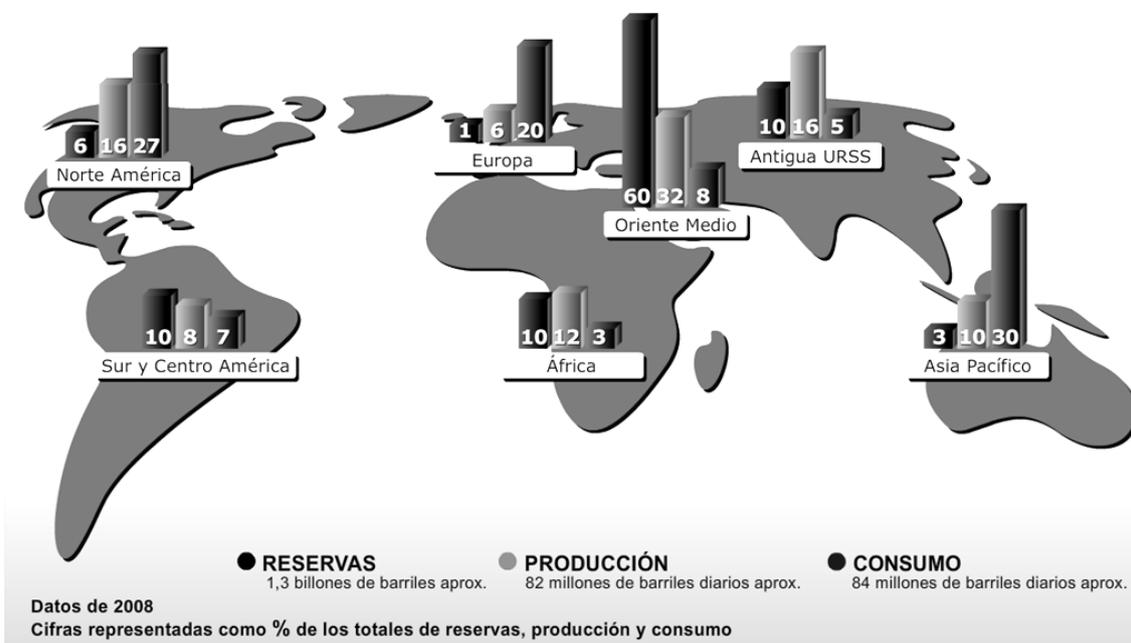


Figura A3.2: Distribución mundial del petróleo 2009. Fuente: World Energy Outlook 2011, AIE.

### Gas

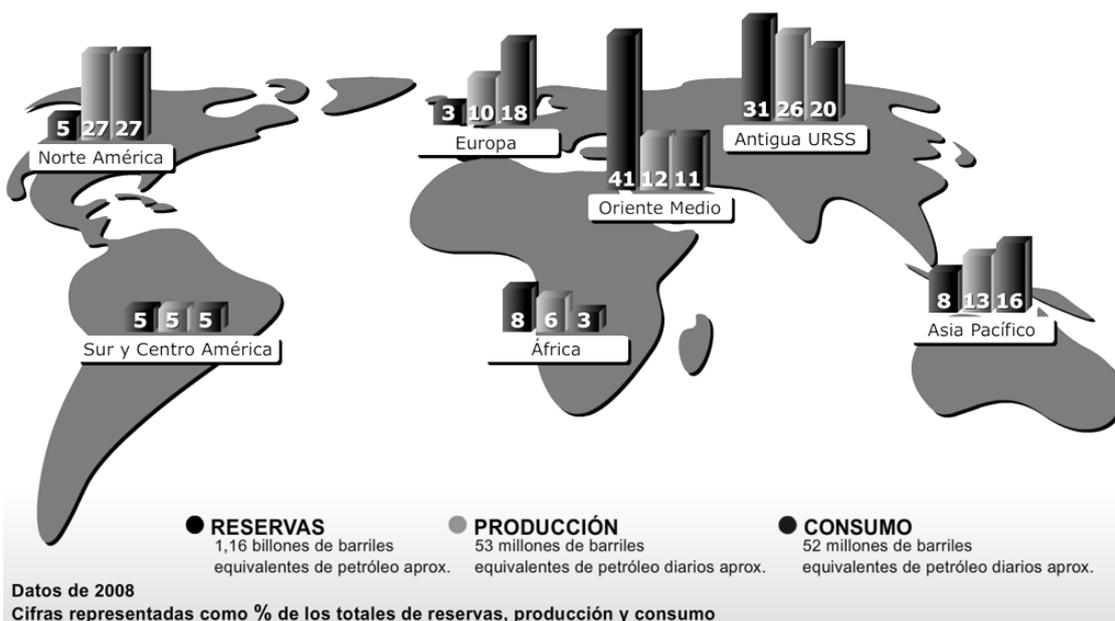


Figura A3.3: Distribución mundial del gas 2009. Fuente: World Energy Outlook 2011, AIE.

## Anexo 4 Recursos no convencionales

---

En la actualidad los recursos no convencionales representan una fuente de gas natural y petróleo muy interesante a nivel mundial, puesto que muchos de ellos se encuentran en yacimientos conocidos y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes. El *shale gas*, *tight sands gas*, el *coal bed methane*, el petróleo pesado y el *shale oil*, entre otros, son recursos reales que se convierten en opciones hoy atractivas para las compañías petroleras y los países necesitados de energía para su actividad y crecimiento industrial.

En realidad, los reservorios no convencionales se explotan en forma comercial desde hace un par de décadas en varias cuencas del mundo, pero en los últimos años han suscitado un renovado interés. La excelente experiencia obtenida en Estados Unidos, el potencial de los recursos hallados en varios países del mundo, los atractivos precios y el interés comercial sin precedentes en el mundo convierten al gas y petróleo no convencional en la energía del futuro.

El desarrollo de reservorios no convencionales tiene peso en varios países del mundo. En la siguiente tabla se encuentra un resumen de los principales productores de petróleo y gas no convencionales y el tipo particular de hidrocarburo que han desarrollado.

Tabla A4.1: Productores de hidrocarburos no convencionales, elaboración propia.

<b>Región</b>	<b>Tipo de recursos no convencionales</b>
Estados Unidos	<i>Tight gas, shale gas, coalbed methane, shale oil, heavy oil</i>
Canadá	<i>Tight sands oil, y tight gas</i>
Venezuela	<i>Heavy oil</i>
México	<i>Heavy oil</i>
Rusia	<i>Heavy oil, tight sands oil</i>
Australia	<i>Tight gas, shale gas, shale oil</i>
China	<i>Coalbed methane</i>
India	<i>Coalbed methane</i>
Argentina	<i>Tight gas, shale gas, shale oil</i>

## Anexo 5 Perforación direccional

---

*Lo siguiente viene de una experiencia personal en servicio de perforación direccional de San Antonio Internacional en Neuquén, Argentina.*

En la actualidad la perforación horizontal, la perforación de largo alcance y la perforación direccional convencional se han convertido en rutina.

