



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“La Importancia de la Explotación de Gas Natural a través de cuerpos Lutíticos”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

LORENA MARGARITA SÁNCHEZ LÓPEZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

CODIRECTOR DE TESIS: M.C. HÉRON GACHUZ MURO



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, Octubre 2012.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos.

Agradezco a mis padres Carlos Sánchez y Margarita López por darme las bases y guiarme en este proceso de mi vida, por sus palabras y consejos, pero sobre todo por creer en mí. A mi padre por enseñarme que con coraje y esfuerzo se puede salir adelante. A mi madre por sus consejos y paciencia; por todo su esfuerzo, lucha, y sacrificio, porque gracias a ella esto es posible.

A mis abuelos Carlos y Carmela que me enseñaron el significado de la vida, por ser mis segundos padres; por su confianza, cariño y apoyo, y porque ahora se convirtieron en mis ángeles. A mi abuelo Chava porque aunque no lo conocí mucho siempre tuvo ánimo de jugar conmigo. A mi abuela Maggie por quererme y estar en esta etapa de mi vida.

A la Nena y Lukas, por ser los más fieles compañeros, por hacerme hacer la tarea dos veces, porque siempre están ahí, sin ningún interés, porque en los momentos de tristeza siempre me sacaban una sonrisa, por ser los peludos de cuatro patas más lindos del mundo.

Agradezco a mis hermanos Carlos y Miguel, por ser mis compañeros de vida, por nuestras aventuras, travesuras, por el apoyo y la unión que nos tenemos, los quiero mucho.

A mis tíos Chavín, Laura y Ale, por confiar en mí, por su cariño y apoyo. A Tammy por hacerme ver que siempre hay un momento para volver a ser un niño, a todos ustedes gracias por ser mi familia, y que a pesar de nuestros defectos seguimos unidos.

A mi segunda familia, por abrirme las puertas de su casa y corazón. Gracias Sra. Aracely, Sr. Felipe, Angel, Sra. Estela, Rodolfo, Rosa, y la pequeña Arlette, por brindarme sus consejos y en ocasiones llamadas de atención, por su apoyo, confianza y cariño, los quiero.

Gracias Silver por enseñarme que el mundo no es color de rosa, por estar conmigo y apoyarme; por tu confianza, consejos y tu tiempo; por tu cariño, gracias por estar ahí en cada paso que dí, gracias por abrirme tu corazón, sabes que eres una persona especial para mí, te quiero.

A mis amigos Fa, Karina, Tacho, Oscar, Gervi, Mike, por estar ahí en las buenas y en las malas, por sus consejos, por su apoyo, por nuestras aventuras, por nuestros desvelos, porque se convirtieron en mis hermanos, por tener un mismo sueño y juntos salir adelante. A mis amigos de la Prepa, de la carrera, del Inglés, y aquellos que formaron parte de mi vida, gracias por sus palabras, confianza, apoyo y amistad.

Al Departamento de Ingeniería Petrolera; a todos y cada uno de los que integran este equipo, gracias por su apoyo, por su amistad, por los momentos y consejos y por la paciencia que me han tenido.

A mis maestros por compartirme sus conocimientos, su paciencia, su tiempo, sus consejos y por brindarme su amistad.

A mis sinodales el Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, por su experiencia y consejos; al Ing. Edgar Antonio Meza Pérez, por su tiempo y sus palabras; al M.C. Noé Santillán Piña, por su confianza, apoyo y amistad y al Ing. José Agustín Velasco Esquivel por su apoyo, sus consejos y por su tiempo, pero principalmente al Ing. Israel Castro Herrera por su apoyo, sus consejos, paciencia y amistad.

Al M.C. Herón Gachuz Muro, por su confianza y apoyo, por brindarme los conocimientos necesarios para este trabajo, por las horas de espera, por sus palabras y llamadas de atención, por su amistad, por creer en mí pero principalmente por su paciencia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi segunda casa, por sus enseñanzas dentro y fuera de las aulas, por ser cómplice de mi crecimiento como persona, por ser mi alma mater, por convertir mi sangre azul y hacer mi piel dorada, gracias universidad.

¡Por mi raza hablará el espíritu!

El Mejor Abuelo del Mundo.

El Mejor Abuelo del Mundo es aquel que no solo quiere a sus nietos, es aquel que adopta nietos de todas las edades.

El mejor abuelo del mundo es aquel que tiene tiempo para todo, porque sabe escuchar, sabe aconsejar, sabe ser padre, esposo, amigo y abuelo al mismo tiempo.

Es aquel que está siempre en las buenas, pero en las malas nunca te deja.

Es aquel que siempre te regala una sonrisa y no deja que la tuya se borre.

Es aquel que en todo momento tiene un abrazo, y con eso cambia el día.

El mejor abuelo del mundo es aquel que deja una huella imborrable, porque no juzga, solo te quiere; no te regaña, solo te orienta; no te da la espalda, te da su hombro; no eres una persona más, está orgulloso de tí.

Por eso y muchas cosas más yo amo al mejor Abuelo del Mundo.

Lorena M. Sánchez López.

*Este trabajo va dedicado
entre otras personas a mi abuelo,
que lamentablemente
no pudo ver concluso dicho trabajo,
pero sé que donde quiera que este,
está orgulloso de mí.*

Te extrañare...

Agradecimientos. **ii**

INTRODUCCIÓN. **xii**

CAPÍTULO I. Conceptos Generales.

1. Conceptos Generales.	3
1.1 Gas Natural.	3
1.2 Recursos Convencionales y No Convencionales.	4
1.3 Yacimiento.	6
1.4 Trampas Geológicas.	8
1.5 Fracturas.	13
1.6 Permeabilidad.	14
1.7 Porosidad.	16
1.8 Adsorción y Desorción.	17
1.9 Play.	18
1.10 Tipos de Reservas.	18
1.11 Lodo de Perforación.	19
1.12 Estimulación.	20
1.13 Tubería de Perforación.	20
1.14 Tubería de Producción.	21
1.15 Tubería de Revestimiento.	21

CAPÍTULO II. El papel del Gas Natural en la cartera energética del mundo.

2. El papel del Gas Natural en la cartera energética del mundo.	25
2.1 Introducción.	25
2.2 El papel del Gas Natural.	26
2.3 Ventajas del Gas Natural.	30

2.4	Fundamentos del Gas Natural.	32
2.5	Gas no convencional.	33
2.6	El Papel del Gas en Lutitas a Nivel Mundial.	35
2.7	Una mirada al futuro.	39

CAPÍTULO III. Aspectos Geológicos de los cuerpos lutíticos conteniendo Gas Natural.

3.	Aspectos Geológicos de los cuerpos lutíticos conteniendo Gas Natural.	43
3.1	Introducción.	43
3.2	La naturaleza de las lutitas.	44
3.3	Geología de las lutitas productoras de Gas.	45
	a) Yacimientos convencionales	47
	b) Yacimientos no convencionales	47
	➤ Gas en formaciones compactas	47
	➤ Gas Natural en capas de carbón (CBNG)	48
	➤ Gas de Lutitas	48
3.4	Orígenes del Gas Natural.	48
3.5	Lutitas gasíferas en los Estados Unidos.	48
3.6	Características de los 7 Campos más activos en Estados Unidos.	51
	1) Campo Barnett.	51
	2) Campo Fayetteville.	53
	3) Campo Haynesville.	55
	4) Campo Marcellus.	57
	5) Campo Woodford.	59
	6) Campo Antrim.	61
	7) Campo New Albany.	63

CAPÍTULO IV. Técnicas de Explotación del Gas Natural contenido en cuerpos con alto contenido de Arcillas.

4. Técnicas de Explotación del Gas Natural en Cuerpos con Alto Contenido de Arcillas.	69
4.1 Introducción.	69
4.2 Pozos Horizontales.	70
4.3 Diferentes Tipos de Terminación para los Pozos Horizontales.	72
4.4 Programas de Revestimiento y Cementación para la protección de Aguas Subterráneas.	76
✓ Corrosión por H ₂ S	79
✓ Corrosión por microorganismos	79
✓ Corrosión por CO ₂	80
➤ Picado	80
➤ Meseta	81
➤ Corrosión localizada inducida por flujo	81
4.5 Fluidos de Perforación y Retención de la Presa.	83
4.6 Fracturamiento Hidráulico.	85
4.6.1 Diseño de la Fractura Hidráulica.	85
4.6.2 Proceso de Fracturamiento.	93
4.6.3 Fluidos de Fracturamiento y Aditivos.	102
4.6.4 Consideraciones para el Diseño de los Fluidos de Fracturamiento Hidráulico.	107
4.6.5 Requerimientos de Agua.	108
4.7 Refracturamiento Hidráulico.	108
4.8 Reducción en el Impacto Ambiental, el Impacto en la Vida Silvestre y en la Comunidad.	110

CAPÍTULO V. Producción del Gas Natural Proveniente de Cuerpos Lutíticos.

5. Producción del Gas Natural Proveniente de Cuerpos Lutíticos.	119
5.1 Introducción.	119
5.2 Evaluación del Gas en Lutitas.	120
5.3 Evaluación del Potencial en Lutitas.	123

5.4	Desarrollo del yacimiento.	125
5.5	Producción Mundial de Gas en Lutitas.	129
	➤ Canadá.	130
	➤ Estados Unidos.	130
	➤ México.	130
	➤ América del Sur.	131
	➤ Europa.	131
	➤ África.	133
	➤ China.	134
	➤ India y Pakistán.	135
5.6	Estimulación de las lutitas.	137
5.7	Primer Caso Histórico en la Cuenca Utica en Canadá.	139
	5.7.1 Geología de la Cuenca Utica.	141
	5.7.2 Pozos Piloto, OGIP y Recursos.	143
5.8	Segundo Caso Histórico en la Cuenca Sichuan y Tarím en China.	146
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	151
	Índice de Figuras.	153
	Índice de Tablas.	157
	Índice de Gráficas.	159
	Nomenclatura.	161
	BIBLIOGRAFÍA.	163

*Cómo quisiera ser pájaro y
con mi cantar venir a despertarte,
y decirte entre trinos y alegrías lo mucho que te quiero.*

*Recortar del cielo las estrellas,
y poder ofrecer telas quisiera.*

*Más soy tan poco
y tan poco tengo y valgo,
que en este día sólo darte puedo un beso, un abrazo;
mi corazón, mi vida, si pudiera.*

Nada más jeso te daría;

Carmela Yáñez Parra.

INTRODUCCIÓN.

Cada día el mundo demanda más energía. Se requiere de más generación eléctrica para las industrias y viviendas y de más combustibles líquidos para el sector transporte: automóviles, camiones, autobuses, trenes, aviones, y hasta barcos.

Por este motivo en algunas partes del mundo ya no es suficiente con solo producir gas natural de yacimientos convencionales. La alternativa que tiene la mirada de muchos países son los yacimientos no convencionales, uno de estos yacimientos son los yacimientos de lutitas gasíferas.

La lutita gasífera tiene la ventaja de actuar como roca generadora y roca sello, esto quiere decir que el gas se encontrara en las lutitas. Las lutitas tienen fracturas naturales esto debido a los movimientos de la corteza terrestre y/o el peso de la roca, entre mayor fracturas tenga el yacimiento de lutitas mayor será la recuperación del gas. Sin embargo, una característica importante que tiene la lutita es su permeabilidad, es una roca muy impermeable, por lo que no es fácil tener una buena recuperación del gas natural.

Existen dos métodos que hacen de la lutita un buen prospecto económico, éstos son la perforación horizontal que ayuda a tener una mayor área para su producción y el fracturamiento hidráulico, el cual hace que la fractura sea más grande y por lo tanto el yacimiento será más productivo.

La principal área productiva en el mundo se encuentra en Estados Unidos, ya que las compañías y los investigadores tenían la esperanza de que los campos fueran productivos, al perforar el primer pozo y sin mucho éxito, los demás países del mundo no pusieron mucho interés en estos yacimientos, pero al ver que Estados Unidos empezó a tener éxito en sus campos de lutita, muchos países empezaron a poner interés en sus

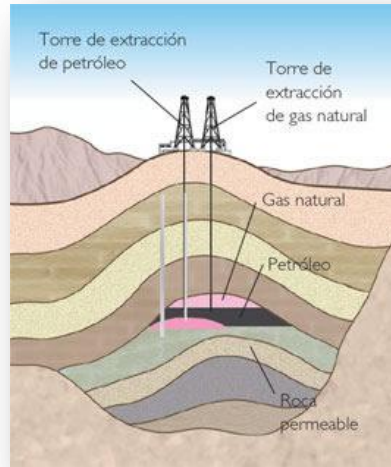
campos y aunque algunos están en desarrollo se tiene una estimación de reservas recuperables altamente buena.

Hoy en día la producción de gas de lutitas está empezando a crecer cada vez más y países como México están empezando a explorar zonas de lutita, para extraer exitosamente el gas que se encuentra en el subsuelo. Como yacimiento no convencional, no ha sido un trabajo fácil comprender el comportamiento de este tipo de yacimientos, sobre todo por el rápido ritmo de declinación debido a la complejidad que envuelve la roca. De no contar con buenos programas de terminación y estimulación, es difícil tener buenas expectativas de desarrollo. Sin embargo, está resultando en una alternativa viable. A pesar de ello, su desarrollo aún es naciente y se espera que en un corto tiempo se logre tener un incremento conforme los conocimientos sobre la tecnología y las operaciones de campos en lutita hayan mejorado.

CAPÍTULO I.

Conceptos Generales.

1. Conceptos Generales.



1.1 Gas Natural.

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos, principalmente está compuesto por metano, que se encuentra a condiciones ambientales en estado gaseoso. Además puede contener pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua (**Figura 1.1**).

El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o encontrarse independientemente en yacimientos de gas no asociado o gas seco. Para su utilización debe cubrir ciertas especificaciones de calidad como: contenido de licuables 0.1 l/m³ máximo; humedad máxima de 6.9 lb/MMpc; poder calorífico mínimo de 1184 Btu/pc; azufre total 200 ppm máximo; contenido máximo de CO₂ + N₂ de 3% en volumen. Es utilizado para uso doméstico, en industrias y generación de electricidad.

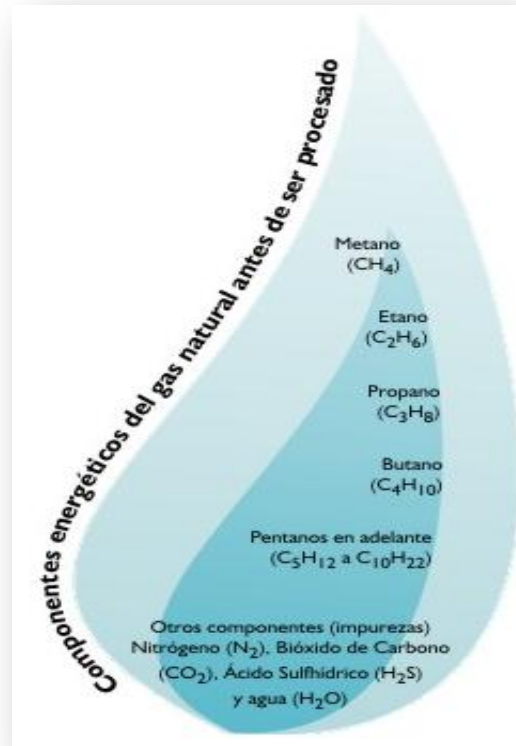


Figura 1.1. Componentes energéticos del Gas Natural.

1.2 Recursos Convencionales y No Convencionales.

Los **Recursos Convencionales** son las acumulaciones de petróleo y gas en un volumen discreto de rocas rodeadas por trampas, sellos o profundas depresiones de contactos de agua, la existencia de estos recursos depende de la capacidad del aceite y del gas (**Figura 1.2**).

Mientras que los **Recursos no Convencionales** (**Figura 1.2**) son hidrocarburos (aceite y gas) que se encuentran a condiciones que no permiten el fácil movimiento del fluido, requiere tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene.



Figura 1.2. La pirámide representa el incremento de costos de extracción así como la necesidad de emplear mejor tecnología conforme nos acercamos a la base de la misma.

En la actualidad representan una interesante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en yacimientos que se daban por agotados y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes. Algunos de los ejemplos de recursos no convencionales se presentan a continuación.

Tipos de aceite:

- **Aceite pesado:** Aceite en estado líquido de alta densidad. Se puede extraer de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.
- **Aceite en lutitas:** Aceite producido directamente de la roca madre (lutita rica en materia orgánica).
- **Arenas bituminosas:** Arenas impregnadas con bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo.
- **Aceite en arenas compactas:** Aceite proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad.