El servicio de perforación direccional se dedica a brindar servicios según los diferentes requerimientos del clientes como pozos con control de verticalidad, *side track*, dirigidos, horizontales con distintos radios y multilaterales.

Según la necesidad del cliente se genera un programa de perforación, se selecciona el equipo y las herramientas y se lleva al campo donde un operador direccional y un responsable de medición efectúan el trabajo. Todo el proceso necesita un trabajo en conjunto entre la gente de ingeniería que diseña el pozo y la parte del equipo con la cual se realiza la perforación o sea entre la elaboración de la trayectoria del pozo y las operaciones reales en el campo donde la parte logística es significativa.

La parte de perforación direccional se focaliza en el equipo que se añade justo antes del trepano, BIT. El motor de Fondo es un equipo que permite de deslizar y perforar así de forma desviada. Una parte *Measurement While Drilling*, MWD (medición mientras se perfora), registra la posición del equipo, la presión y otros datos opcionales como rayos gamma o vibraciones para armar perfil del pozo.

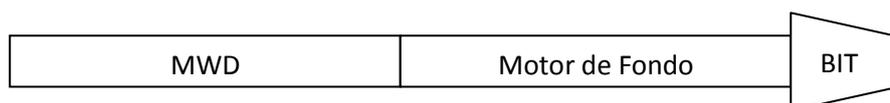
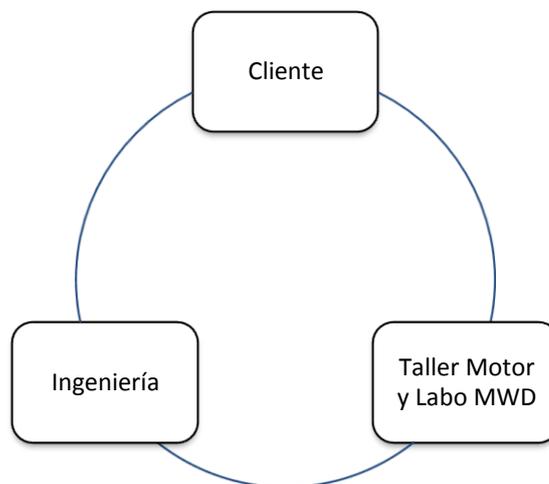


Figura A5.1: Diseño motor de fondo, National Oilwell Vactor.

### *Proceso del diseño y desarrollo de Programas de Perforación*

La parte de ingeniería de perforación direccional identifica los requisitos del cliente y arma un Programa de Perforación de acuerdo a la capacidad de motores de fondo y herramientas de medición y disponibilidad de personal operativo.

El Programa de Perforación será utilizado por los operadores para brindar el servicio en el campo.



Se recibe los requisitos del cliente, son los datos de entradas que describen el pozo a perforar, son las coordenadas del pozo y del objetivo a lograr, la litografía de la formación y otros datos para confeccionar el programa de perforación con la trayectoria del pozo. Si hace falta se utiliza datos adicionales de servicios similares.

Conforme a los objetivos y el radio de desviación tolerable, se envía al cliente el programa para su aprobación antes de pasar a la parte operativa. Durante las operaciones se compara la trayectoria desarrollada y propuesta en el programa para evitar desvíos. Se puede ajustar la trayectoria propuesta basándose en informaciones nuevas en función de lo que puede ocurrir durante la perforación.

Cuando se termina de perforar el pozo, se arma un informe final de perforación que junta un registro de las operaciones como comparación trayectoria desarrollado/propuesta, reportes de hidráulica y curvas de avance a afín de tener un archivo y captar experiencia para las operaciones siguientes.

## Motores de Fondo

Cuando se requiere pozos con desviación, control de verticalidad, *side track*, dirigidos, horizontales con distintos radios y multilateral, se usa un motor de fondo. El motor de fondo permite la rotación del trepano con la mesa rotativa quieta.

### Funcionamiento:

Es un motor hidráulico que funciona con el lodo de perforación. El flujo de lodo a través de un estator de goma hace girar el rotor, la potencia depende así del caudal de bombeo del lodo y del tamaño del motor.

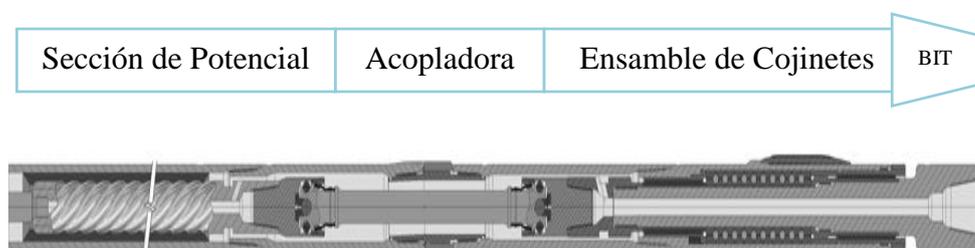


Figura A5.2: Diseño del motor de perforación, Manual de Operación Cavo.

### ➤ Parte Potencial

La sección de potencia es la porción que convierte energía hidráulica en energía mecánica, resultando en el movimiento de la broca. La sección de potencia consiste de solo dos partes, el rotor y el estator. El rotor es una aleación de acero (cromado para reducir el desgaste, fricción, y corrosión) con un patrón helicoidal con múltiples lóbulos.

El estator es una línea tubular de acero con un componente de elastómero que es delineado con un patrón helicoidal que va unido al rotor.

El estator tiene un lóbulo más que el rotor, un rotor con  $n$  lóbulos en su superficie y un estator con  $n+1$  lóbulos, Figura A5.3. El ingreso del lodo al interior de las cavidades entre el estator y el rotor transforma la energía hidráulica en energía mecánica de rotación.



Figura A5.3: Descripción de la sección de potencia, Manual de Operación Cavo.

La configuración de lóbulos depende de la aplicación, a mayor cantidad de lóbulos hay mayor torque y baja velocidad, mientras que a menor número de lóbulos hay menor torque y mayor velocidad, Figura A5.4.

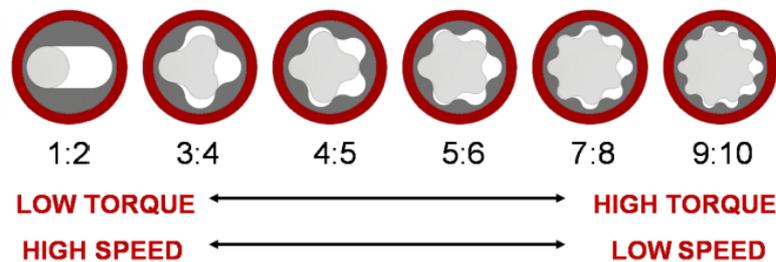


Figura A5.4: Perfiles Rotor/Estator, Handbook, Nacional Oilwell Vacor.

La velocidad de rotación de la parte potencial es proporcional al caudal de lodo bombeado adentro. Para incrementar la velocidad sin cambiar el caudal se necesita cambiar el tamaño de la cavidad. Una sección de potencia de alta velocidad requiere una cavidad más grande.

El torque es proporcional a la presión diferencial a través de la sección de potencia. Generalmente, mayor es el peso aplicado en el trépano, mayor es el torque necesario para que el trépano siga rotando, así mayor sea la presión a través de la sección. Sin embargo, la presión es limitada por el elastómero del estator, si la presión es demasiada grande, se deforma o se rompe afectando la rotación. Existen distintas calidades de elastómero según su resistencia.

El torque es función del número de etapas del rotor. Una etapa es la distancia entre dos puntos correspondiente en una espiral de lóbulo.



Figura A5.5: Rotor de un motor de fondo NOV, Fotografía propia.

#### ➤ Parte Acopladora y Quiebre

El ensamble de la acopladora está pegado a la parte inferior del rotor y transmite torque rotacional y velocidad al eje de transmisión y a la broca (trépano). El ensamble de la acopladora convierte el movimiento excéntrico del rotor en movimiento concéntrico del eje de transmisión.

Es también la parte donde se varía en ángulo entre la parte potencial y transmisión. Según el diseño del pozo y afín de llegar a la zona de interés, este quiebre permite una variación hasta 3 grados que se regula manualmente antes de bajar el equipo.



Figura A5.6: *Adjusting Ring* de un motor de fondo NOV, fotografía propia.

#### ➤ Parte Transmisión y rodamientos

Es el pivote entre el tubo y el eje de transmisión que hace girar el trépano. Se utiliza rodamientos cilíndricos para absorber las cargas axiales de perforación. Una cámara de aceite aislada por sellos permite la buena lubricación de los rodamientos.

Al contrario del sistema antiguo en lo cual los rodamientos eran lubricados directamente por el lodo, que contiene impurezas y químicos que atacan el equipo, los nuevos motores cuentan con una cámara de aceite sellada con presión balanceada dentro de la cual los rodamientos axiales y cojinetes radiales trabajan en un medio ideal.

### Selección del Motor:

La propuesta para una operación de perforación puede ser muy compleja y requiere planificación detallada y un número de factores deben ser tomados en consideración al seleccionar el motor.

La aplicación particular por la cual el motor será usado es la primera consideración, perforación direccional, horizontal, control de verticalidad,...etc.

Otros factores para la selección del motor son: la velocidad, el torque, el tipo de trepano y peso, el tipo de fluido de perforación, el tamaño del pozo.



Figura A5.7: Motor de fondo en el taller de SAI, fotografía propia.

### *Measurement While Drilling MWD*

Enseguida de la parte del motor de fondo viene la parte de medición. Es un conjunto de sensores con sus baterías que permiten transmitir los datos durante la perforación hasta la superficie. No se hace por cable pero a través del lodo de perforación que se utiliza como medio de transmisión.

El MDW utiliza el principio de Bernoulli para comunicarse con la superficie. Los datos del MDW son codificados en una serie de pulsos de presión que viaja por el lodo y está decodificado en superficie.

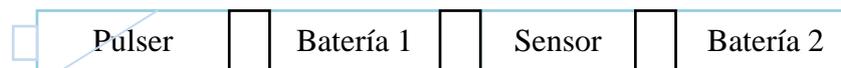
Los datos principales que se miden son la presión y la orientación del trepano (inclinación y azimut), necesario para dirigirse en la buena dirección, conforme a la trayectoria requerida y controlando la presión.

Otros sensores opcionales se pueden colocar para sacar un perfil de rayos gamma o vibraciones a lo largo del pozo a fin de tener de varias informaciones y optimizar las operaciones.

#### Composición:

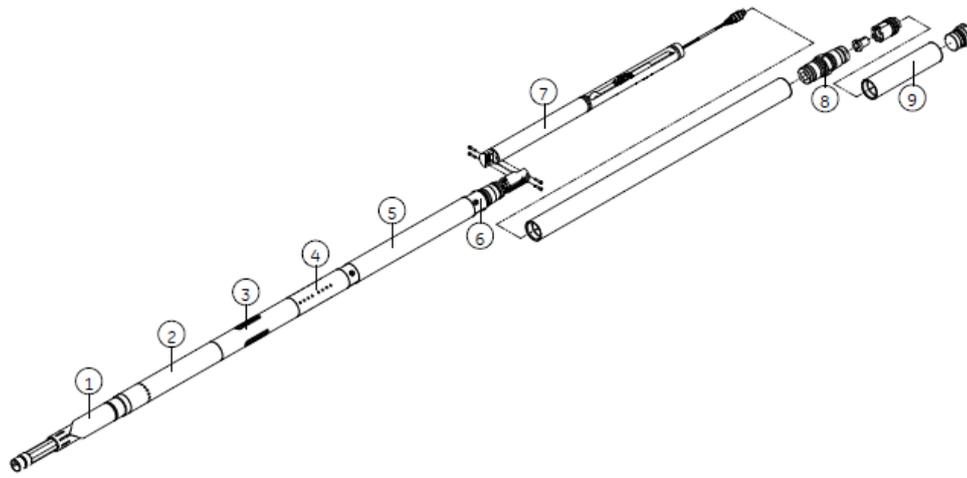
El equipo de MWD que se coloca justo encima del motor de fondo, se compone del *pulser* para la medición de presión, sensores de localización y baterías.

La disposición es la siguiente:



#### ➤ El pulser

El pulser es un producto de GE Oil & Gas Drilling & Production. El pulser genera pulsos a través del lodo para transmitir datos hasta la superficie. El pulso es generado por la reducción del flujo del lodo a través de un orificio que produce una caída de la presión y genera un desplazamiento de un *poppet* que genera una supresión, este pulso es detectado por un sensor en superficie que lo manda al sistema para decodificarlo.