Tipos de gas:

- **Gas de Lutitas:** Gas natural contenido en rocas arcillosas (lutitas) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre). Para su explotación puede ser necesario perforar pozos horizontales y fracturar la roca.
- **Gas en arenas compactas:** Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.
- **Metano en capas de carbón:** Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.
- **Hidratos de metano:** Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m.

1.3 Yacimiento.

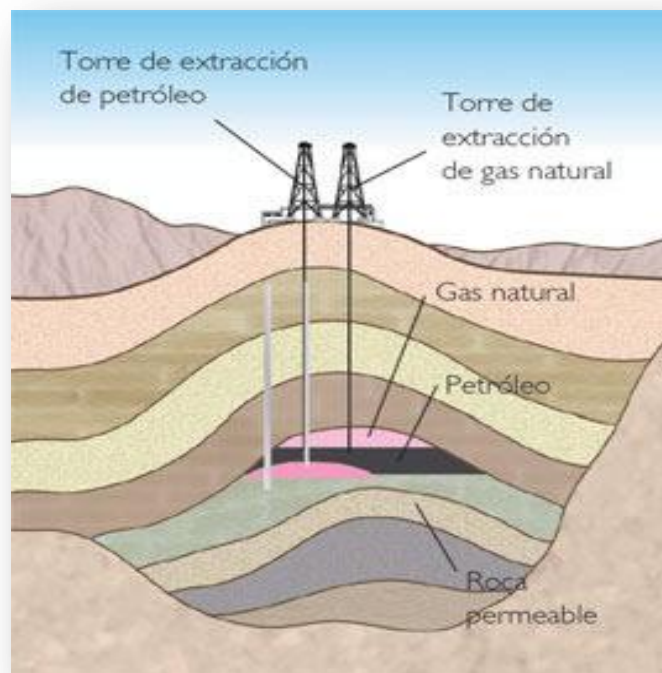


Figura 1.3. Características de un yacimiento.

Es una porción de trampa geológica (**Figura 1.3**) que contiene hidrocarburos, ésta se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Existen diferentes clasificaciones de yacimientos: de acuerdo con el tipo de roca almacenadora, del tipo de trampa, del tipo de fluido almacenado, de la presión original, del tipo de empuje predominante y de acuerdo con los diagramas de fase. Pero en este caso se verán solamente los que son de acuerdo con el tipo de fluido almacenado.

Existen 5 tipos de yacimientos de acuerdo con el tipo de fluido almacenado, estos son los siguientes, pero en este trabajo nos enfocaremos a los yacimientos de gas:

- Yacimientos de aceite y gas disuelto: Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto, esto es cuando la presión inicial es mayor a la presión de saturación, esto quiere decir que el gas se encuentra disuelto en el aceite. Este tipo de yacimiento es conocido como yacimiento de aceite bajosaturado.
- Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre: Algunos yacimientos de aceite tiene gas libre desde el principio de su explotación, en este tipo de yacimientos la presión inicial es menor que la presión de saturación; estos yacimientos se conocen también como yacimientos de aceite saturado.
- Yacimientos de gas seco: Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas se encuentra en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.
- Yacimientos de gas húmedo: Se encuentra en una sola fase a condiciones de presión, temperatura y composición durante su vida productiva, pero en la superficie será de dos fases.
- Yacimientos de gas y condensado: Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en el yacimiento se presentará la etapa de condensación retrógrada y en la superficie serán dos fases.

Los yacimientos básicamente se componen por tres rocas: Roca Almacenadora, Roca Generadora y Roca Sello.

- **Roca Generadora:** Es una roca sedimentaria de grano muy fino y con abundante contenido de materia orgánica que bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura transforma su contenido orgánico en hidrocarburos.
- **Roca Almacenadora:** También es una roca sedimentaria, esta puede ser caliza, areniscas o lutitas, las cuales contienen un alto grado de permeabilidad que permite que el hidrocarburo migre hacia ellas, y según sus características estructurales forman una trampa que se encuentra rodeada por una capa de sello que evitará el escape de los hidrocarburos.
- **Roca Sello:** Es una roca sedimentaria como la lutita que permite prevenir la migración del hidrocarburo del yacimiento, en ocasiones la roca sello se compone por estructuras como fallas o discordancias.

1.4 Trampas Geológicas.

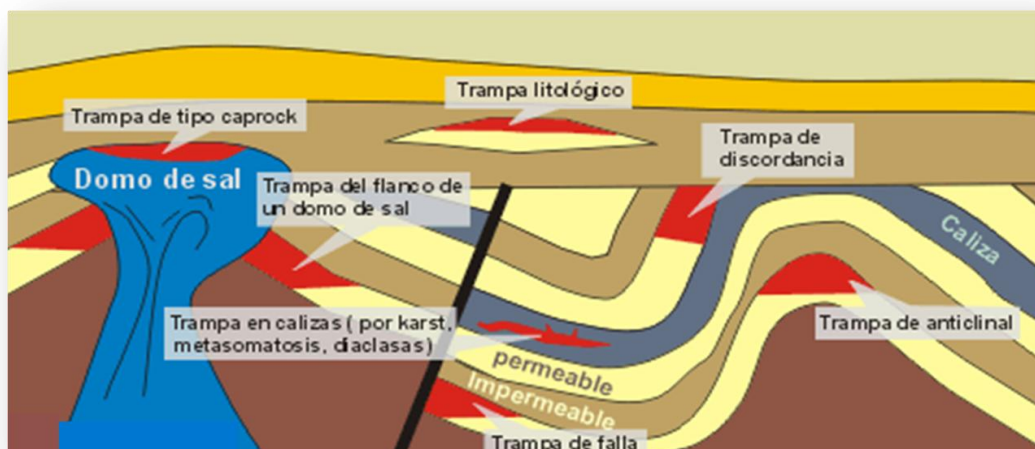


Figura 1.4. Tipos de Trampas Geológicas.

Una trampa es una estructura geológica que permite la acumulación del hidrocarburo que migra y su preservación por un cierto intervalo de tiempo. Existen tres tipos de trampas: Trampas Estratigráficas, Trampas Estructurales y Trampas Combinadas (**Figura 1.4**).

Trampas Estratigráficas son producto de cambios laterales en la litología. Se producen por el cambio de las unidades porosas (primarias, por solución o fracturamiento) a rocas compactas (sellos), este cambio puede ser depositacional, erosional o diagenético.

Pueden clasificarse como:

Las Trampas **Primarias** se deben a cambios durante el depósito. Las trampas por **truncación** es cuando una roca almacenadora se trunca contra una discordancia. Y las trampas **Secundarias** ocasionadas por cambios diagenéticos, cuando destruyen el yacimiento (echado es hacia) arriba o crean yacimientos (echado abajo).

Trampas Estructurales son producto de una deformación tectónica. Estos pueden ser:

- ✓ Anticlinales
- ✓ Sinclinales

Las trampas estructurales dominadas por pliegues generalmente se forman por mecanismos tectónicos de deformación posteriores a la sedimentación, pero también los hay por hundimientos gravitacionales y compactación (**Figura 1.5**).

También puede haber pliegues genéticamente relacionados a fallas sin que las fallas sean parte del yacimiento (figura arriba a la derecha) o pliegues son relación directa con ellas (figura abajo) (**Figura 1.5**).

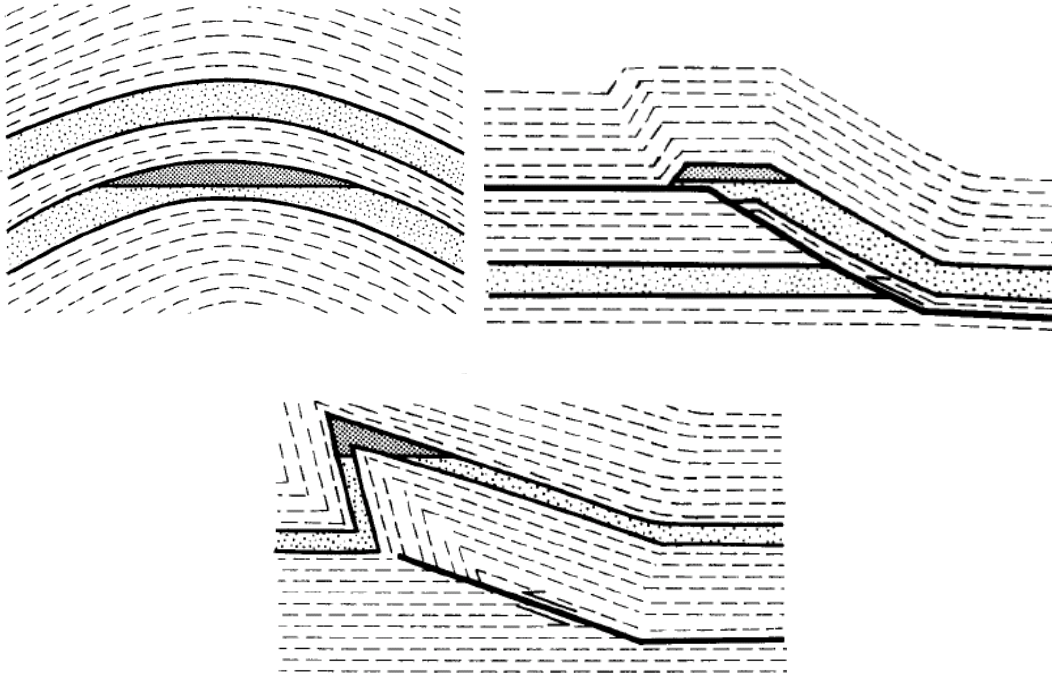


Figura 1.5. Trampa por pliegue.

Existen los llamados pliegues de arrastre que se forman por fuerzas de fricción provocadas por fallas (figura izquierda), pliegues colgados que son producto de una flexura provocada por una falla reactivada (Figura derecha) (**Figura 1.6**), pliegues de caja (figura izquierda), pliegues en chevrón son pliegues en forma de acordeón (figura derecha) (**Figura 1.7**).

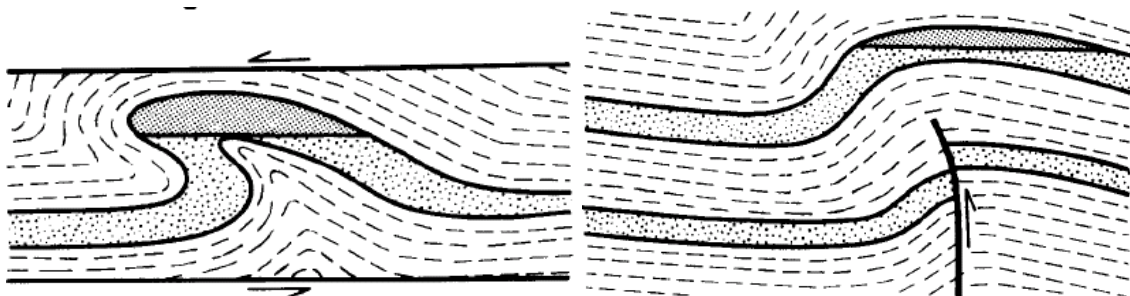


Figura 1.6. Tipos de Pliegues.

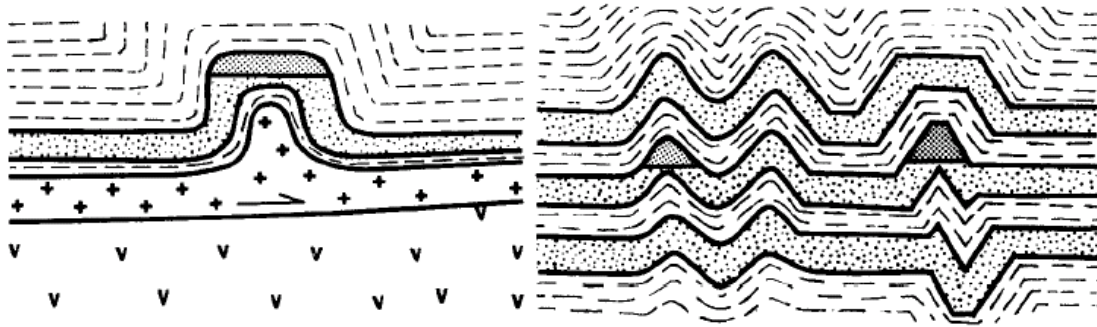


Figura 1.7. Tipos de pliegues.

También existen los pliegues que se forman por plegamiento (Figura izquierda) que se forman por plegamiento sobre materiales que se mueven verticalmente como la sal, la arcilla o cuerpos ígneos intrusivos, los pliegues por compactación diferencial (Figura derecha) pueden formarse por variaciones topográficas, por arrecifes subyacentes o masas rígidas en el subsuelo (**Figura 1.8**),

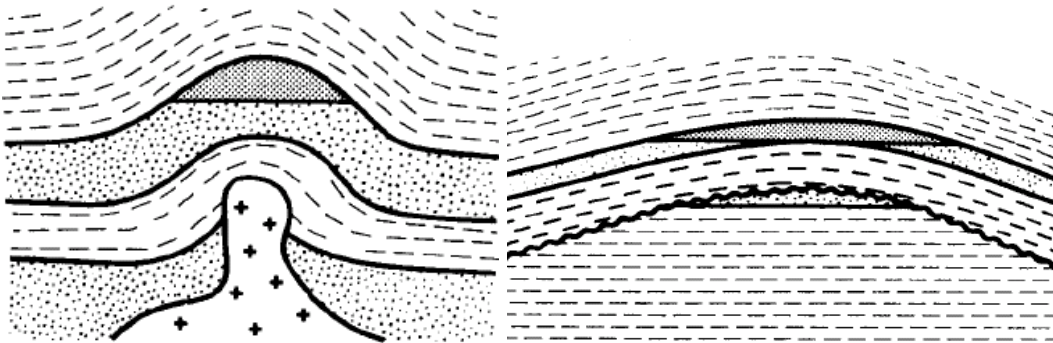


Figura 1.8. Pliegues por plegamiento y por compactación diferencial.

Mientras que las trampas estructurales dominadas por fallas son muy importantes por su efecto para formar sellos o superficies de fuga de hidrocarburos, pueden actuar como zonas de filtración de hidrocarburos si yuxtaponen litologías permeables o al crear redes de fracturas, y estas se pueden clasificar en tres tipos básicos de acuerdo al tipo de falla que las afectan:

1. **Normales.**- Se crea un cierre por intersección de fallas, estas pueden ser postsedimentaria y sinsedimentarias que ocurren en áreas de subsidencia y sedimentación rápidas, un ejemplo es la Cuenca de Burgos y se caracterizan por un perfil listrico y un patrón de planta arqueado, generalmente cóncavo hacia la cuenca (**Figura 1.9**).

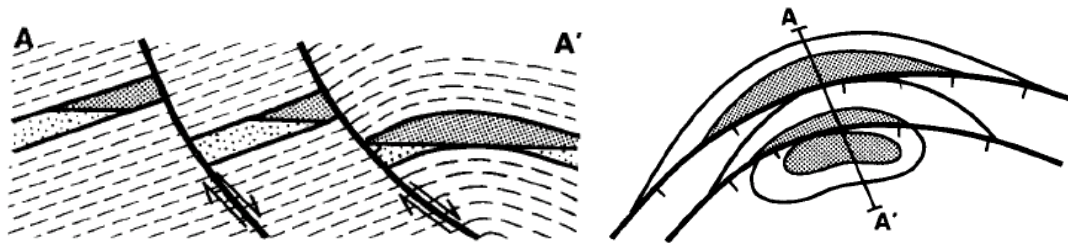


Figura 1.9. Fallas Normales.

2. **Inversas.**- Estas pueden ser de bajo o alto ángulo, tienden a no producir trampas dominadas exclusivamente por fallas debido a la participación de los pliegues (**Figura 1.10**).

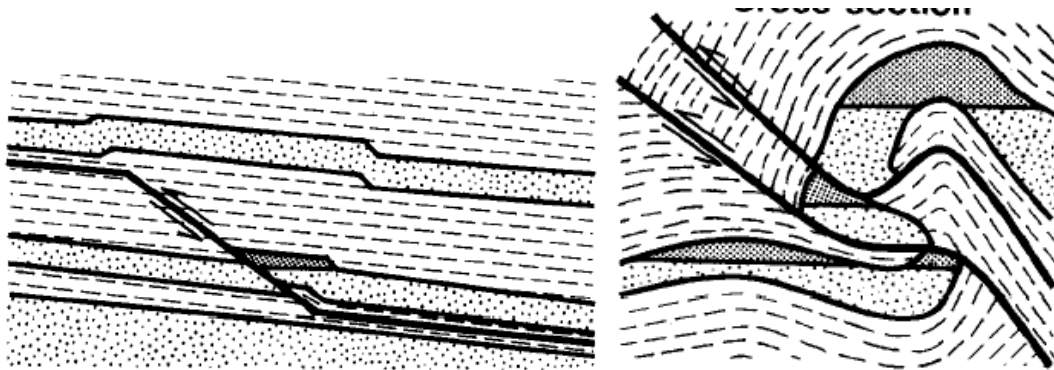


Figura 1.10. Fallas Inversas.