Item	Description
1	Helix End
2	Spring Housing
3	Screen Housing
4	Pressure Compensation Assy
5	Solenoid Assembly
6	Pressure Bulkhead
7	Pulser Driver
8	Intermodule End
9	Interconnect Housing

Figura A5.8: Ensamblaje del pulser, Manual de Mantenimiento del Pulser, GE.

➤ El Sensor de orientación

La otra parte importante del MWD es la medición de la orientación para poder controlar la trayectoria de la perforación. El equipo tiene sensores que miden la inclinación y el rumbo (azimut) del sistema. La inclinación se mide vía un acelerómetro a 3 ejes y el rumbo con un magnetómetro.

➤ Las baterías

Sirven para alimentar las bobinas que participan del mecanismo de generación de pulso. Su consumo depende de la programación del sistema de la transmisión de datos. Son baterías que no se pueden cargar de nuevo.

### Decodificación en superficie:

En superficie, hay un sensor a membrana que recupera el pulso emitido desde el pulser. Para recuperar los datos, un sistema de decodificación analiza la señal y la transcribe en la pantalla del operador de perforación. La decodificación requiere un tiempo de procesamiento, 4 minutos aproximadamente.



Figura A5.9: Equipo MDW en el laboratorio de SAI, fotografía propia.

### *Conclusión*

La perforación direccional requiere la utilización de equipos especiales como el motor de fondo y una parte de medición que permite dirigir el trepano en la formación hasta la zona de interés según la trayectoria establecida.

El mantenimiento del equipo es primordial a fin de asegurar su buen funcionamiento, una falla del equipo durante las operaciones es una pérdida de tiempo y de dinero significativo.

Además del equipo, la perforación de un pozo horizontal requiere mucha experiencia. Según las necesidades del cliente, la empresa de servicio establece una trayectoria realizable en la práctica. No se puede realizar cualquier diseño, hace falta tomar en cuenta que después de perforar el pozo, se necesita entubarlo. Generalmente un motor permite girar 3 grados cada 100 pies.

## Anexo 6 Conceptos generales de Fracturación

---

La fracturación no es una técnica nueva y se utiliza desde hace varios años en pozos convencionales, las empresas de servicios han captado la experiencia para controlar y optimizar las operaciones de fracturación.

### *Objetivo de la fracturación*

La fracturación tiene como objetivos:

- ✓ Remover el daño cercano al pozo
- ✓ Incrementar la producción
- ✓ Incrementar el área efectiva de drenaje
- ✓ Extender la vida productiva (mejorar la producción acumulada final)
- ✓ Incrementar las reservas
- ✓ Desarrollar reservas adicionales
- ✓ Conectar sistema de fisuras naturales

### *Pozos candidatos para fracturación*

El proceso de selección es importante, especialmente cuando:

- ✓ Se tienen capas de agua o gas próximas.
- ✓ Capas productivas muy depletadas.
- ✓ Formaciones muy cerradas o pequeños espesores.
- ✓ Altas permeabilidades de formación.
- ✓ Formaciones muy sensibles.

### *Diseño de la fractura*

Para optimizar el diseño de una fractura hace falta tomar en cuenta varios datos y procesarlos a fin de obtener un modelo de la fractura que permita predecir la producción futura del pozo (análisis económico).

Algunos datos necesarios son:

Permeabilidad, Módulo de Young, Relación de Poisson, Fluido del reservorio, Presión Poral, Viscosidad del fluido, Compresibilidad, Fracturabilidad de la roca, Perfil de Tensiones, etc.

➤ La Permeabilidad:

En general:

✓ Formaciones de alta permeabilidad:

Requieren fracturas cortas y de alta conductividad.

Es más importante la conductividad que la longitud empaquetada.

✓ Formaciones de baja permeabilidad:

Requieren fracturas de mayor longitud, no siendo la conductividad primordial.

Es más importante la longitud empaquetada que la conductividad

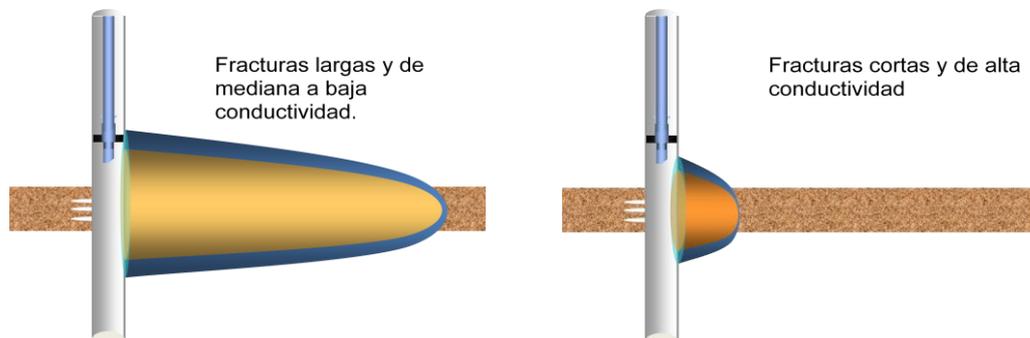


Figura A6.1: Esquema Fracturas, Capacitación San Antonio Internacional.

➤ Módulo de Young

Representa la medida de deformación longitudinal ante una carga axial. El Módulo de Young puede estimarse del tiempo de tránsito compresional que se obtiene de un perfil sísmico convencional, usando curvas para diferentes litologías.

➤ Relación de Poisson

Representa la medida de deformación lateral cuando el cuerpo se somete a una carga vertical

➤ Fracturabilidad

La Fracturabilidad o Toughness ( $K_{ic}$ ) de una roca está relacionada con la cantidad de energía necesaria para propagar una fractura en un tipo particular de roca.

La mecánica de la fracturación es compleja, dado que múltiples parámetros entran en cuenta pero escapan al alcance de este trabajo:

- ✓ La mecánica de la roca,
- ✓ Las sollicitaciones y los direcciones de esfuerzos máximos,
- ✓ Las heterogeneidades de las capas,
- ✓ Las anisotropías de las propiedades,

### *Dirección preferencial de Fractura*

Se refiere como Plano de Fractura Preferido al plano en el cual se propaga la fractura lejos del pozo. La orientación de este plano está determinada por la orientación del mínimo esfuerzo.

La fractura se propaga perpendicularmente a la dirección de tensión mínima.

Una fractura al final de un pozo vertical no permitiría recuperar una cantidad económicamente eficiente. Una perforación horizontal en la capa permite fracturar una zona mayor y así recuperar más gas.

Las perforaciones son paralelas a la dirección de tensión mínima  $\sigma_3$ , las fracturas se abren perpendicularmente a ellas como lo ilustra la Figura A6.2.

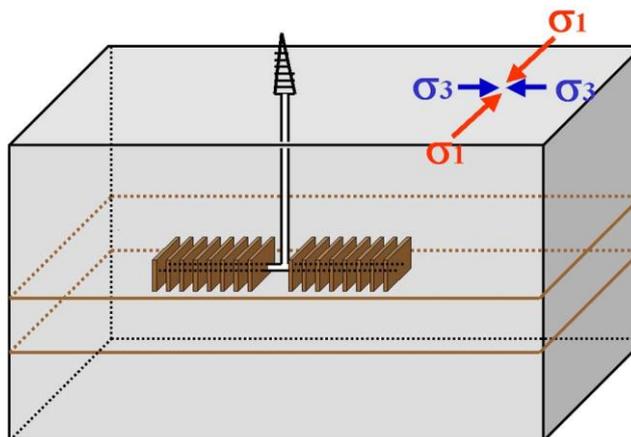


Figura A6.2: Esquema de tensión, ENS Lyon.

Cuando el pozo no está perfectamente alineado con el plano preferencial de la fractura, se puede favorecer el crecimiento de fracturas múltiples y pueden presentarse problemas de tortuosidad.

La geomecánica es la base de todo buen diseño de perforación de un pozo y de la posible fractura hidráulica del mismo. La anisotropía de la roca determina la dirección general de la fractura.

En el caso de una arenisca o un carbonato (caso 1), la fractura es paralela al Esfuerzo Máximo Horizontal (azul), ya que la anisotropía no es alta dado la ausencia de fisuras en la matriz rocosa.

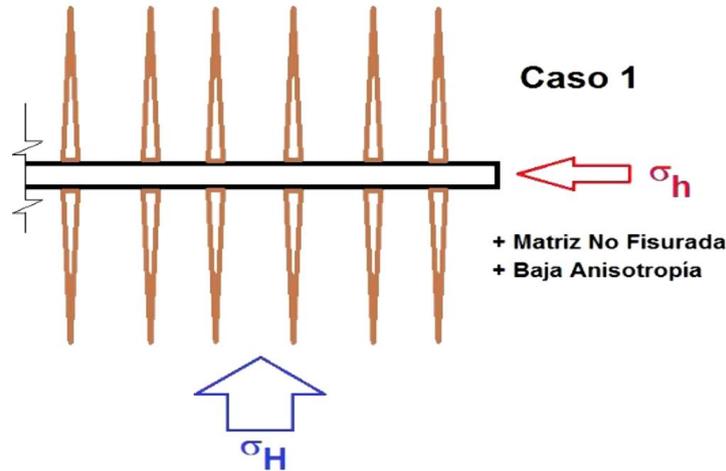


Figura A6.3: Fracturas ortogonales en una matriz de baja anisotropía (Arenisca)  
Fuente Shale Frac - Ingeniería aplicada a un reservorio no-convencional.

En cambio en una lutita (caso 2), donde la anisotropía es alta y suelen existir varios planos de clivaje o ruptura formando una red, la orientación cambia pues la fractura tiende a propagarse por estos planos. Así, en el caso de pozos horizontales con fracturas ortogonales, estas pueden llegar a ser longitudinales o alabeadas, casi paralelas a la dirección del pozo.

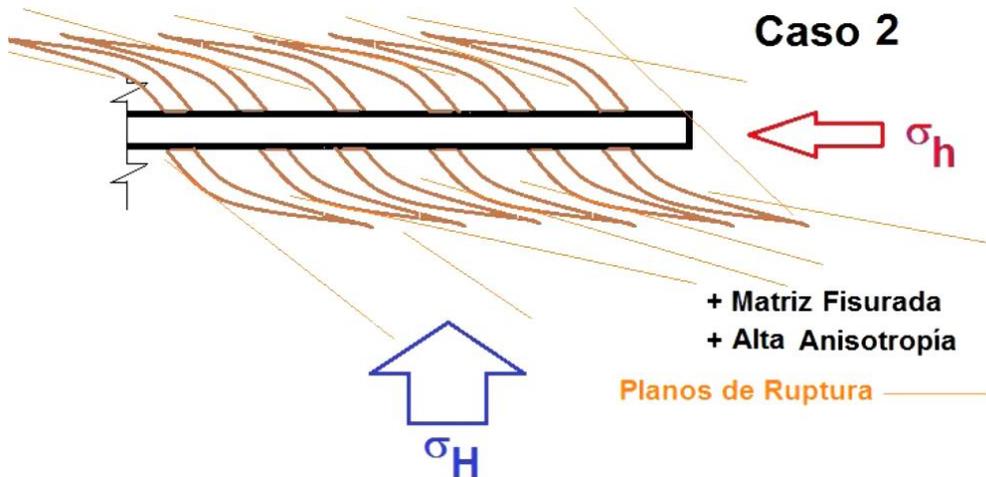


Figura A6.4: Fracturas alabeadas en una matriz de alta anisotropía (Shale)  
Fuente Shale Frac - Ingeniería aplicada a un reservorio no-convencional.

### *Conductividad de Fractura*

La conductividad de una fractura es función de:

- La Permeabilidad y el Ancho de fractura,
- El tipo de agente sostén utilizado y de su Concentración

La conductividad de una fractura se ve reducida por la mala ubicación del agente de sostén. Debido a rotura, disolución del agente sostén, migración de finos, etc., es normal que la conductividad cambie en el tiempo. Se utiliza a veces bolas de cerámica que retienen más la conductividad inicial que la arena debido a su menor rotura.

### *Fluido de Fracturación*

La mezcla básica es agua, agente de sostén tipo arena y químicos que mejoran las propiedades de fluido. Las propiedades principales son:

- Viscosidad

La viscosidad es la propiedad de un fluido que da una medida de cómo fluye, impacta en la capacidad de transporte del agente de sostén.

- Pérdida de fluido

Impacta en la geometría de fractura. Cuando las pérdidas de fluido se incrementan la eficiencia del fluido decrece y afecta las dimensiones de la fractura creada.

- Densidad

Impacta sobre el efecto de convección del agente de sostén. Debido a fenómenos de convección el agente sostén puede quedar ubicado en el fondo de la fractura debajo de la zona de interés y hay poca o ninguna conexión con los punzados.

- Fricción

Impacta sobre el caudal de bombeo. Se añade aditivos para reducir la fricción.



Agente Sostén:

La función de los agentes de sostén es mantener abierto el canal de alta conductividad generado luego que se detuvo el bombeo y cerró la fractura. A través de este se producirán los fluidos del reservorio.

Tipos de agentes de sostén comunes: Arena, Arenas resinadas, Bauxita sinterizada, Cerámicos.