3. **laterales.**- La **Figura 1.11** muestra este tipo de falla.

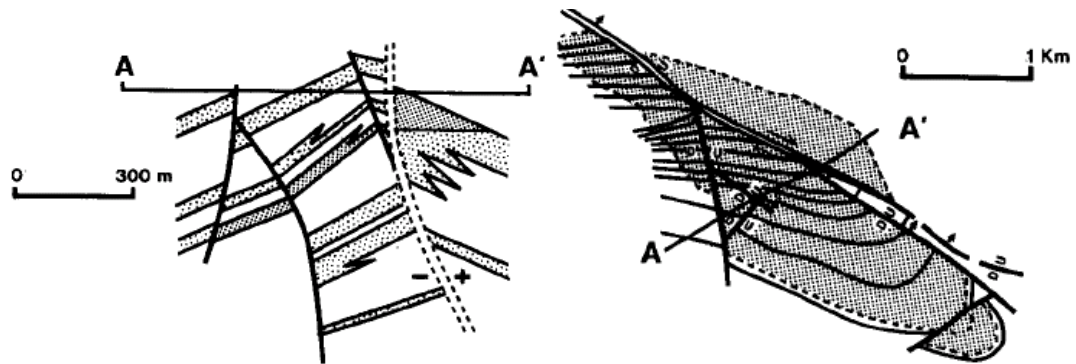


Figura 1.11. Fallas Laterales.

Trampas Combinadas estas combinan elementos estratigráficos y estructurales, se conoce como trampas combinadas cuando, ni los elementos estructurales ni los estratigráficos por si mismos forman la trampa, por lo que ambos elementos son esenciales.

1.5 Fracturas.

Las **fracturas** son discontinuidades aproximadamente planas que separan bloques de roca con desplazamiento perpendicular al plano de ruptura. Se originan por esfuerzos tectónicos, durante el enfriamiento de las rocas ígneas y por la contracción y expansión de las capas más superficiales durante la erosión (**Figura 1.12**).

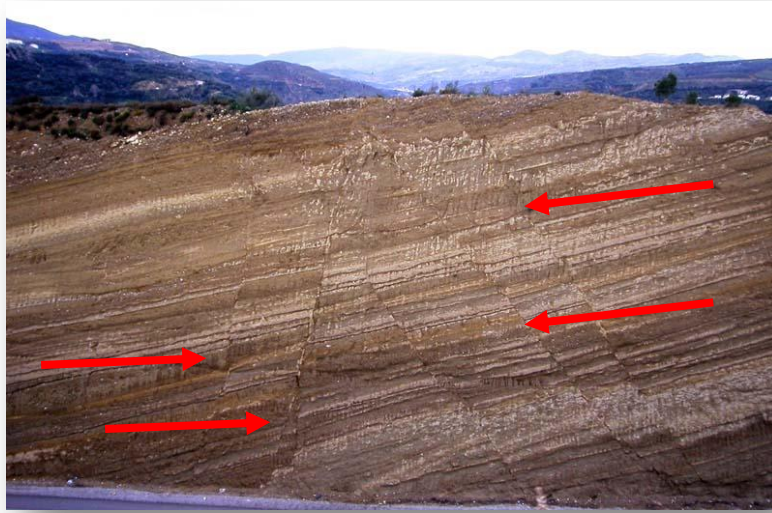


Figura 1.12. Muestra de algunas fracturas.

1.6 Permeabilidad.

La **permeabilidad** es la capacidad para permitir el flujo de fluidos a través de un sistema de poros intercomunicados. La permeabilidad se divide en tres tipos que son la permeabilidad absoluta, la permeabilidad efectiva y la permeabilidad relativa.

Se denomina **permeabilidad absoluta (k)** de la roca, a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido cuando ésta se encuentra saturada al 100% de un fluido homogéneo, igual al que se usa como fluido de desplazamiento durante pruebas de laboratorio. La permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma para cualquier fluido que no reaccione con el medio poroso y que lo sature al 100%, sin embargo esta condición no se cumple con los gases y esto se atribuye al efecto de resbalamiento, ya que el gas no moja los poros, y fluye por dentro y sobre de la superficie del poro.

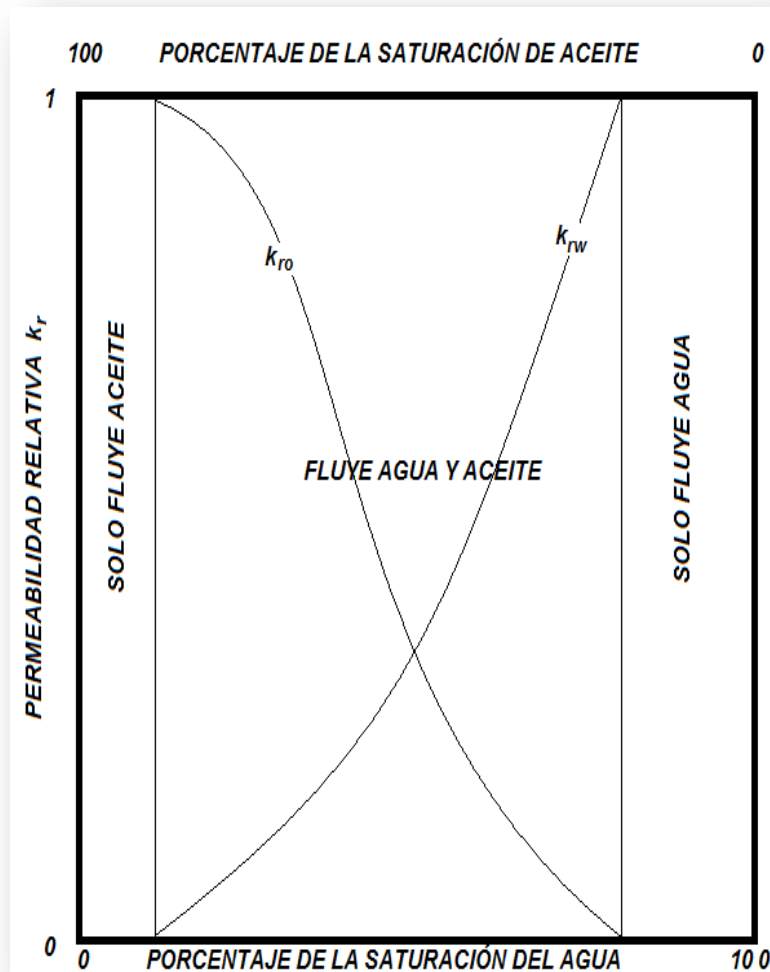
La **Permeabilidad efectiva** (k_o, k_g, k_w) de una roca, es la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo a un fluido cuando la saturación de este fluido en la roca es menor del 100%.

Cabe señalar que la suma de las permeabilidades efectivas son menor a la permeabilidad absoluta, con excepción de la permeabilidad de gas, que puede ser mayor cuando la muestra está saturada 100% de gas.

La **permeabilidad relativa** (k_{ro}, k_{rg}, k_{rw}) se define como “la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta”.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} ; \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

La permeabilidad relativa a los fluidos (**Gráfica 1.1**), es útil para graficar las curvas de permeabilidad relativa al agua y aceite, para una muestra porosa determinada, en función de la saturación de agua. Con esta curva se pueden calcular la saturación residual de aceite, la saturación crítica de agua y aceite, así como la saturación inicial del agua y aceite.



Gráfica 1.1. Curva de permeabilidad relativa.

1.7 Porosidad.

La **porosidad** (Figura 1.13) de una roca es el espacio total de poros entre el volumen total de la roca, y generalmente es expresada en porcentaje. La **porosidad efectiva** es la cantidad de espacio de poros mutuamente interconectados, presentes en una roca, susceptible a ser ocupados por fluidos. Mientras que la **porosidad absoluta** son los poros tanto aislados como los interconectados.

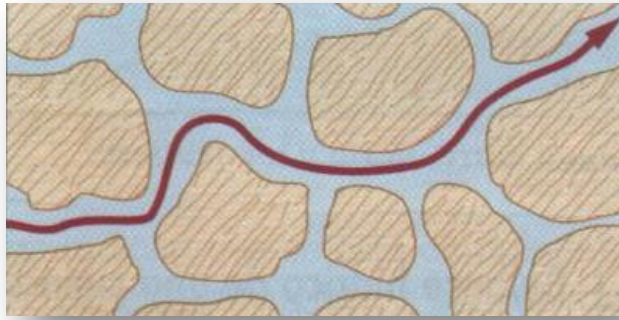


Figura 1.13. Representación de porosidad.

La porosidad puede ser **primaria** que es la que se encuentra por medio de la depositación, la compactación, etc, solo los procesos originales de formación del medio poroso, y la **porosidad secundaria** está se debe a procesos posteriores que experimenta el medio como fracturamiento, disolución del material calcáreo por presión-temperatura, entre otras.

1.8 Adsorción y Desorción.

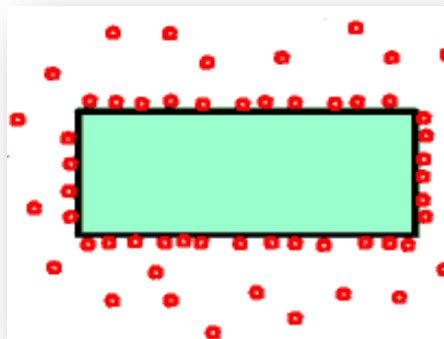


Figura 1.14. Representación de la Adsorción.

La **adsorción** es un proceso físico-químico por el cual átomos, iones o moléculas son retenidas en la superficie de un material sólido (**Figura 1.14**). Mientras que la desorción es el proceso inverso a la adsorción en el cual el material adsorbido es removido del adsorbente.

1.9 Play.

Es un conjunto de rocas con ciertas características para un sistema petrolero. Los aspectos implicados en un play son los siguientes:

- Roca almacén, roca sello, la misma historia de generación de hidrocarburos.
- Se evalúan la porosidad, la permeabilidad y la geometría del almacén.
- Trampas donde se concentra el hidrocarburo, permitiendo su extracción comercial.
- Relación temporal entre los distintos factores

1.10 Tipos de Reservas.

Las reservas son el volumen de los hidrocarburos medidos a condiciones estándar. La exactitud de las reservas dependerá de la calidad y cantidad de datos disponibles que se tengan. Existen diversos criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, pero solo se mencionara uno de los más utilizados que es según la calidad y el grado de exactitud de los datos, existiendo tres tipos de reservas:

- ✓ Reserva Probada: Es aquella que corresponde a yacimientos donde existe la evidencia de producción de hidrocarburos, por medio de información confiable como: pozos productores, pruebas de formación, registros geofísicos, pruebas de

producción, balance de materia, etc. La probabilidad de recuperación es del 90% o más.

- ✓ Reserva Probable: Son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que pueden ser recuperables. La probabilidad de recuperación es del 50%.

- ✓ Reserva Posible: Es el volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. La probabilidad de recuperación es del 10%.

También a las reservas se le puede mencionar como Reserva 1P que es la reserva probada, las Reservas 2P es la suma de las reservas probadas más las reservas probables y las Reservas 3P que es la suma de las reservas probadas, más las reservas probables, más las reservas posibles.

1.11 Lodo de Perforación.

Fluido que se utiliza durante la perforación de un pozo. Además de su función de llevar los recortes de la barrena a la superficie, el lodo de perforación enfría y lubrica la barrena y la sarta de perforación, previene descontroles al evitar la manifestación de las presiones de las formaciones del subsuelo, y forma un enjarre en la pared del agujero para prevenir la pérdida de fluido hacia la formación. Aunque originalmente era una mezcla de tierra, especialmente arcillas en agua, el lodo empleado actualmente es más complejo, ya que es una mezcla de líquidos, reactivos sólidos y sólidos inertes, el más común es una mezcla de barita, arcillas, agua y aditivos químicos.

1.12 Estimulación.

Una **estimulación** se define como el proceso mediante el cual se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento ó incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños más adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre.

1.13 Tubería de Perforación.

Es el conjunto de tubos ligados por medio de uniones o acoplamientos cónicos especiales, que lleva en su extremo inferior la barrena o herramienta de perforación en el sistema rotatorio. Los tramos de tubería que regularmente se usan son de aproximadamente 9 m (**Figura 1.15**).



Figura 1.15. Tubería de Perforación.

1.14 Tubería de Producción.

Es un conjunto de tubos unidos por coples y roscas que se introduce en el pozo cuando este se va a poner en producción, para que los hidrocarburos aceite y/o gas fluyan desde el fondo a la superficie en forma controlada (**Figura 1.16**).



Figura 1.16. Tuberías de Producción.

1.15 Tubería de Revestimiento.

Las tuberías de revestimiento varían en su diámetro y número de acuerdo a las diferentes áreas perforadas, las profundidades y las características productoras del pozo. Generalmente se revisten tres tuberías en un pozo; a la de mayor diámetro se le llama tubería superficial y de control, a la siguiente intermedia y a la de menor diámetro y mayor profundidad, tubería de explotación.

CAPÍTULO II.

**El papel del Gas Natural en la
cartera energética del mundo.**

1. El papel del Gas Natural en la cartera energética del mundo.



2.1 Introducción.

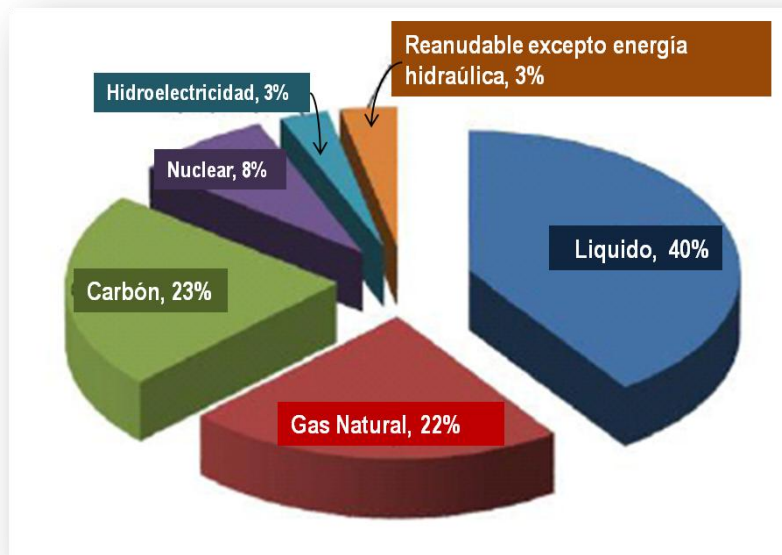
El gas natural ocupa actualmente el tercer lugar como la fuente de energía más utilizada en el mundo, después del petróleo y el carbón, seguirá jugando un papel muy importante en la satisfacción de estas necesidades, porque además de ser un combustible gaseoso, puede ser transformado en líquido para los requerimientos de motores que usan gasolina, diesel o combustible de aviones. Adicionalmente, dentro de los combustibles fósiles es el más aventajado puesto que genera aproximadamente un 45% menos de dióxido de carbono (CO_2) que la producción del carbón y un 20% menos que los derivados del petróleo; además de que en su combustión no se generan gases tóxicos, cenizas, ni residuos.

Otro de los atributos que tiene el gas, es que utilizado en centrales eléctricas que funcionan con ciclo combinado, permite rendimientos mayores de hasta un poco más del

50%, lo que las hacen menos contaminantes. Adicionalmente, por su alto contenido en hidrógeno, el gas natural es la materia prima más utilizada en la producción de amoníaco para fertilizantes, así como en muchas otras aplicaciones petroquímicas.

Por tanto, la búsqueda en el mundo de más yacimientos de areniscas (convencionales) que contengan gas natural ha sido constante, pero cada día conseguir un buen prospecto en tierra firme se ha hecho tarea difícil, y explorar y explotar costa afuera se sabe que es costoso y arriesgado. Sin embargo, desde hace algunos años en Estados Unidos principalmente, gran parte del gas natural que actualmente producen, lo están obteniendo de otras fuentes, llamadas “no convencionales”.