Propiedades de los agentes de sostén:

- ✓ Alta resistencia
- ✓ Resistente a la corrosión
- ✓ Baja gravedad específica
- ✓ Fácil de conseguir
- ✓ Bajo costo

Aditivos químicos:

Se utiliza varios aditivos para optimizar la acción del fluido como:

- Ácidos: evitar la contaminación bacteriana del reservorio,
- Aditivos Buffer: regular el pH.
- Inhibidor de corrosión: prevenir la corrosión.
- Crosslinker: aumentar la viscosidad del gel.
- Surfactantes: Disueltos en un líquido, reducen la tensión superficial

La Figura A6.5 siguiente presenta una composición común de un fluido de fracturación.

Component/Additive Type	Example Compound(s)	Purpose	Percent Composition (by volume)	Volume of Chemical (gallons)
Water		Deliver proppant	90	2,700,000
Proppant	Silica, quartz sand	Keep fractures open to allow gas flow out	9.51	285,300
Acid	Hydrochloric acid	Dissolve minerals, initiate cracks in the rock	0.123	3,690
Friction reducer	Polyacrylamide, mineral oil	Minimize friction between fluid and the pipe	0.088	2,640
Surfactant	Isopropanol	Increase the viscosity of the fluid	0.085	2,550
Potassium chloride		Create a brine carrier fluid	0.06	1,800
Gelling agent	Guar gum, hydroxyethyl cellulose	Thicken the fluid to suspend the proppant	0.056	1,680
Scale inhibitor	Ethylene glycol	Prevent scale deposits in the pipe	0.043	1,290
pH adjusting agent	Sodium or potassium carbonate	Maintain the effectiveness of other components	0.011	330
Breaker	Ammonium persulfate	Allow delayed breakdown of the gel	0.01	300
Crosslinker	Borate salts	Maintain fluid viscosity as temperature increases	0.007	210
Iron control	Citric acid	Prevent precipitation of metal oxides	0.004	120
Corrosion inhibitor	N, n-dimethyl formamide	Prevent pipe corrosion	0.002	60
Biocide	Glutaraldehyde	Eliminate bacteria	0.001	30

Figura A6.5: Composición típica del fluido de fracturación, U.S. Environmental Protection Agency.

### Tipo de fluidos:

Existen varios fluidos de fractura que se podrían utilizar para la estimulación, depende de cada formación. Se deben hacer los estudios de compatibilidad con los fluidos del pozo y evaluar todos los aspectos positivos y negativos para elegir una opción viable. La gran limitación del tipo de fluido es su costo.

- ✓ Base Agua

Es la fracturación hidráulica, utiliza varios aditivos químicos.

### *Alternativas a la fracturación Hidráulica:*

- ✓ Base espuma: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>

Se agrega un aditivo espumante (surfactante) y Nitrógeno y/o CO<sub>2</sub>. Es un sistema muy apto para fracturar reservorios de baja presión y formaciones muy sensibles al agua.

Pozos con formaciones sensibles al agua: Cada vez que se debe usar un fluido de fractura base agua y se sabe que la formación a ser tratada tiene arcillas sensibles al contenido de agua, se puede evitar el daño a la permeabilidad reduciendo la cantidad de agua que se introducirá en la formación y retornando el tratamiento lo más rápido posible. La espuma reduce la cantidad de agua que se introduce a la formación y permite la recuperación del tratamiento casi inmediatamente luego de terminar la fractura.

Pozos de gas: Las zonas productoras de gas de baja presión y poca profundidad no son fáciles de limpiar luego de estimularlas debido a que la presión de reservorio no es suficiente. Simultáneamente al ser menor la presión hidrostática del fluido a recuperar, la presión de reservorio es más efectiva para recuperar el tratamiento.

Dependiendo de la profundidad lo que llega hasta la boca del punzado es una emulsión de gel de fractura y CO<sub>2</sub> líquido, cuando ingresa a formación se supera la temperatura crítica y en ese momento se produce el cambio de fase del CO<sub>2</sub> transformándose en gas de alta densidad. Cuando se libera la presión (apertura de boca de pozo) surge la expansión del gas favoreciendo la limpieza del pozo.

El CO<sub>2</sub> comienza a utilizarse desde los 1500/1800 metros ya que a partir de esa profundidad se hace crítica la presión que se debe manejar en boca de pozo por bombear el nitrógeno gaseoso. Siempre que las presiones de superficie lo permitan se prefiere usar nitrógeno por su inerticidad, pero el CO<sub>2</sub> es una alternativa válida, especialmente en pozos gasíferos.

Como ventajas adicionales se puede mencionar que las espumas tienen suficiente viscosidad como para generar anchos de fractura suficientes, la fricción durante el bombeo es un 40% a un 65% menor que la correspondiente al bombeo de agua a caudales comparables y las propiedades de sustentación de arena son buenas.

✓ Base Hidrocarburo

Actualmente se sigue utilizando por su disponibilidad y bajo costo. Con el uso de petróleos generalmente no se logran considerables anchos de fractura.

Otro inconveniente es la excesiva velocidad de decantación de los agentes de sostén.

Ejemplo de fluido con base Hidrocarburo:

La compañía GasFrac ha desarrollada un proceso de estimulación usando un gel de petróleo líquido (*gelled LPG*).

Este LPG es un hidrocarburo natural el  $C_3H_8$ , su utilización no daña la formación. Tiene propiedades de baja tensión superficial, baja viscosidad, baja densidad. Su solubilidad con los hidrocarburos del reservorio permite una propagación de la fracturación mayor, lo que participa de una producción inicial y a largo plazo más alta. Además, el gel se recupera a 100% durante la producción de los hidrocarburos, lo que confiere ventajas económicas y ambientales.

Water	Liquid Petroleum Gas (LPG)
Viscosity = .66 cps (@105F)	Viscosity = 0.08 cps (@105F)
Specific Gravity = 1.02	Specific Gravity = 0.51
Surface Tension = 72 dynes/cm	Surface Tension = 7.6 dynes/cm
Potentially Damaging – Reactive with Formation Clays/Salts	Non Damaging – Inert with the Formation Clays/Salts

Figura A6.6: Comparación Agua/LPG, GasFrac.

El uso de LPG permite la utilización de hidrocarburos ya producidos para extraer más hidrocarburos mientras no necesitar biocidas, como en fracturación convencional. Confiere una viscosidad que no requiere la costosa utilización de  $CO_2$  o  $N_2$ . No requiere tampoco el costoso tratamiento de los fluidos convencionales.

El LPG es un producto natural de la industria del gas, se almacena a temperatura ambiente. Como la gravedad del propano es la mitad de la del agua, la cantidad de camiones para el transporte se reduce.