2.2 El papel del Gas Natural.



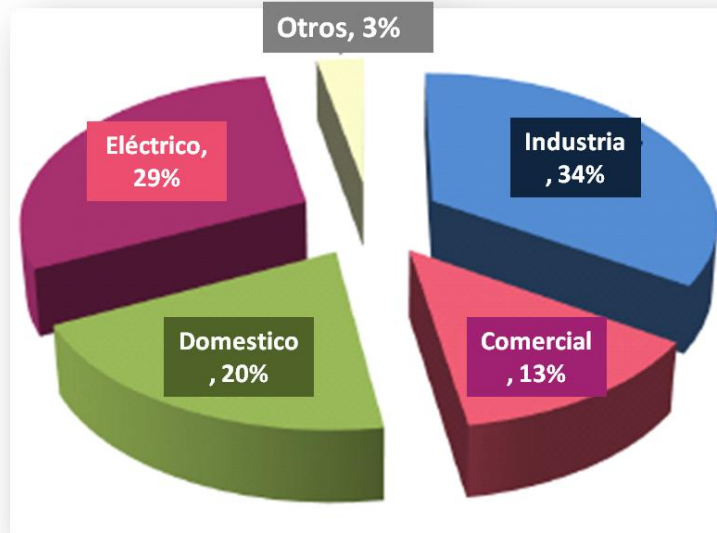
Gráfica 2.1. Energía de Estados Unidos. Consumo de Combustible (2007).

El gas natural es la clave en la demanda energética del mundo. Por ejemplo en los Estados Unidos el gas natural, carbón y suministro de aceite, son casi el 85% de la energía de la nación, con un 22% del total del suministro del gas natural (**Gráfica 2.1**). El porcentaje de contribución del gas natural en el suministro de energía de los E.U. es considerado constante por los siguientes 15 años.

Los Estados Unidos tienen recursos de gas natural abundante. La Administración de Información de Energía (EIA) estima que E.U. tienen más de 1.744 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas natural técnicamente recuperable, incluyendo 211 (Tcf) de la reserva probada.

Navigant Consulting estima que el gas no convencional técnicamente recuperable (gas en lutitas, gas en arenas compactas, hidratos de gas y el gas natural metano de carbón) representa el 60% del recurso recuperable terrestre. Las tasas de producción de los E.U. para el 2007, se encuentra cerca de 19.3 (Tcf), la estimación recuperable actual del recurso proporciona bastante gas natural para suministrar los E.U. para los próximos 90 años.

El empleo del gas natural se distribuye a través de varios sectores de la economía (**Gráfica 2.2**). Es una fuente de energía importante para los sectores industriales, comerciales y de generación eléctrica, y también juega un papel vital en la calefacción doméstica. Aunque los pronósticos varíen en la perspectiva para la demanda futura del gas natural, todos tienen una cosa en común: el gas natural continuará desempeñando un papel significativo en el cuadro de la energía de los E.U. durante un tiempo.



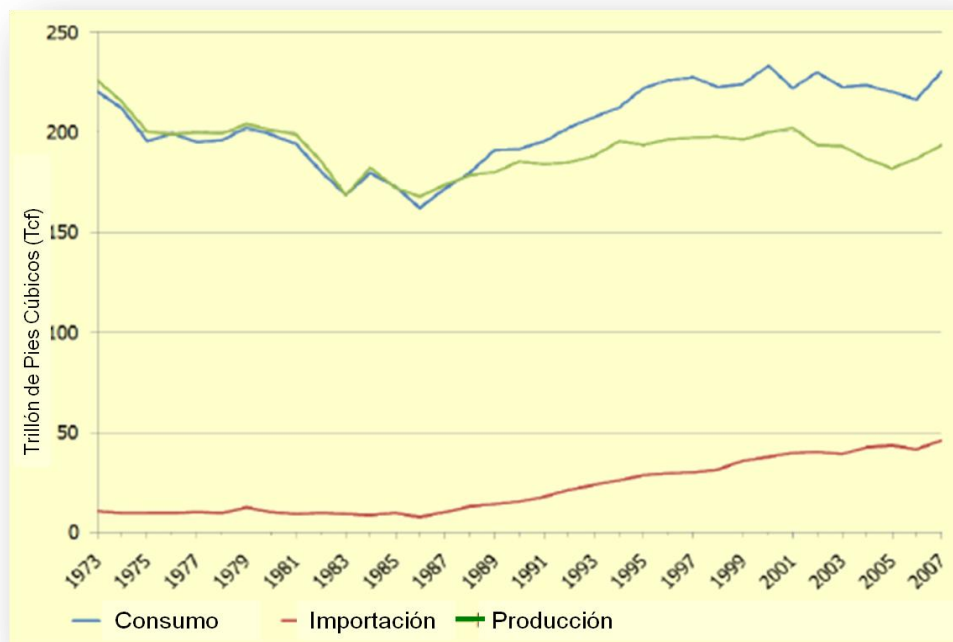
Gráfica 2.2. Uso del Gas Natural por diferentes sectores.

El gas natural, debido a su naturaleza limpia y la disponibilidad económica, se ha hecho un combustible muy popular para la generación de electricidad. Entre 1970 y 1980, la opción para la mayoría de compañías generadoras de electricidad era principalmente el carbón o la energía nuclear; pero, debido a cambios económicos, ambientales, tecnológicos, y reguladores, el gas natural se ha convertido en el combustible de opción para muchas nuevas centrales eléctricas. En 2007, el gas natural era el 39.1% de capacidad productiva de la industria eléctrica.

El gas natural es la mejor opción de combustible para una amplia gama de industrias. Es una fuente principal de combustible para el papel, los metales, las sustancias químicas, la refinación de petróleo, y la industria alimenticia. Estas cinco industrias solo representan casi tres cuartos de gas natural industrial. Para muchos productos, no hay el sustituto económicamente viable del gas natural. Se espera que el uso industrial de gas natural sea considerado del 6.63 (Tcf) de demanda en 2007, crezca a 6.82 (Tcf) para el 2030.

Un ejemplo adicional es que el gas natural está siendo consumido por la economía estadounidense en una tarifa que excede la producción doméstica y va en aumento. La mitad del gas natural consumido hoy, se produce de pozos perforados hace 3.5 años. Se estima que el espacio entre la demanda y el suministro doméstico crezca a casi 9 (Tcf) antes del año 2025. Sin embargo, es cierto por mucho que los recursos de gas natural no convencionales tales como el gas en lutitas considerablemente pueden cambiar ese equilibrio.

La **Gráfica 2.3** muestra una comparación de producción, consumo, y tendencias de importación para el gas natural en E.U. con la demanda que excede cada vez más la producción convencional doméstica. Sin el gas en lutitas que es de uso doméstico y otra producción de gas poco convencional, el espacio entre la demanda y la producción doméstica incrementará aún más.



Gráfica 2.3. Comparación de Producción, Consumo y Tendencias de Importación para el Gas Natural en los Estados Unidos.

Este aumento sobre las fuentes de energía extranjeras podría plantear al menos dos problemas para Estados Unidos:

- 1) Serviría para disminuir la seguridad energética; y
- 2) Podría crear una salida de miles de millones de dólares a intereses extranjeros, haciendo tales fondos no disponibles para la inversión doméstica.

2.3 Ventajas del Gas Natural.

En los años 1800 y 1900, el gas natural fue utilizado principalmente para alumbrar los faroles y las casas. Sin embargo, con una red de distribución infinitamente mejorada y avances en la tecnología, el gas natural ahora se está utilizando en gran medida. Una razón del uso extenso de gas natural es su versatilidad como un combustible.

Otro factor que hace el gas natural una fuente de energía atractiva es su confiabilidad. El 84% del gas natural consumido en E.U. es producido en este mismo país, y el 97% del gas usado en este país es producido en América del Norte.

Una ventaja clave del gas natural consiste en que es de combustión eficiente y limpia. De hecho, de todos los combustibles fósiles, el gas natural es la combustión más limpia. Emite aproximadamente la mitad del dióxido de carbono (CO_2) junto con los niveles bajos de otros agentes contaminantes del aire. Los subproductos de combustión del gas natural son sobre todo CO_2 y vapor de agua. El carbón y el aceite se componen de moléculas orgánicas mucho más complejas y con mayor contenido del nitrógeno y de azufre. Sus subproductos de la combustión incluyen las cantidades más grandes de CO_2 , de óxidos de nitrógeno (NO_x), de dióxido de azufre (SO_2) y partículas de ceniza (**Tabla 2.1**). Por comparación, la combustión del gas natural libera cantidades muy pequeñas de SO_2 y

NO_x, prácticamente ninguna partícula de ceniza, y tiene niveles inferiores de CO₂, de monóxido de carbono, y de otros hidrocarburos.

Agente Contaminante del Aire	Fuente de Combustión		
	Gas Natural	Aceite	Carbón
Dióxido de Carbono (CO ₂)	117,000	164,000	208,000
Monóxido de Carbono.	40	33	208
Oxido de Nitrogeno (Nox)	92	448	457
Dióxido de Azufre (SO ₂)	0.6	1,122	2,591
Partículas (PM)	7	84	2,744
Formaldehído	0.75	0.220	0.221
Mercurio (Hg)	0.000	0.007	0.016

Tabla 2.1. Emisiones de Combustión (libras/billón BTU de entrada de energía).

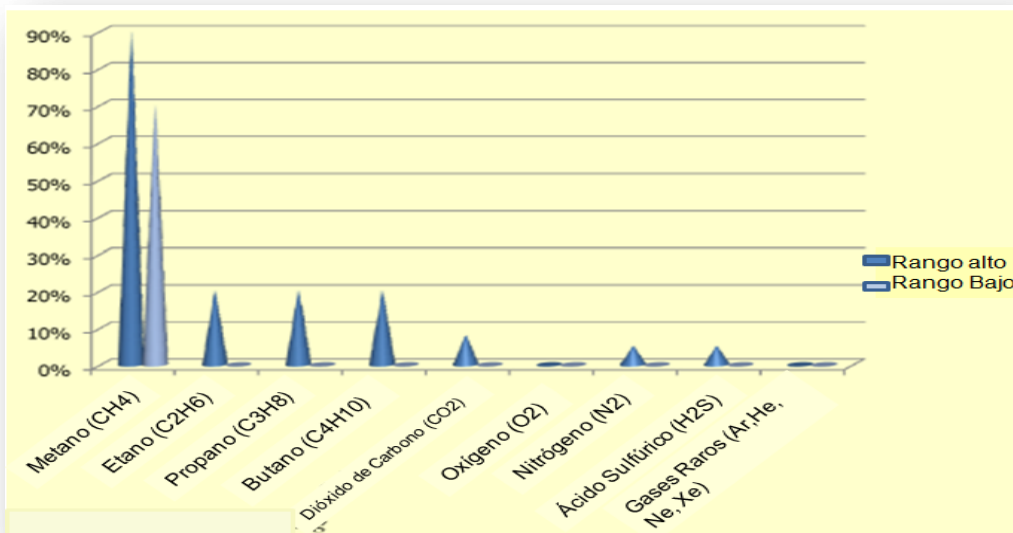
Aunque esté aumentando rápidamente el ímpetu para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y por otra parte, la transición a fuentes de energía renovable sostenibles, sin duda requerirá del tiempo considerable, del esfuerzo y de la inversión para que estas fuentes lleguen a ser lo bastante económicas para suministrar partes significativas del consumo de energía de la nación. De hecho, el EIA estima que los combustibles fósiles (aceite, gas, y carbón) suministrarán el 82.1% de las necesidades energéticas de la nación en el 2030. Ya que el gas natural es la combustión más limpia de los combustibles fósiles, una ventaja ambiental podría ser realizada teniendo una confianza mayor sobre el gas natural, hasta que las fuentes de energía alternas sean más eficientes, económicas, y extensamente disponibles.

Además, el avance hacia fuentes de energía renovable sostenibles, tales como el viento y energía solar, requiere que una fuente de energía suplente esté disponible cuando las condiciones atmosféricas y la capacidad de almacenaje eléctrico demuestren el desafío. La disponibilidad de los sistemas de tubería de la transmisión y de la distribución del gas

natural hace que el gas natural únicamente sea conveniente para este papel. Así, el gas natural es una faceta integral de avanzar con opciones de energía alternativa. Con el énfasis actual en los efectos potenciales de las emisiones del aire sobre el cambio de clima, la calidad del aire, y la visibilidad, los combustibles más limpios como el gas natural son una parte importante del futuro de la energía de la nación.

2.4 Fundamentos del Gas Natural.

El gas natural es una combinación de gases de hidrocarburo que consisten principalmente del metano (CH_4), y porcentajes menores de butano, etano, propano, y otros. Es inodoro, incoloro, y, cuando está activo, libera una cantidad significativa de energía. La **Gráfica 2.4** muestra la gama típica de compuestos de gas natural producido en los E.U.



Gráfica 2.4. Composición Típica del Gas Natural.

El gas natural se encuentra en las formaciones de roca debajo de la superficie de la tierra; en algunos casos puede ser asociado con yacimientos petrolíferos. Las compañías de exploración y producción exploran estos yacimientos usando tecnologías complejas para identificar localizaciones de perforación. Una vez que es extraído, el gas natural se procesa para eliminar otros gases, agua, arena, y otras impurezas. Algunos gases de hidrocarburo, tales como butano y propano, se capturan y se ponen por separado. Una vez que ha sido procesado, el gas natural limpio se distribuye a través de un sistema de tuberías de miles de kilómetros. Es a través de estas tuberías que el gas natural es transportado a su punto final para el uso doméstico, comercial, e industrial.

El gas natural se mide en unidades volumétricas o de energía. Un gas, es medido por el volumen que desplaza en la temperatura estándar y la presión, expresado generalmente en pies cúbicos. Las compañías de gas lo miden generalmente en miles de pies cúbicos (Mcf), en millones de pies cúbicos (MMcf), o en mil millones de pies cúbicos (Bcf), y estiman recursos como el gas original en sitio en unos billones de pies cúbicos (Bcf) o trillones de pies cúbicos (Tcf).

Similar a otras formas de energía, el gas natural puede ser calculado y presentado en unidades termales británicas (BTU). Un BTU es la cantidad de calor requerida para levantar la temperatura de una libra de agua por un grado Fahrenheit en la presión normal.

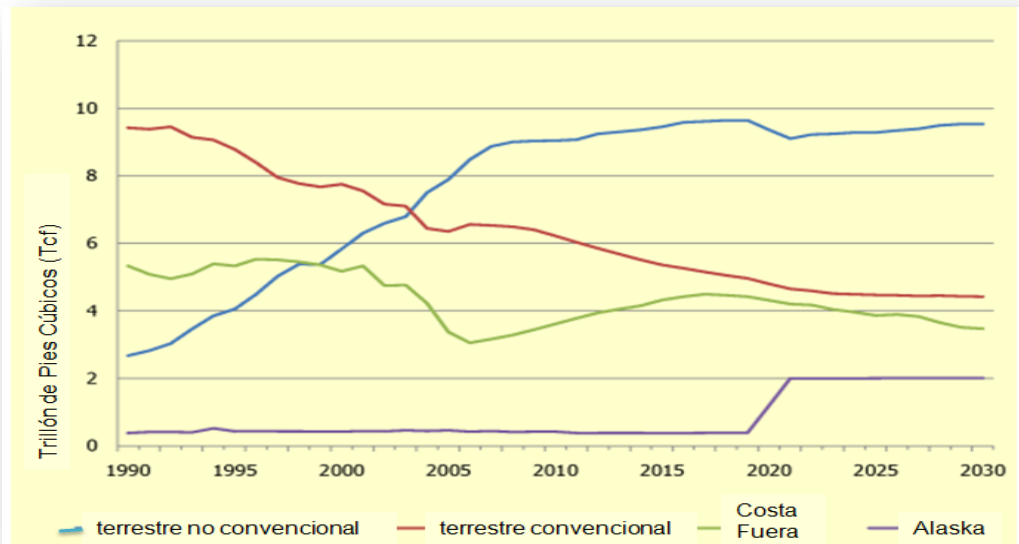
2.5 Gas no convencional.

En los Estados Unidos aumentaron sus reservas de gas natural en 6% a partir de 1970 hasta 2006, produciendo aproximadamente 725 (Tcf) del gas durante ese período. Este aumento es principalmente debido al avance en la tecnología, dando por resultado

un aumento en las reservas económicamente recuperables (reservas que se han probado), que como se pensaba, era poco rentable.

En 2007, Texas, Wyoming, y Colorado eran los estados con las mayores adiciones a reservas de gas demostradas para este año; estas adiciones eran de gas en lutitas, de gas en arenas delgadas y de minas de carbón con metano, a esto se le conoce como gas no convencional. Asimismo los estados de Texas (30%) y Wyoming (12%) tenían el mayor volumen de reservas probadas de gas en E.U. en el 2007, ambos principalmente como consecuencia del desarrollo del gas natural no convencional.

El gas natural no convencional, se convierte en una porción cada vez mayor de las reservas probadas de los E.U., mientras que las reservas de gas convencional están disminuyendo. Durante la década pasada, la producción de fuentes no convencionales ha aumentado casi 65%, a partir de 5.4 (Tcf/año) en 1998 a 8.9 (Tcf/año) en 2007 (**Gráfica 2.5**).



Gráfica 2.5. Producción de Gas Natural por fuente. (Tcf/año).

2.6 El Papel del Gas en Lutitas a Nivel Mundial.

Se realizan importantes estudios sobre el desarrollo de proyectos de lutita, evaluaciones y apoyo a proyectos en todo el mundo (**Figura 2.1**).

- ✓ Se evalúan Cuencas principales de lutita en Europa Central y China con el fin de identificar los sectores productivos con mayor potencial.
- ✓ En América del Sur, se está ayudando a los operadores a evaluar el play de lutitas y el desarrollo de las estrategias de desarrollo más optimizado para estos plays.
- ✓ En el Oriente Medio y África, se están realizando amplios estudios para desarrollar estrategias de ejecución en la operación en lutitas.



Figura 2.1. Distribución Global de recursos de Gas en Lutitas (1997).

En los 48 estados de Estados Unidos se tiene una amplia distribución de lutitas sumamente orgánicas que contienen grandes recursos de gas natural (**Figura 2.2**). El papel de la Lutita Barnett en Texas produce el 6% de todo el gas natural producido en los 48 estados. Las tecnologías mejoradas de perforación y de fracturamiento han contribuido bastante al potencial económico de gas en lutitas. La **Gráfica 2.6** muestra la contribución proyectada de gas en lutitas a la producción de gas total no convencional en Estados Unidos en Bcf/día.

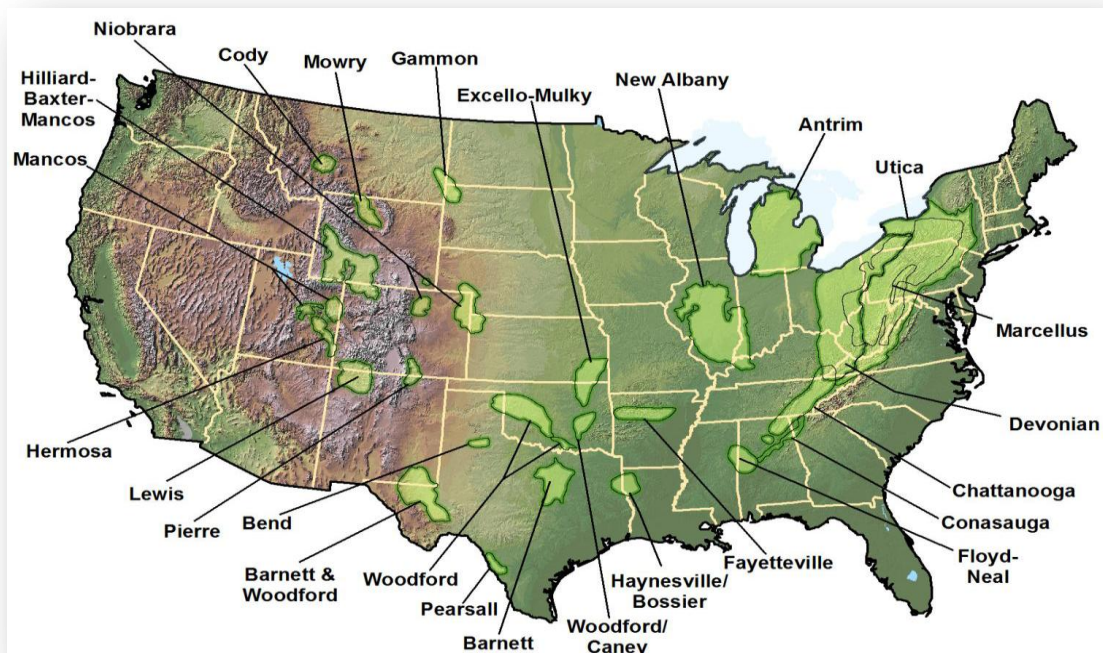
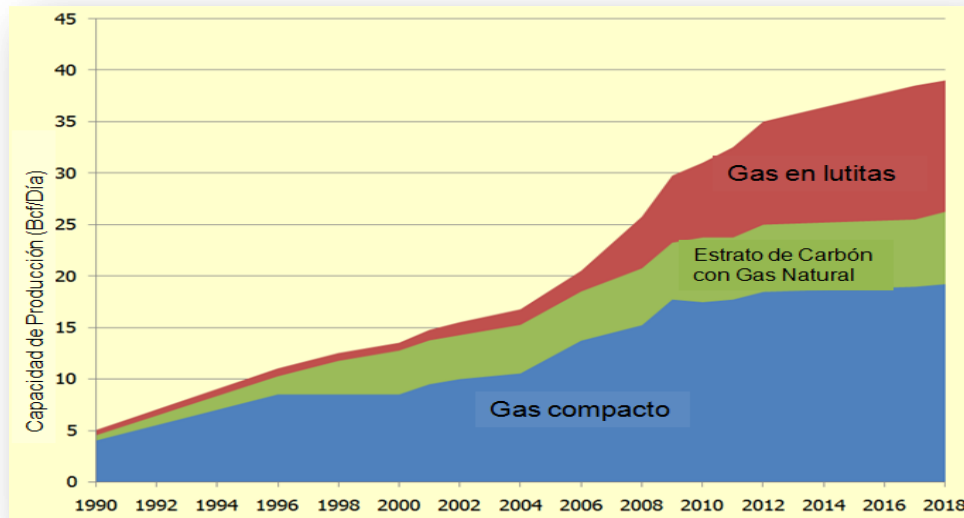


Figura 2.2. Cuencas de Gas en Lutita en Estados Unidos.



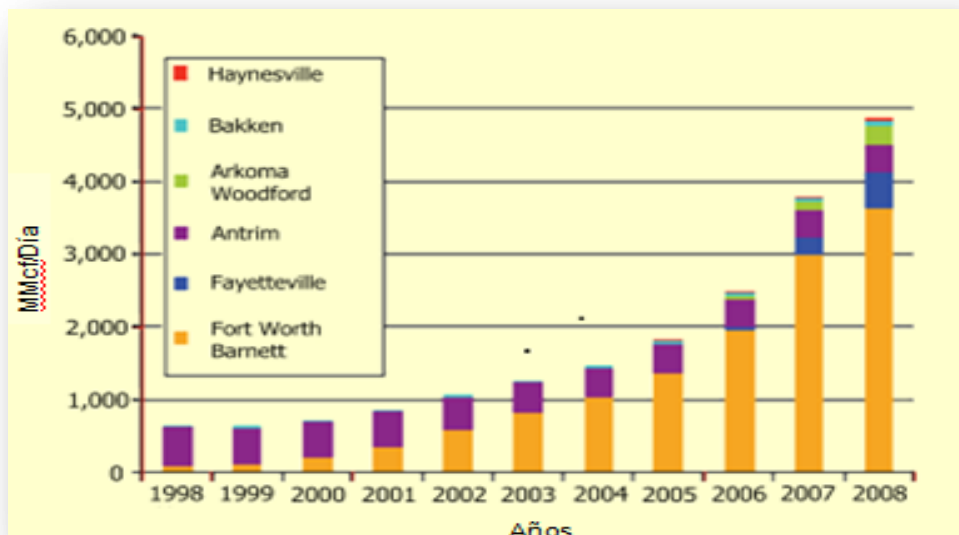
Gráfica 2.6. Perspectiva de Gas no Convencional en Estados Unidos (Bcf/día).

Existen tres factores que han intervenido en estos últimos años para hacer la producción de gas en lutitas económicamente viable:

- 1) Avances de la perforación horizontal,
- 2) Avances en la fractura hidráulica, y
- 3) Aumentos rápidos de precios de gas natural en los últimos años como consecuencia de presiones significativas de la oferta y de la demanda.

Los avances en las tecnologías preexistentes de perforación direccional y del sistema de fractura hidráulico ponen la etapa para la perforación horizontal y técnicas de fracturamiento, sin las cuales muchos de los plays de gas natural no convencionales no serían económicos. A finales del año de 1990, sólo 40 plataformas de perforación (el 6% de aparejos totales activos en E.U.) eran capaces de la perforación horizontal terrestre; aquel número creció a 519 aparejos (el 28% de aparejos totales activos en E.U.) antes de mayo de 2008.

Se ha sugerido que el crecimiento rápido del play de gas natural no convencional en E.U. no ha sido capturado por estimaciones recientes del recurso compiladas por la EIA y que, por lo tanto, sus estimaciones de recurso no reflejan con exactitud la contribución de gas en lutitas. Desde 1998, la producción anual ha excedido constantemente los pronósticos de la EIA de la producción de gas no convencional en el mundo. La mayor parte de este aumento es atribuible a la producción de gas en lutitas, en particular al Campo Barnett en Texas. Tomando esto en consideración, Navigant Consulting, añadiendo su propio análisis del recursos de gas en lutitas a otras estimaciones de recursos nacionales, ha estimado que los recursos totales de gas natural estadounidense (solo demostrado más no probado técnicamente recuperable) son 1,680 a 2,247 (Tcf), o 87 a 116 años de producción en niveles de producción de los E.U. en el 2007. Esto se compara con la estimación nacional del recurso del EIA de 1,744 (Tcf), está dentro de la gama de Navigant Consulting, ha estimado que el gas en lutitas comprende el 28% o más del total estimado de recursos técnicamente recuperables de gas en E.U.. La **Gráfica 2.7** representa la producción diaria (MMCF/día) de cada uno de los plays de gas en lutitas actualmente activos.



Gráfica 2.7. Tendencias en Producción de Gas en Lutitas (MMcf/día).

Como con la mayoría de las estimaciones del recurso, especialmente los recursos emergentes tales como gas natural no convencional, estas estimaciones pueden cambiar en un cierto plazo. Además, hay una variedad de organizaciones que hacen las estimaciones de la producción del recurso y del futuro para el gas en lutitas.

Los analistas estimaron para el 2011 el crecimiento de reservas (del 50% al 60%, o aproximadamente 3 Bcf/día) vendrá de yacimientos de gas en lutitas no convencionales. Los recursos recuperables totales de gas a partir de 4 plays emergentes de gas en lutitas (Haynesville, Fayetteville, Marcellus, y Woodford) pueden estar sobre 550 (Tcf). Los volúmenes anuales de producción total será de 3 a 4 (Tcf) los cuales pueden ser constantes durante décadas. Una ventaja adicional del play de gas en lutitas es que muchos existen en áreas desarrolladas previamente para la producción de gas natural y, por lo tanto, la mayor parte de la infraestructura de tubería necesaria está ya en el lugar. Muchas de estas áreas son también próximas a los centros poblados, facilitando el transporte a consumidores. Sin embargo, las tuberías adicionales tendrán que ser construidas para tener acceso al desarrollo en las áreas que no han tenido producción de gas antes.

2.7 Una mirada al futuro.

Considerando la naturaleza limpia del gas natural, los recursos domésticos del gas natural de la nación, y la presencia de infraestructura favorable, el desarrollo de las reservas de gas en lutitas será muy importante en la lista energética de los E.U. durante muchos años.

Lo anterior describe las mejoras a la perforación horizontal y las tecnologías de fractura hidráulicas que han abierto la puerta a la recuperación económica de gas en lutitas. Esto también habla de las prácticas adicionales que han permitido al desarrollo de las áreas

que antes podrían haber sido inaccesibles debido a requisitos o restricciones ambientales contra perturbaciones tanto en ajustes urbanos como en rurales. En ambientes urbanos, esto puede significar menos impacto sobre poblaciones cercanas y negocios. Pero en ambientes rurales, esto puede significar menos consecuencias para hábitats de fauna, recursos agrícolas, y cuerpos de agua.

Estas tecnologías y prácticas, a lo largo del incremento de los precios de gas van en aumento en los últimos años, han proporcionado el medio por el cual el gas en lutitas puede ser recuperado económicamente. Las mejoras de reducir la huella total y el nivel de perturbación de la perforación y actividades de terminación han proporcionado a la industria con los métodos para avanzar con el desarrollo en nuevas áreas que antes eran inaccesibles.

CAPÍTULO III.

**Aspectos Geológicos de los
cuerpos Lutíticos conteniendo
Gas Natural.**

3. Aspectos Geológicos de los cuerpos lutíticos conteniendo Gas Natural.



3.1 Introducción.

Hasta ahora se pensaba que el gas natural y el petróleo sólo podían extraerse de yacimientos de areniscas, rocas sedimentarias cuya relativa permeabilidad permite liberar el hidrocarburo sin mayor problema. Con tecnologías relativamente recientes, el gas natural también puede extraerse de otra roca sedimentaria más abundante y aunque muchísimo menos permeable, la cual llega a contener considerable cantidad del preciado hidrocarburo.

Estas rocas son las lutitas gasíferas y aunque algunos expertos décadas atrás conocían la existencia de gas en las profundas lutitas, no existía la manera de recuperarlo de manera productiva.

La lutita es la roca sedimentaria más común y proviene de las arcillas y limos depositados en mares, lagos y lagunas. Si la lutita es negra se debe a la presencia de materia

orgánica y cuando su contenido es elevado, se habla de "lutitas bituminosas". Es conocida por ser la roca madre o almacén, dadas sus condiciones de porosidad y permeabilidad.

Actualmente, con el uso del fracturamiento hidráulico (llamado también "fracking") combinado con la perforación horizontal, es posible extraer gas natural de distintas cuencas de lutitas a lo largo y ancho de Estados Unidos, y muy pronto será posible en muchos lugares del planeta.

3.2 La naturaleza de las lutitas.

La lutita es una abundante roca sedimentaria de permeabilidad extremadamente baja, que a menudo se considera una barrera natural para la migración del petróleo y el gas. En las lutitas gasíferas, el gas es generado localmente; la lutita actúa a la vez como roca generadora (roca madre) y como yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos o las fracturas de la lutita, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en ella. Esto 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, a la que a menudo subyace un contacto gas-agua.

Principalmente se compone de minerales arcillosos, que se forman en el campo sedimentario y de restos de cuarzo, feldespato y mica. Componentes adicionales son hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros. Son de colores muy variables: gris, verde, rojo, café, negra. Las variedades negras son particularmente ricas en sustancias orgánicas. Como anteriormente se menciona la lutita es una roca sedimentaria con una permeabilidad muy baja. Debido a que la formación es mucho menos permeable, la industria tiende a llamar a esta formación arena compacta. Los perforadores tienen programas que en ocasiones notan gas que proviene de la lutita, pero en la mayoría de las veces ignoran la presencia de esta.

La diferencia del gas convencional de arenas o carbonatos, es que se basan en trampas geológicas para mantener el gas en su lugar, mientras que la lutita es tanto la fuente como el productor de gas. El peso de la roca y los movimientos de la corteza terrestre forman fracturas naturales en la lutita.

Si un operador tiene la suerte de encontrar muchas fracturas en un yacimiento de gas de lutita, podría recuperar el gas suficiente como para que sea rentable. Sin embargo, es necesario que la lutita se fracture mediante el uso de tratamientos de estimulación para crear un área suficiente antes de que la producción sea considerada económicamente. El único lugar para que el gas pueda fluir es a través de fracturas naturales en la roca o a través de las fracturas creadas mediante la inyección de altas tasas de fluidos y de apuntalante en la formación a alta presión.

3.3 Geología de las lutitas productoras de Gas.

El gas en las lutitas es el gas natural producido en formaciones de lutita que suelen funcionar como depósito y como fuente para el gas natural. En cuanto a su composición química, el gas de lutita es típicamente un gas seco compuesto principalmente por metano (90% o más), pero algunas formaciones producen gas húmedo. El campo Antrim y las formaciones de New Albany típicamente han producido agua y gas. El gas que procede de las lutitas son formaciones de lutita ricas en materia orgánica que se consideraban anteriormente sólo como rocas de origen y sellos para el gas que se deposita en la arenisca estratigráficamente asociada. La lutita es una roca sedimentaria que está compuesta de partículas de arcilla consolidada. Las lutitas se depositan como lodo en depósitos de baja energía como planicies y en las cuencas de aguas profundas donde las partículas de grano fino de la arcilla caen en suspensión en estas aguas tranquilas. Durante la depositación de estos sedimentos de grano muy fino, también puede ser depositada materia orgánica en forma de algas, plantas, y desechos orgánicos

de origen animal. Los granos de arcilla natural tienden a acumularse como los sedimentos, se acumulan y posteriormente se compactan como resultado de la depositación adicional del sedimento. Esto da como resultado una capa de lodo que se litifica (solidifica) en forma laminar en capas de lutita. Los granos minerales de la arcilla son una hoja muy fina y las capas laminadas de sedimento dan como resultado en una roca que ha limitado la permeabilidad horizontal y extremadamente la limitada permeabilidad vertical. Las lutitas sin fracturas tienen permeabilidades de la matriz en el orden de 0.01 a 0.00001 millidarcies. Esta permeabilidad baja significa que el gas atrapado en la lutita no puede moverse fácilmente dentro de la roca excepto sobre las extensiones geológicas de tiempo (millones de años).