### *Conclusión*

El éxito en el desarrollo de la lutita Barnett ha sido atribuido en parte al uso de los rentables tratamientos de fracturamiento con agua oleosa conocida en inglés como *slickwater*.

Sin embargo éste no es el único tipo de tratamiento que se utilizó durante el desarrollo y puede no ser la mejor elección de fluido para algunos tipos de lutitas. Las estimulaciones por fracturamientos gelificados, asistidos por gas e híbridos, han sido todos probados en la lutita Barnett así como también en otras extensiones productivas de lutitas.

No hay una única solución para todos los yacimientos de lutita. Por ejemplo, aunque el agua oleosa ha sido una técnica efectiva en la lutita Barnett, la capacidad de transporte de arena de estos sistemas es menor en comparación con la de los sistemas gelificados. El contacto limitado o la pérdida de la conductividad en el área estimulada también pueden hacer que se desplome el régimen de producción. Otro motivo de preocupación con los fracturamientos con agua oleosa es la sensibilidad de la lutita al fluido debido a que algunos tipos de arcillas tienen tendencia a hincharse cuando entran en contacto con el agua.

El gas y los fluidos a base de espuma parecen ofrecer una alternativa ideal a los sistemas gelificados o con agua oleosa; sin embargo, no son muy utilizados debido a su alto costo, disponibilidad limitada y por el hecho de que tradicionalmente se aplican en trabajos pequeños. El enigma ante el cual se enfrentan los operadores consiste en encontrar el mejor sistema para cada lutita en particular y al mismo tiempo minimizar los costos.



Vermillion REP perforó dos pozos de exploración de petróleo de lutitas que están produciendo algunos metros cúbicos por día. La compañía, considera proyectos de exploraciones con perforación y fracturación. Al primero de Enero de 2011, 39 permisos exclusivos de exploración de petróleo de lutitas fueron pedidos.

### *Informe sobre los hidrocarburos de lutitas en Francia*

Un colectivo de especialistas e ingenieros, realizo un informe completo sobre los hidrocarburos de lutitas en Francia a demanda de los ministerios de la ecología, de la energía, de la economía y de la industria.

La misión tenía como prioridades el estudio de:

- ✓ El potencial y las oportunidades económicas,
- ✓ Las técnicas de explotación, su eficacia y el estado de las competencias de la industria francesa, los impactos y perspectivas de evolución,
- ✓ Los impactos ambientales y relativos a la sociedad,
- ✓ La descripción legal, fiscal y reglamentaria.

La conclusión general del informe fue de promover la realización de explotaciones experimentales a fin de capitalizar conocimientos y experiencias dentro de un perímetro regulado, respetuoso de las preocupaciones ambientales.

### *Prohibición de la fracturación hidráulica*

En junio 2011, fue votada una ley que prohíbe la fracturación hidráulica para la explotación industrial, sin embargo la realización de proyectos científicos sobre esta técnica está permitida.

**L'article 1<sup>er</sup> interdit, en application du principe de précaution, l'exploration et l'exploitation, sur le territoire national, des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux non conventionnels, par des forages verticaux comme par des forages horizontaux suivis de fracturation hydraulique de la roche.**

Figura A7.2: Artículo de la ley de prohibición de la fracturación hidráulica, Rapport Mission hydrocarbures de roches mère en France.

## Anexo 8 Situación de la Explotación en Argentina

La Argentina no se queda afuera y hace tiempo que ha dado los primeros pasos en la investigación y producción de recursos no convencionales. De acuerdo a estudios realizados recientemente por la EIA, se estima que Argentina ocupa el tercer puesto a nivel mundial de recurso no convencional de *shale gas*, detrás de China y Estados Unidos.

Como en varias partes del mundo, la producción convencional en Argentina está bajando. Su matriz energética depende por 85% en hidrocarburos fósiles y para limitar las importaciones, hoy en día se está armando proyectos para disfrutar de recursos no convencionales.

Los precios incrementales del gas y la declinación natural por producción de las reservas disponibles actualmente, Figura A8.1, han derivado en un alto interés en explotar comercialmente el gas contenido en ellas.

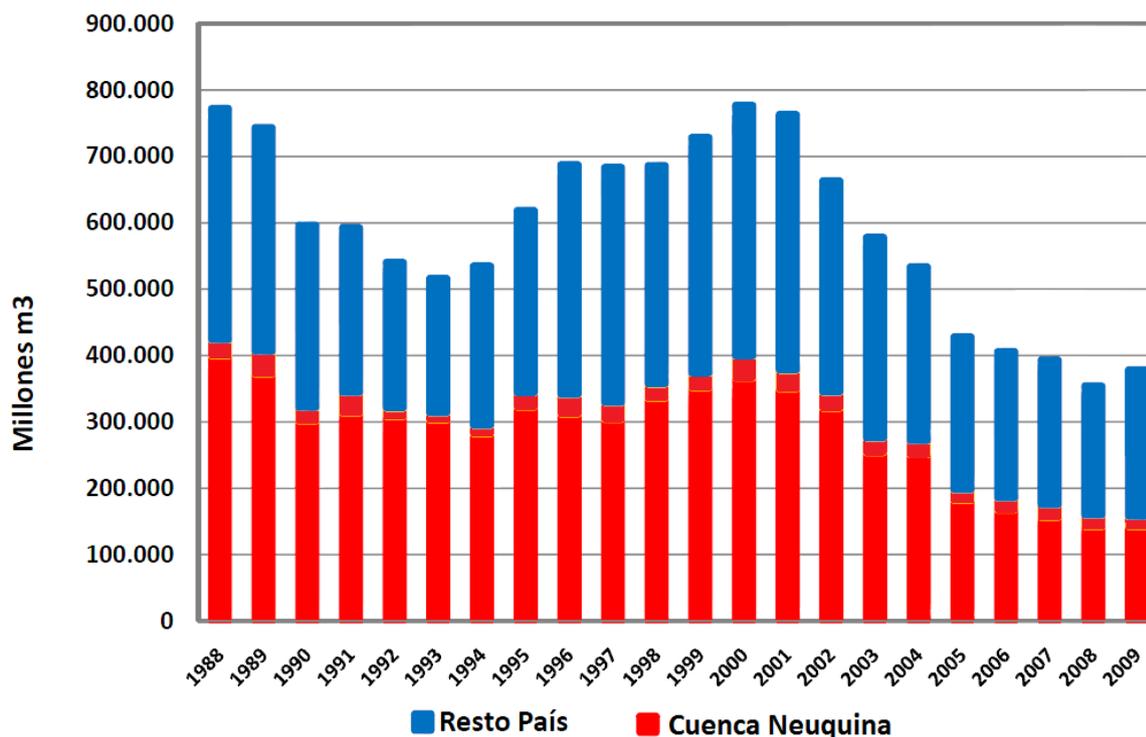


Figura A8.1: Evolución de la reservas de gas en Neuquén y en Argentina, Subsecretaría de minería e hidrocarburos.