La **Figura 3.1** muestra un afloramiento de lutitas que revela los planos de estratificación natural, la fractura natural de lutita es casi vertical que corta a los planos horizontales. Aunque las fracturas verticales que se muestra en la imagen son de origen natural, las fracturas artificiales inducidas por la estimulación hidráulica en la roca del subsuelo tendrían un aspecto similar.



Figura 3.1. Afloramiento de Lutitas.

La baja permeabilidad de las lutitas se clasifica como un yacimiento no convencional de gas (o en algunos casos, aceite). Los yacimientos de gas son clasificados como convencionales o no convencionales por las siguientes razones:

- a) **Yacimientos convencionales-** Los pozos en yacimientos convencionales de gas se producen de las arenas y carbonatos (calizas y dolomitas) que contienen el gas en los espacios porosos interconectados que permiten el flujo al pozo. Al igual que una esponja, el gas en los poros puede moverse de un poro al otro por los más pequeños espacios de poro que crean el flujo permeable por el yacimiento. En yacimientos de gas natural convencionales, el gas a menudo proviene de lutitas ricas en materia orgánica proximal a la arenisca más porosa y permeable o del carbonato.

- b) **Yacimientos no convencionales-** Los pozos en yacimientos no convencionales producen en formaciones de baja permeabilidad en formación como arenas compactas y carbonatos, carbón, y la lutita. En yacimientos de gas no convencional, el gas a menudo procede de la roca del yacimiento (la arenisca compacta de gas y los carbonatos son una excepción). Debido a la baja permeabilidad de estas formaciones, normalmente es necesario estimular el yacimiento para crear la permeabilidad adicional. El fracturamiento hidráulico de un yacimiento es el método preferido de estimulación de gas en lutitas. Las diferencias entre los tres tipos básicos de yacimientos no convencionales incluyen:
 1. **Gas en formaciones compactas-** Los pozos producen en formaciones de baja porosidad regional en yacimientos de areniscas y carbonatos. El gas natural se origina fuera del yacimiento y con el tiempo migra al yacimiento (millones de años). Muchos de estos pozos se perforan horizontalmente y la mayoría son hidráulicamente fracturados para mejorar la producción.

2. **Gas Natural en capas de carbón (CBNG)**- Los pozos producen de las fisuras de carbón que actúan como la fuente y el yacimiento del gas natural. Los pozos con frecuencia producen tanto agua como gas natural. El gas natural puede obtenerse por alteraciones termogénicas de carbón o por la acción biogénica de microbios sobre el carbón. Hay algunos pozos perforados horizontalmente de CBNG y unos reciben tratamientos de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, algunos yacimientos de CBNG son también fuentes subterráneas de agua potable y como tal, hay restricciones para el uso del fracturamiento hidráulico. Los pozos de CBNG son en su mayoría como la matriz de carbón que no tiene la fuerza para mantener la porosidad bajo la presión de espesor de recubrimiento significativo.

3. **Gas de Lutitas**- Los pozos producen en formaciones de lutita de baja permeabilidad que son también la fuente para el gas natural. Los volúmenes de gas natural pueden ser almacenados en un sistema local de macroporosidad (fractura de la porosidad) dentro de la lutita, o dentro de microporos de la lutita, o puede ser adsorbido por los minerales o materia orgánica dentro de la lutita. Los pozos pueden ser perforados ya sea vertical u horizontalmente y la mayoría son fracturados hidráulicamente para estimular la producción. Los pozos de gas en lutita pueden ser similares a otros pozos convencionales y no convencionales en términos de profundidad, índice de producción, y perforación.

3.4 Orígenes del Gas Natural.

El gas procedente de las lutitas es creado y almacenado dentro del mismo lecho de las lutitas. El gas natural (el metano) es generado de la materia orgánica que es depositada en la matriz de la lutita.

El potencial de una formación lutítica para contener las cantidades económicas de gas, debe ser evaluado mediante la identificación de las características específicas de rocas generadoras como el carbón orgánico total (TOC), la madurez termal, y el análisis de kerógeno. Juntos, estos factores pueden ser usados para predecir la probabilidad anticipada de la lutita para producir los volúmenes económicamente viables de gas natural. Un número de pozos pueden necesitar ser analizados para caracterizar el potencial de una formación lutítica, sobre todo si la cuenca geológica es grande y si hay variaciones en la zona de las lutitas.

3.5 Lutitas gasíferas en los Estados Unidos.

Las lutitas más activas hasta la fecha son: los campos Barnett, Haynesville / Bossier, Antrim, Fayetteville, Marcellus, y New Albany. Cada una de las cuencas de lutitas son diferentes y cada una tiene un criterio único de exploración y retos operacionales. Debido a estas diferencias, el desarrollo de los recursos de gas en cada una de estas áreas afronta desafíos potencialmente únicos. Por ejemplo, el campo Antrim y el New Albany son lutitas menos profundas que producen un volumen significativo de agua de formación a diferencia que la mayor parte de otras lutitas de gas. El desarrollo del campo Fayetteville ocurre en las áreas rurales del centro-norte de Arkansas, mientras que el desarrollo del Campo Barnett es enfocado en la zona de Forth Worth en Texas, en un entorno urbano y suburbano.

Cuencas	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
Tipo de Terminación	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Área de la cuenca, km ²	12,949.94	23,309.89	23,309.89	246,048.84	28,489.87	31,079.85	112,664.47
Profundidad, m	1981.2 - 2590.8	304.8 - 2133.6	3200.4 - 4114.8	1219.2 - 2590.8	1828.8 - 3352.8	182.88 - 670.56	152.4 - 609.6
Espesor neto, m	30.48 - 182.88	6.1 - 60.96	60.96 - 91.44	15.24 - 60.96	36.58 - 67.06	21.34 - 36.58	15.24 - 30.48
Espesor de la columna de la roca, m	1615.44 - 2225.04	152.4 - 1981.2	3078.48 - 3992.88	647.7 - 2331.72	1706.88 - 3230.88	91.44 - 579.12	30.48 - 487.68
Carbón orgánico total (TOC), %	4.5	4-9.8	0.5-4.0	3-12.0	1-14.0	1-20.0	1-25.0
Porosidad Total, %	4-5.0	2-8.0	8-9.0	10	3-9.0	9	10-14.0
Contenido de gas, scf/ton	300-350	60-220	100-330	60-100	200-300	40-100	40-80
Producción de agua, Bd de agua	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	5-500	5-500
Espaciamiento de pozos, km ²	0.24 - 0.65	0.32 - 0.65	0.16 - 2.27	0.16 - 0.65	2.43	0.16 - 0.65	0.32
Volumen de gas original, Tcf	327	52	717	1,500	23	76	160

Tabla 3.1. Comparación de datos de lutitas productoras en los Estados Unidos.

En la **Tabla 3.1.** se resumen las características principales de las lutitas gasíferas en los campos más activos de Estados Unidos. Esta tabla suministra datos relacionados con el carácter de la lutita y también proporciona el medio para comparar algunas de las características claves que se utilizan para evaluar las diferentes cuencas lutíticas. Se tiene en cuenta que las estimaciones de los recursos de gas en lutitas, en especial, la parte que es técnicamente recuperable, es probable que aumente con el tiempo, a medida

que se disponga de nuevos datos de perforación adicional, que se adquiera experiencia en la producción de gas en lutitas y mejorar las tecnologías de recuperación. Algunos ejemplos de estos campos se muestran en la (Figura 3.2).

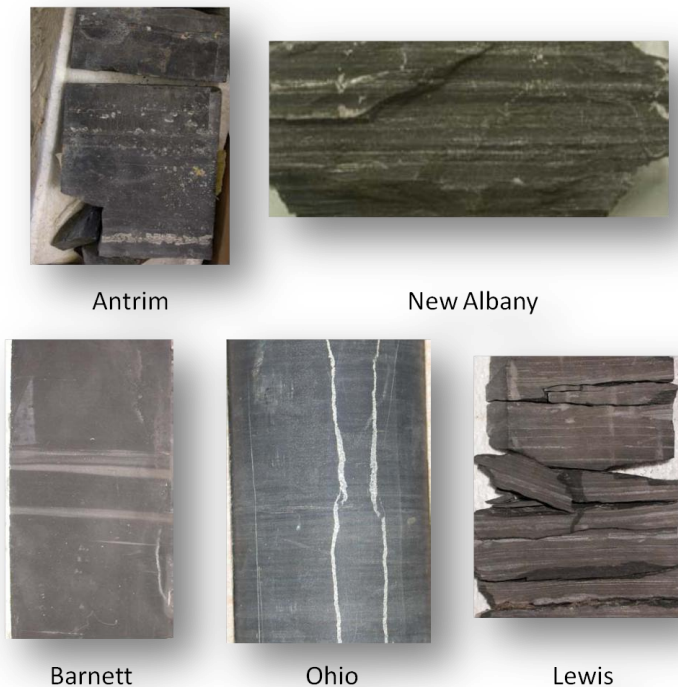


Figura 3.2. Ejemplo de diferentes Lutitas en Estados Unidos.

3.6 Características de los 7 Campos más activos en Estados Unidos.

1) Campo Barnett.

Se encuentra en la cuenca del Fort Worth del centro norte de Texas. Se trata de una lutita del Mississipiano, situada a una profundidad de 1981.2 a 2590.8 (m) (Tabla 3.1.

y **Figura 3.3)** y está delimitada por formaciones de caliza arriba y por debajo (Formaciones Bend Marble Falls y Chappel respectivamente) (**Tabla 3.2).**

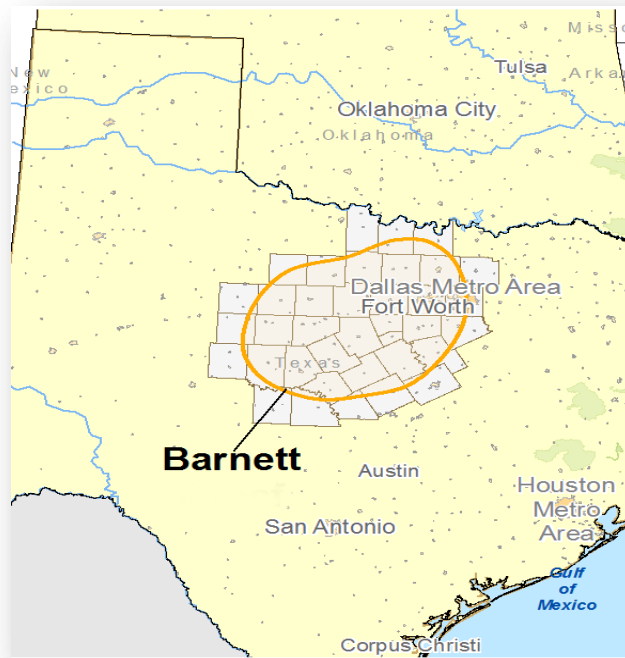


Figura 3.3. Campo Barnett en la Cuenca del Fort Worth.

Con más de 10,000 pozos perforados hasta la fecha, el campo Barnett es el play de lutitas de gas más importante en los E.U.. El desarrollo de Barnett ha sido un campo de pruebas para la combinación de las tecnologías de perforación horizontal y de gran volumen en fractura de tratamientos hidráulicos. Las operaciones de perforación aumentan la cantidad de gas recuperado. Mientras que las terminaciones de pozos horizontales están produciendo en un espaciamiento entre pozos que van desde 0.24 hasta 0.65 (km²) por pozo (**Tabla 3.1).**

Periodo		Grupo
Permiano	Leonardiaco	Clear Fork
		Wichita
	Wolfcampico	Cisco
Pennsilviano	Virgilico	Canyon
	Missourico	Strawn
	Atokanico	Bend
	Morrowanico	Marble Falls Limestone
		Barnett
Mississippiano	Chesterico - Meramecico	Chappel Limestone
	Osagenico	Viola
Limestone		
Canadico		Simpson Ellenburger

Tabla 3.2. Estratigrafía del campo Barnett.

El campo Barnett cubre un área de 12,949.94 (km²), con un espesor aproximado de 30.48 a más de 182.88 (m). El volumen de gas original para el campo Barnett es de 327 (Tcf), con las estimaciones de recursos técnicamente recuperables de 44 (Tcf). El contenido de gas es el más alto entre los principales plays de lutitas, que van desde 300 a 350 (scf / ton) de roca (**Tabla 3.1.**).

2) Campo Fayetteville.

Está situado en la cuenca de Arkoma en el norte de Arkansas y el este de Oklahoma tiene un rango de profundidad de 304.8 a 2133.6 (m) (**Figura 3.4** y **Tabla 3.1.**). Este

campo es del periodo del Mississipiano delimitado arriba por la formación Pitkin (caliza) y abajo por la formación Batesville (arenisca) (**Tabla 3.3**).

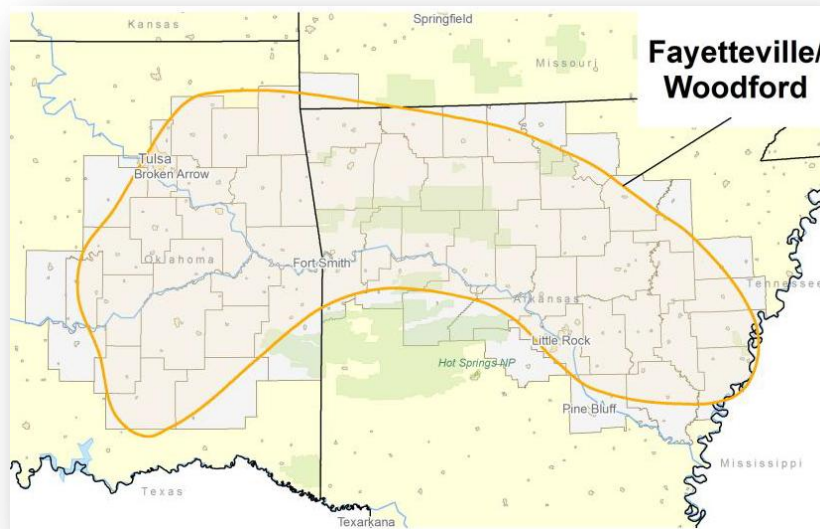


Figura 3.4. Campo Fayetteville en la Cuenca Arkoma.

Periodo		Grupo	
Carboníferos	Pennsilviano	Atoka	
		Boyd	
		Hale	Prairie Grove
			Cane Hill
			(IMO)
	Mississipiano	Pitkin	
		Fayetteville	
		Batesville	
		Moorefield	
		Boone	

Tabla 3.3. Estratigrafía del Campo Fayetteville.

El desarrollo del campo Fayetteville comenzó en el año 2000 ya que las empresas de gas que habían experimentado el éxito en el campo Barnett de la Cuenca Fort Worth identificaron semejanza entre ellos. Por experiencias obtenidas de la perforación horizontal y técnicas de fracturamiento hidráulico empleadas en el campo Barnett, se obtuvo un resultado positivo (económicamente) tras su adaptación al desarrollo de Fayetteville. Entre 2004 y 2007 el número de pozos de gas perforados anualmente en Fayetteville saltó de 13 a más de 600, y la producción de gas aumentó de 100 (MMcf/año) a aproximadamente 88.85 (Bcf/año). Con más de 1000 pozos en producción hasta la fecha, se encuentra actualmente en camino de convertirse en uno de los campos más activos en Estados Unidos.

El área de este campo es casi el doble del campo Barnett en 23,309.89 (km²), con espaciamiento entre pozos que van desde 0.32 hasta 0.65 (km²) por pozo, y un promedio del espesor entre 6.1 a 60.69 (m). El contenido de gas se ha medido de 60 a 220 (scf/ton), que es menos que el campo Barnett que va de 300 a 350 (scf/ton). El bajo contenido de gas, en comparación con el Barnett, da lugar a bajas estimaciones del volumen de gas original y recursos técnicamente recuperables: 52 y 41.6 (Tcf), respectivamente (**Tabla 3.1**).

3) Campo Haynesville.