Una reciente estimación realizada por la EIA (Departamento de Energía de Estados Unidos) considera que Argentina posee la tercera reserva mundial de *shale gas*, con una magnitud estimada en 774 TCF, repartidas entre las Cuencas Neuquina, Golfo de San Jorge, Austral y Chaco- Paranaense. La figura A8.2 presenta un mapa de las cuencas en América del Sur.



Figura A8.2: Cuencas de lutitas de América del Sur, Schlumberger, Gas de Lutitas un recurso Global.

Los reservorios de *shale gas/oil* representan una posible base de recursos para Argentina, sin embargo su explotación va a implicar un enorme desafío técnico, económico y profesional. Producir gas y petróleo de esta fuente no convencional es un gran objetivo hoy en día, tanto para los Estados Nacional y Provincial como para las empresas. Los recursos de gas existentes en las lutitas de Vaca Muerta y Los Molles, entre otras formaciones, no son un descubrimiento reciente y su existencia es ampliamente conocida desde hace años. Aún no se han realizado estimaciones de los recursos de *shale oil* en todo el país, sin embargo los ensayos realizados a la fecha en la formación Vaca Muerta indican un gran potencial para este recurso.

Es altamente probable el crecimiento notable de esta actividad en los próximos años. Al momento se han desarrollado una serie de pruebas piloto en varios yacimientos con buenos resultados lo cual eleva aún más el interés de varias operadoras nacionales y transnacionales de involucrarse en esta actividad, aunque para muchas de ellas aún existen barreras económicas, tecnológicas y políticas que retrasan las inversiones que se deben realizar.

## Anexo 9 Shale Gas y polémica

---



5

Sin entrar en cualquier debate político al detrimento del alcance técnico de este trabajo, a continuación se presenta algunas informaciones de la polémica que surgió sobre la explotación de *shale gas*.

La explotación de gas de lutitas y particularmente la técnica de fracturación hidráulica, está provocando una enorme polémica, especialmente en Estados Unidos, que está viviendo más intensamente la fiebre del *Shale Gas* y donde el 30% del gas que se consume proviene de yacimientos no convencionales. No sólo está impulsando el surgimiento de grupos de resistencia a nivel local sino también en el resto del mundo.

Los críticos de la fracturación hidráulica advierten de que esta técnica, al menos en el modo en el que ahora se utiliza puede contaminar los acuíferos con gas y sustancias químicas, poniendo en peligro la salud pública y el futuro de los acuíferos. El tema de la provisión de agua y de su tratamiento es una problemática, necesita metros cúbicos de agua y aunque se recupere una parte, la otra queda en el suelo.

Ante esta situación, son muchas las personas y organizaciones que, han comenzado a movilizarse, consiguiendo, por ejemplo en Bulgaria, el compromiso de apoyar una moratoria temporal sobre la exploración de este tipo de métodos de obtención de gas, que estaría en vigor hasta que se elaboren las adecuadas enmiendas legislativas sobre protección del medio ambiente. Una decisión similar ha sido tomada por la Asamblea de Irlanda del Norte, donde se ha insistido, en un intento de tranquilizar a la población, en que las licencias concedidas eran para estudiar el potencial de la fractura y no para su puesta en marcha. En Francia una masiva movilización popular en 2011 logró que se aprobara una ley que prohíbe la técnica de fractura hidráulica y se han anulado varios de los permisos concedidos.

---

<sup>5</sup> Dibujo de contestación por contaminación de los acuíferos por las operaciones de fracturación.

El debate se ha incrementado aún más gracias a la difusión del documental *Gasland*, del director Josh Fox. Este documental, nominado en su categoría en los premios Oscar del año 2011, denuncia los problemas que generan las explotaciones de gas en los Estados Unidos, especialmente las relacionadas con la fracturación hidráulica.



Figura A9.1: Explotación de gas de lutitas en EE.UU, Marcellus.Shale.us.

Los principios intensos de la explotación en Estados-Unidos suscitaron inquietudes reales, pero que habría que analizar, a efectos de no generar polémicas, por ejemplo, en ese país ha finalizado un juicio donde se desestimaron todas las denuncias sobre gas que apareció en la red potable, al final el mismo provenía de otras capas superficiales y no del yacimiento considerado.

Las contestaciones son varias y el debate es fuerte, no se puede desestimar el tema central del agua y negar que existan riesgos de contaminación, pero los procedimientos de operación son cada vez drásticos y el tema ambiental forma parte del éxito de la explotación de gas de lutitas.

## Bibliografía y literatura de referencia

➤ Hidrocarburos y Formación de un yacimiento

*El abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina,*

3era edición, Publicación de divulgación.

<http://www.iapg.org.ar>

➤ Convencional y no convencional

Pierre Thomas, Laboratorio de geología de Lyon.

<http://planet-terre.ens-lyon.fr/planetterre/XML/db/planetterre/metadata/LOM-gaz-schiste.xml>

➤ Recursos

World Shale Gas Ressources US Energy Information

<http://www.eia.gov/>

*Gas de Lutitas, un recurso global*, Schlumberger

[http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx)

Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos

<http://www.energianeuenquen.gov.ar>

➤ Fracturación

Fracfocus

<http://fracfocus.org/>

Fracturamiento, Schlumberger

[http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx)

Evaluación de la fracturación, Microsismic.

<http://www.microseismic.com/>

➤ Impactos Ambientales

*Point de Rupture, Pour le Programme sur les questions de l'eau de Ben Parfitt*

[http://www.enerzine.com/UserFiles/File/points-de-rupture\\_fr\\_14oct.pdf](http://www.enerzine.com/UserFiles/File/points-de-rupture_fr_14oct.pdf)

Protecciones de los acuíferos

<http://fracfocus.org/water-protection/hydraulic-fracturing-usage>

*US EPA Right to know*

<http://www.epa.gov/oem/content/epcra/index.htm>

➤ Alternativas a la fracturación hidráulica

Gas Frac compañía especializada en la fracturación con propano

<http://www.gasfrac.com/>

*Revolución del Gas de Lutitas, Schlumberger*

[http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx)

Pasantía en San Antonio Internacional

Capacitación en Fracturación

➤ Caso Francés

*Apunte de la Mission d'inspection des gaz et huiles de schistes, Mars 2012.*

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Mission-d-inspection-sur-les-gaz.html>