También conocido como el Haynesville-Bossier, está situado en el norte de Louisiana dentro de la Cuenca del Salado Luisiana y al este de Texas, con profundidades que van desde 3,200.4 a 4,114.8 (m) (**Figura 3.5 y Tabla 3.1**). El Haynesville es una lutita del Jurásico Superior delimitado arriba por la formación Cotton Valley (areniscas) y por debajo la formación Smackover (caliza) (**Tabla 3.4**).

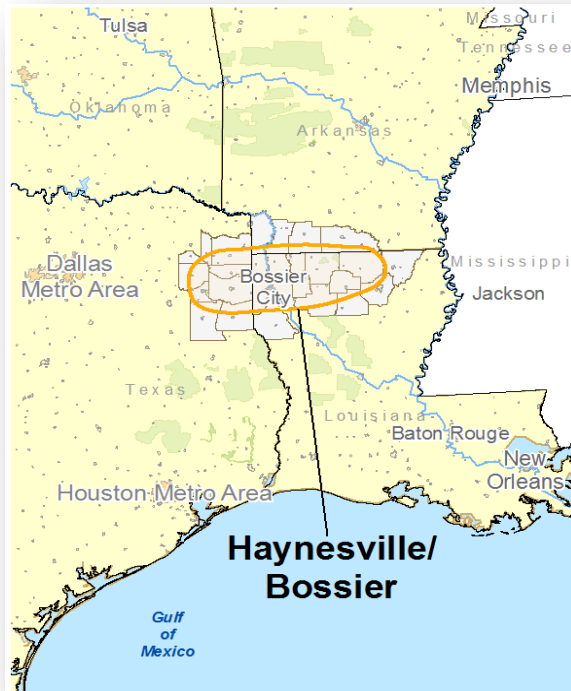


Figura 3.5. Campo Haynesville en la Cuenca de Texas y Louisiana.

En el 2007, tras varios años de perforación y pruebas, se publica que en el Haynesville se tiene una reserva potencialmente de gas, aunque la reserva total del campo se conocerá después de varios años más de desarrollo.

El Campo Haynesville cubre un área de aproximadamente 23,309.89 (km²), con un espesor neto de 60.96 a 91.44 (m). El espesor y extensión areal del Haynesville ha permitido a los operadores evaluar una variedad más amplia de la distancia que hay de los pozos entre los intervalos que van desde 0.16 hasta 2.27 (km²). Estimaciones de gas contenido en el play van de 100 (scf/ton) a 330 (scf/ton). La formación Haynesville tiene el potencial para convertirse en un recurso importante de gas de lutitas para los Estados Unidos con las estimaciones originales de gas de 717 (Tcf) y recursos técnicamente recuperables estimados en 251 (Tcf) (**Tabla 3.1**).

Periodo		Grupo
Cretácico		Navarro
		Taylor
		Austin
		Eagle Ford
		Tuscaloosa
		Washita
		Fredericksburg
		Trinity
		Nuevo Leon
		Jurásico
Haynesville		
Smackover		
Norphlet		
Medio	Louann	
Inferior	Werner	
Triásico	Superior	Eagle Mills

Tabla 3.4. Estratigrafía del Campo Haynesville.

4) Campo Marcellus.

Es el play de gas en lutitas más extenso. Abarca seis estados en el noreste de E.U. (Figura 3.6). La profundidad estimada de producción para el Marcellus se encuentra entre 1219.2 a 2590.8 (m) (Tabla 3.1). El Marcellus es una lutita del Devoniano medio delimitado arriba por la formación Skaneateles (lutita) y abajo por la formación Onandaga (caliza) (Tabla 3.5).

Después de un aumento en los precios del gas, provocado por el Acto de Política del Gas Natural (NGPA) de 1978, el desarrollo de las lutitas gasíferas del Devoniano se levantó a principios y mediados de 1980, pero disminuyendo los precios del gas, los pozos resultaron poco rentables y comenzó la disminución de la producción en 1990. En el 2003,

Range Resources Corporation perforó el primer pozo económicamente productor en la Formación Marcellus en Pennsylvania con perforación horizontal y técnicas de fracturamiento hidráulico similares a las utilizadas en la Formación Barnett de Texas. Range Resources Corporation comenzó a producir esta formación en 2005. En septiembre de 2008, hubo un total de 518 pozos autorizados en Pennsylvania en el Marcellus, de los cuales 277 pozos perforados se habían aprobado.



Figura 3.6. Campo Marcellus en la Cuenca Apalaches.

Periodo		Grupo		
Devoniano	Pennsylviano		Pottsville	
			Mississipiano	Pocono
	Superior		Conewango	
			Conneaut	
			Canadaway	
			West Falls	
			Sonyea	
			Genesee	
			Tully	
	Medio		Hamilton	Moscow
				Ludlowville
				Skaneateles
				Marcellus
			Onandaga	
	Inferior		Tristates	
Helderberg				

Tabla 3.5. Estratigrafía del Campo Marcellus.

El campo Marcellus cubre un área de 246,048.84 (km²) con un espesor promedio de 15.24 hasta 60.96 (m). Mientras que en el Marcellus es más bajo su contenido de gas que va de 60 a 100 (scf/ton), el área es mucho más grande en comparación con el gas de lutitas de otros campos y esto da como resultado una mayor estimación de gas original que es de hasta 1500 (Tcf) (**Tabla 3.1**).

Un promedio de espaciamiento entre pozos en el Marcellus es de 0.16 a 0.65 (km²). Los datos de la **Tabla 3.1** muestran los recursos técnicamente recuperables para la formación que son de 262 (Tcf), aunque es muy parecida a la de Haynesville, las estimaciones del potencial del campo es objeto de una revisión frecuente, esto debido a su fase inicial de desarrollo.

5) Campo Woodford.

Situado en el centro-sur de Oklahoma, la profundidad de Woodford va de 1,828.8 a 3,352.8 (m) (**Figura 3.7 y Tabla 3.1**). Esta formación es una lutita del periodo Devoniano

delimitado arriba por la formación Osage (caliza) y por debajo de estratos indiferenciados (Tabla 3.6).



Figura 3.7. Campo Woodford en la Cuenca Anadarko.

La producción de gas natural en Woodford se inició en 2003 y 2004 con terminaciones de pozos verticales. Sin embargo, la perforación horizontal se ha adoptado en el Woodford, como en otros campos de gas de lutita, debido al éxito en el Barnett.

El Woodford abarca un área de más de 28,489.87 (km²). El campo Woodford está en una etapa temprana de desarrollo y se produce de espaciamientos entre pozos de 2.43 (km²), el espesor medio de la Lutita de Woodford varía de 36.8 a 67.06 (m) a través del play (Tabla 3.1).

El contenido de gas en el Woodford es mayor que en otros campos y va de 200 a 300 (scf/ton). La estimación original del gas en el Woodford es similar a Fayetteville de 23 (Tcf) mientras que los recursos técnicamente recuperables son 11.4 (Tcf) (Tabla 3.1).

	Periodo	Grupo		
Permiano	Ochoan	Cloyd Chief Form.		
	Guadalupiano	White Horse		
		El Reno		
	Leonardiano	Enid		
	Wolfcampiano	Chase		
		Council Grove		
		Admire		
Pensilviano	Atokan	Atoka		
	Morrowan	Morrow		
Missisipiano	Chesteriano	Chester		
	Merameciano	Miss Lime	Meramec Lime	
	Osageano		Osage Lime	
	Kinderhookiano	Woodford		
Devoniano	Superior	Woodford		
	Medio	Indiferenciado		
	Inferior	Hunton	Haragan Form.	
			Henryhouse Form.	

Tabla 3.6. Estratigrafía del Campo Woodford.

6) Campo Antrim.

Está situado en la parte superior de la península más baja de Michigan en la cuenca de Michigan (**Figura 3.8**). Es del periodo Devoniano Tardío, delimitado arriba por la formación Bedford (lutita) y por la formación Squaw Bay (caliza) y se produce a una profundidad de 182.88 y 670.56 (m), que es más típico el gas de las formaciones de lutita CBNG (**Tabla 3.7 y Tabla 3.1**).



Figura 3.8. Campo Antrim en la Cuenca Michigan.

Periodo		Formación	
Cuaternario	Pleistoceno	Glacial Drift	
Jurásico	Medio	Ionia	
Pensilviano	Tardío	Grand River	
	Temprano	Saginaw	
		Parma	
Missisipiano	Tardío	Bayport Limestone	
		Michigan	
	Temprano	Marshall Sandstone	
		Coldwater Shale	
Devoniano	Tardío	Ellsworth Shale	Berea Sandstone
			Bedford Shale
		Upper Member	Antrim
		Lachine Member	
		Paxton Member	
		Norwood Member	
		Squaw Bay Limestone	

Tabla 3.7. Estratigrafía del Campo Antrim.

Aparte del campo Barnett, el campo Antrim ha sido uno de los más activos en desarrollarse y su gran expansión tuvo lugar a finales de 1980. Abarca un área de aproximadamente 31,079.85 (km²) y se caracteriza por:

- Su baja profundidad,
- El espesor estratigráfico es pequeño con volumen neto de 21.34 a 36.58 (m), y mayores volúmenes de agua producida en el rango de 5 a 500 (Bd) por pozo (Tabla 3.1).

El contenido de gas se encuentra entre los rangos de 40 y 100 (scf/ton). El gas original para el Antrim se estima en 76 (Tcf) con recursos técnicamente recuperables estimados en 20 (Tcf). El espaciamiento entre pozos va de 0.16 a 0.65 (km²) (Tabla 3.1).

7) Campo New Albany.



Figura 3.9. Campo New Albany en la Cuenca de Illinois.

Se encuentra ubicado en la Cuenca de Illinois en algunas partes del sureste de Illinois, en el suroeste de Indiana, y noroeste de Kentucky (**Figura 3.9**). Similar al Antrim, el New Albany tiene profundidades entre 152.4 y 609.6 (m) (**Tabla 3.1**) y es uno de los campos que tienen menos profundidad. La Formación New Albany es del Devoniano y Missisipiano, delimitado arriba y abajo por las formaciones Rockford y North Vernon (caliza) respectivamente (**Tabla 3.8**).

El New Albany es uno de los campos más grandes de gas de lutita, que abarca una superficie de aproximadamente 112,664.47 (km²) con aproximadamente un espaciamento entre pozos de 0.32 (km²). Similar al de Antrim, el New Albany tiene un espesor promedio de 15.24 hasta 30.48 (m) y tiene pozos con un promedio de 5 a 500 (Bd de agua). El contenido de gas se encuentra en los rangos de 40 a 80 (scf/ton). El volumen de gas original se estima en 160 (Tcf), y los recursos técnicamente recuperables estimados están en menos de 20 (Tcf) (**Tabla 3.1**).

Periodo		Formación	
Pennsylviano	Missouriano	Matton	
		Bond	
		Patoka	
	Desmoinesiano	Shelburn	
		Dugger	
		Petersburg	
		Linton	
Staunton			
Atokan	Brasil		
Morrowan	Mansfield		
Mississipiano	Chesteriano	Tobinsport	
		Branchville	
		Tar Springs	
		Glen Dean Limestone	
		Hardinsburg	
		Haney Limestone	
		Big Clifty	
		Beech Creek Limestone	
		Cypress	Elwren
		Reelsville Limestone	
		Sample	
		Beaver Bend Limestone	
		Bethel	
		Paoli Limestone	
	Ste. Genevieve Ls.		
	Valmeyerano	St. Louis Limestone	
		Salem Limestone	
		Harrodsburg Limestone	
		Muldraugh	Ramp Creek
		Edwardsville	
		Spickert Knob	
		New Providence Sh.	
		Kinderhookiano	Rockford Ls.
Sunbury Sh.			
Senecan Chautauquan	New Albany		
	Ellsworth Sh.		
	Antrim Sh.		
Eriano	North Vernon Ls.	Transverse	
	Jeffersonville Ls.	Detroit River	

Tabla 3.8. Estratigrafía del Campo New Albany.

CAPÍTULO IV.

**Técnicas de Explotación del Gas
Natural contenido en cuerpos
con alto contenido de Arcillas.**

4. Técnicas de Explotación del Gas Natural en Cuerpos con Alto Contenido de Arcillas.



4.1 Introducción.

El principal desafío con que se enfrenta la industria en las lutitas gasíferas, es el cómo extraer este gas de yacimientos conformados por rocas tan impermeables como el concreto. Los avances recientes en materia de perforación y terminación de pozos, particularmente están en las áreas de perforación horizontal, tubería flexible, operación de disparos y fracturamiento hidráulico.

Diversas tecnologías para ayudar a optimizar la producción proveniente de los yacimientos de gas en lutita, incluyen los sistemas rotativos direccionales para la perforación de pozos horizontales, los programas de diseño de tratamientos de estimulación, los fluidos de fracturamiento, y los programas integrales de productividad. Los nuevos fluidos de fracturamiento ayudan a transportar mejor los apuntalantes y proveer fracturas más anchas; pero sin producir daño de formación. Mientras que el objetivo de la simulación de operaciones de fracturamiento hidráulico y pruebas de gran

escala, consiste en mejorar los diseños de los tratamientos de fracturamiento, particularmente para predecir el crecimiento vertical de las fracturas.

Los investigadores también están analizando el efecto de la dirección de los esfuerzos sobre la propagación de las fracturas para optimizar las trayectorias de los pozos horizontales. Los esfuerzos naturales ejercidos sobre una roca determinarán que las fracturas crezcan en ciertas direcciones, como resultado de la presión ejercida durante las operaciones de fracturamiento. Para que la producción sea óptima, las fracturas deben presentarse y crecer perpendiculares al pozo. La mayoría de los pozos de gas en lutitas se diseñan y perforan para aprovechar esta tendencia. No obstante, es posible que una fractura longitudinal grande sea tan buena como múltiples fracturas transversales; y más eficaz desde el punto de vista de sus costos.

4.2 Pozos Horizontales.

El desarrollo moderno de gas en lutitas es un proceso impulsado por la tecnología para la producción de recursos de gas natural. En la actualidad, la perforación y terminación de pozos de gas en lutitas incluyen tanto pozos verticales como horizontales (**Figura 4.1**). Las cuencas de gas en lutitas se esperan que sigan una tendencia similar al campo Barnett con un aumento de pozos horizontales. Las tecnologías utilizadas por los operadores para perforar pozos de gas en lutitas son similares a las técnicas de perforación que han sido las normas de la industria de perforación de pozos de gas convencional. Tanto la perforación horizontal como el fracturamiento hidráulico son tecnologías establecidas con una trayectoria significativa; la perforación horizontal se remonta a los años los 30's y el fracturamiento hidráulico inicio en 1950. La diferencia clave entre un pozo de gas en lutitas y un pozo de gas convencional es la simulación del yacimiento realizado sobre pozos de gas en lutitas.



Figura 4.1. Terminación de Pozos Horizontales y Verticales

La evolución del campo Barnett se encuentra a favor de pozos horizontales, esto como resultado a las mejoras en la tecnología combinada con las ventajas económicas del yacimiento que un pozo horizontal proporciona sobre un pozo vertical. Ambos pozos pueden ser usados para recuperar el recurso, los operadores de este tipo de yacimientos de gas en lutitas confían más en las terminaciones de pozos horizontales para optimizar la recuperación de manera económica. La **Figura 4.1** ilustra cómo la perforación horizontal provee más exposición a la formación que la que tiene un pozo vertical, esto se debe a que las fracturas naturales de algunas lutitas, como las del Campo Marcellus, son verticales. Por ejemplo, en este mismo campo, un pozo vertical puede estar a tan solo 15.5 metros de formación, mientras que un pozo horizontal se extiende entre 600 a 1,900 metros dentro de los 15 y 60 metros de espesor de la formación. Este aumento de profundidad en el yacimiento crea una serie de ventajas sobre la perforación de pozos

verticales. Al perforar los pozos verticales, el pozo no cruza muchas de las fracturas verticales, mientras que los pozos horizontales se perforan verticalmente y luego horizontalmente a través de la formación de lutitas, aunque también de algunos pozos verticales más antiguos se pueden utilizar para hacerlos horizontales. Por lo tanto, el pozo queda perpendicular a la orientación de la fractura.

Existe una amplia gama de factores que influyen en la elección entre un pozo vertical o un pozo horizontal. Mientras que, para los pozos verticales requieren una menor inversión económica en función de cada pozo, la producción es a menudo menos económica. El precio de un pozo vertical puede costar \$800,000 dólares, (excluyendo el PAD (consiste en perforar en distintas direcciones desde un solo punto o desde un mismo cabezal y la infraestructura) comparado a la perforación de un pozo horizontal que puede costar \$2.5 millones de dólares o más (excluyendo el PAD y la infraestructura).

4.3 Diferentes Tipos de Terminación para los Pozos Horizontales.

En los pozos verticales, los tratamientos de fracturamiento hidráulico permiten incrementar el contacto con los yacimientos, mientras que en los pozos horizontales, el mejoramiento es exponencial (**Figura 4.2**). Si bien los resultados de la perforación de pozos de alto ángulo y largo alcance son alentadores, muchos de estos tratamientos a menudo no proveen los beneficios económicos o los incrementos de producción esperados. Este resultado es una función de los métodos de terminación de pozos utilizados para maximizar el contacto entre el pozo y la formación, estos pozos son tradicionalmente terminados en agujero descubierto, o con tubería de revestimiento cortas ranuradas, también llamados *liners*, o sarta completa.

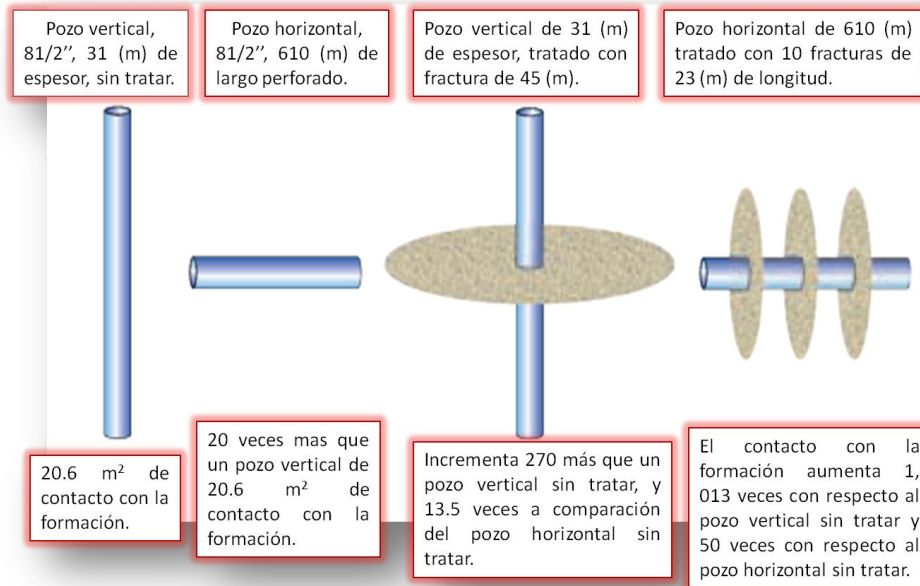


Figura 4.2. Mejoramiento del contacto con la formación en pozos verticales y horizontales.

En una terminación en agujero descubierto, es casi imposible efectuar un tratamiento de estimulación efectivo a lo largo del pozo horizontal utilizando los métodos tradicionales de bombeo forzado. Esto se debe a que es difícil colocar los fluidos y ácidos de fracturamiento en forma precisa dentro de la formación. Sin embargo, con la utilización de los métodos estándar, sólo se tratan las secciones superiores del pozo y es poco el fluido que alcanza los intervalos intermedios o inferiores.

Cuando los operadores optan por terminar los pozos horizontales con liners cementados, las zonas individuales pueden ser aisladas y tratadas con mayor facilidad. Este método evitaba problemas tales como inestabilidad y ensanchamiento del pozo, pérdida de circulación y control del mismo, eran muy frecuente estos problemas en las operaciones de perforación convencionales. No obstante, como sucede con cualquier tratamiento de

múltiples zonas, los costos que implican múltiples y prolongados viajes por zona a menudo exceden el valor del incremento de producción resultante.

La perforación con revestimiento o también llamada Casing Drilling, es una tecnología emergente que permite perforar y revestir de forma simultánea. La técnica de entubación durante la perforación minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación generado por la existencia de atascamiento de las tuberías o la pérdida del control del pozo, resultantes de un influjo de fluido de la formación.

La sarta de revestimiento se usa para transmitir energía mecánica e hidráulica a la barrena y el pozo se perfora por la rotación de ésta o se usa un motor de fondo. También poseen uniones más largas que las columnas de perforación estándar, lo que significa que las conexiones que deben realizar los perforadores se reducen en aproximadamente un 25%. Otro de los beneficios que ofrece es que se invierte menos tiempo en la circulación del fluido o rectificando el pozo para mantener la estabilidad del mismo durante la conexión de las tuberías.

La utilización de tubería de revestimiento para la perforación constituye una tecnología incipiente que permite bajar los costos de construcción de pozos, mejorar la eficiencia operacional y la seguridad, así como minimizar el impacto ambiental. También ofrece otras ventajas, tales como mejorar la circulación del fluido y remoción de los recortes de formación para lograr una limpieza más efectiva del pozo. Por el contrario, el anular ofrece mayor restricción al flujo y las pérdidas de presión son más altas que las que se dan en anulares convencionales. Esta técnica de perforación utiliza tuberías de gran diámetro que quedan instalados permanentemente en el pozo, en lugar de la sarta de perforación convencional.

La reducción del número de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce los incidentes de colapso de pozos producidos por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se produzcan desviaciones no

programadas y minimiza el desgaste interior de las sarta de revestimiento de superficie o intermedias instaladas previamente. Después de alcanzar la profundidad total, la tubería de revestimiento ya se encuentra en su lugar, lo que elimina la necesidad de extraer la sarta de perforación y luego bajar la tubería de revestimiento permanente, como se muestra en la **Figura 4.3**.



Figura 4.3. Equipo de perforación direccional con tubería de revestimiento.

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indica que esta técnica puede reducir el tiempo del equipo de perforación no productivo hasta en un 50% y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje nominal que oscila entre el 10 y el 35% por pozo, en ciertas aplicaciones. Aproximadamente un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y de la eliminación del tiempo necesario para instalar la tubería de revestimiento en una operación independiente.

A pesar de estos obstáculos, y dado que los tratamientos de fracturamiento hidráulico sistemáticamente se traducen en incrementos de producción, la demanda de esta práctica en todos los tipos de pozos continúa creciendo. En un esfuerzo por obtener mejores resultados, tanto en los costos como en la producción, las compañías de servicios están ofreciendo sistemas de fracturamiento que permiten el acceso, la estimulación y el aislamiento de numerosas zonas en terminaciones de pozos de alcance extendido y verticales, cementadas y en agujero descubierto, con una sola operación de intervención.

Algunas de estas técnicas de fracturamiento de múltiples zonas también están diseñadas para resolver los problemas relacionados con el control de la colocación del fluido de fracturamiento mediante la utilización de sistemas de transporte de herramientas tales como Tubería Flexible (TF) o Tubería enroscada.

4.4 Programas de Revestimiento y Cementación para la protección de Aguas Subterráneas.

Algunos programas estatales reguladores del aceite y del gas hacen énfasis en la protección de aguas subterráneas. Los requisitos de construcción de pozos consisten en la instalación de TR's (Tuberías de Revestimiento) con protección de acero y cemento que son específicamente diseñadas e instaladas para proteger los acuíferos de agua dulce y asegurar que la zona de producción esté aislada de las formaciones. Durante el proceso de perforación, un conductor y la TR en la superficie se ensamblan y se cementan en el pozo. En algunos casos, puede ser cementada una tubería conocida como Tubería Intermedia de Revestimiento (**Figura 4.4**). La tubería de revestimiento se cementa para garantizar que proporcione un sello entre la TR y la formación o entre dos TR's.

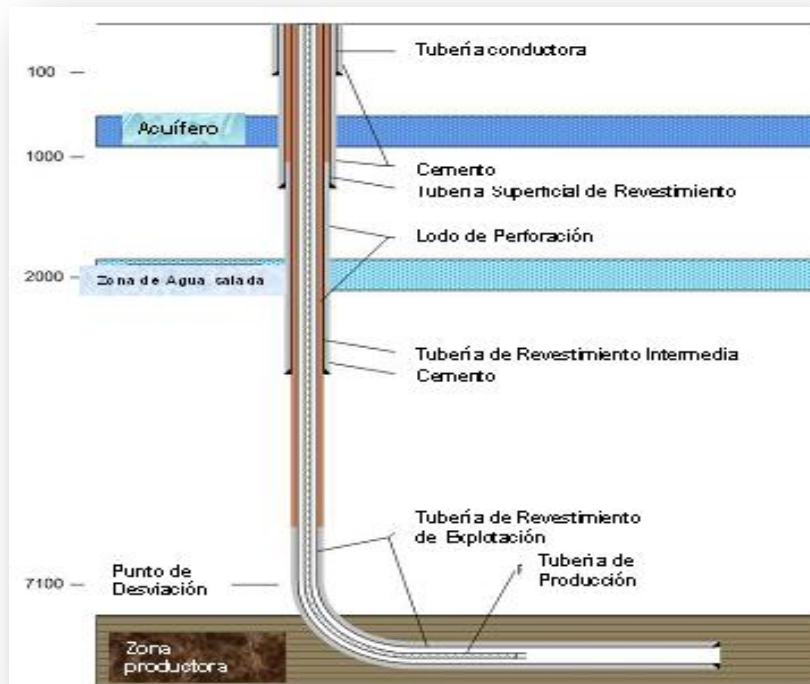


Figura 4.4. Programas de Tubería de Revestimiento y de la Cementación.

La TR conductora sirve de base para la construcción del pozo y previene el derrumbe de las paredes del pozo de la superficie. La TR de superficie es instalada para sellar posibles zonas potenciales de agua dulce, este aislamiento es necesario para proteger los acuíferos del lodo de perforación y los fluidos producidos. Como protección adicional de las zonas de agua dulce, la perforación con aire de rotación se utiliza cuando se perfora esta parte del intervalo del pozo para asegurar que el lodo de perforación no se ponga en contacto con la zona de agua dulce. Cuando se instala la TR intermedia, se usa para aislar zonas con presencia de agua dulce desde el pozo de producción. También puede ser necesaria a causa de una zona naturalmente sobre-presionada o por una zona donde exista agua con salinidad muy alta. El área debajo del agujero de la TR intermedia puede ser cementada justo encima del punto de salida para el tramo horizontal. Esta área del agujero es generalmente llena con lodos de perforación.

Cada sarta de la TR sirve como una capa de protección que separa los líquidos dentro y fuera de la TR y la prevención de cada uno con el contacto de otro. Los operadores realizan una variedad de verificaciones para garantizar que el aislamiento deseado de cada zona se está produciendo incluso asegurando que la TR usada tiene fuerza suficiente, y que el cemento se haya debidamente depositado a la TR. Estas verificaciones pueden incluir registros de cementaciones y pruebas de presión para asegurar la integridad mecánica de la TR. Además, los organismos reguladores estatales del aceite y del gas a menudo suelen especificar la profundidad requerida de la protección de la TR y regular el tiempo que se requiere para que el cemento se pueda fijar antes de una perforación adicional. Estos requisitos se basan normalmente en las condiciones regionales y se han establecido para todos los pozos exploratorios, pero puede ser modificado cuando las reglas del campo son designadas. Estos requisitos son instituidos por la agencia estatal del aceite y del gas para proporcionar la protección de recursos de aguas subterráneas. Una vez que las sartas de las TR's se corren y son cementadas puede haber cinco o más capas o barreras entre el interior de la TP (Tubería de Producción) y la formación acuífera (dulce o salada).

Una serie de informes y documentos preparados para el Instituto Americano del Petróleo (API) en la década de 1980, comenzó por evaluar los datos de aceite y gas producidos en las cuencas para determinar si hay formación natural que presente agua, estos resultados fueron reportados a causa de la corrosión de las TR's de los pozos.

La corrosión de un pozo de gas en lutitas es el deterioro de la tubería, que es producto de su interacción con el ambiente que lo rodea. Los factores influyentes pueden ser el pH del electrolito, gases disueltos, temperatura, presión, humedad, velocidad del flujo, entre otros. Algunos tipos son la Corrosión por H_2S , la Corrosión por microorganismos y la Corrosión por CO_2 .

- **Corrosión por H₂S**- Es la presencia del H₂S transportado con el fluido de perforación o producción que puede producir diversos daños en las tuberías. Cuando la temperatura aumenta la susceptibilidad a la fisuración disminuye. (Figura 4.5).

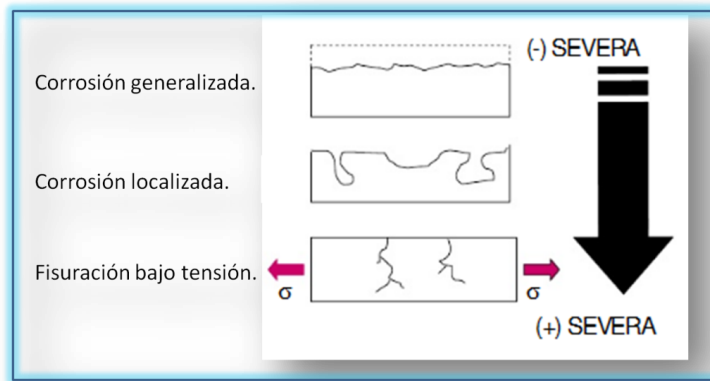


Figura 4.5. Tipos de Corrosión por H₂S.

- **Corrosión por microorganismos**- Son microorganismos tan pequeños que permiten penetrar en fisuras y microporos, se reproducen en periodos cortos de tiempo y pueden producir esporas resistentes a la temperatura, desecación y congelamiento. Algunas bacterias pueden utilizar el H₂ gaseoso como fuente de energía y el CO₂ como fuente de calor.

La presencia de agua en el interior y exterior de las tuberías y una fuente de alimento como puede ser el carbono orgánico, sulfatos, fosfatos, etc., permite el desarrollo de microbios de tipo aeróbico, aeróbico facultativo y anaeróbicos (ausencia de aire) (Figura 4.6).

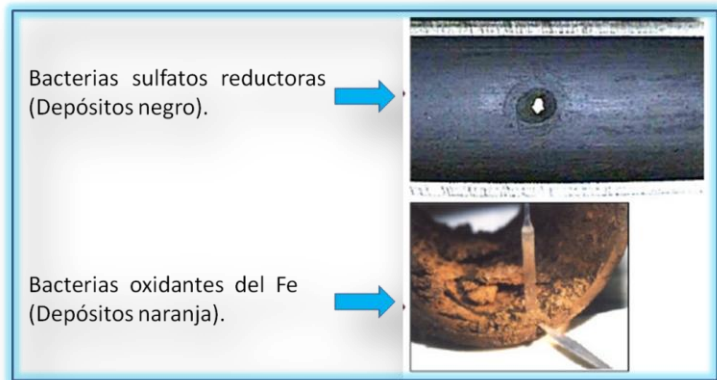


Figura 4.6. Tipos de Corrosión por microorganismos.

- **Corrosión por CO₂**- También conocido como corrosión dulce, sus características típicas son por la profundidad y la presión, la vida útil del equipo es de aproximadamente 1 año, algunos tipos son:
 - ☞ **Picado:** Generalmente ocurre en zonas de muy bajo flujo, puede ocurrir en un rango variado de temperaturas, es muy común a elevadas presiones parciales de CO₂ y en pozos de gas ocurre generalmente a la temperatura del “punto de rocío” (Figura 4.7).



Figura 4.7. Corrosión tipo Picado.

- ☞ **Meseta:** Una forma de corrosión que se desarrolla en zonas de flujo intermedio y a una temperatura $> 60^{\circ}\text{C}$, su forma típica de daño es localizado de fondo plano y bordes filosos (**Figura 4.8**).



Figura 4.8. Corrosión tipo Meseta.

- ☞ **Corrosión localizada inducida por flujo:** Se desarrolla en ambientes con velocidades de flujos importantes. La corrosión se inicia en “pits” o zonas de turbulencia (**Figura 4.9**).



Figura 4.9. Corrosión localizada inducida por flujo.

En los pozos de gas la corrosión generalmente aparece en la parte superior de la TP, las áreas de turbulencia generan fuertes áreas gálvanicas, principalmente en la boca de la TP.

Un pozo de inyección está constantemente inyectando fluido de baja presión y por lo tanto aumenta la presión del acuífero, aumentando la posibilidad de una fuga. Mientras que un pozo de producción es la reducción de la presión en la zona de producción dando gas y fluido asociado, haciéndolo menos probable de que trate de encontrar un camino alternativo que podría contaminar una zona de agua dulce. Además, un pozo de producción de gas sería menos probable que experimente una pérdida en la TR porque es operado con una presión baja en comparación con un pozo inyector. Sería expuesto a volumen menor de agua potencialmente corrosiva que fluye a través de la TP, y sólo se verían expuestos al bombeo de fluidos en el pozo durante las estimulaciones de fracturas.

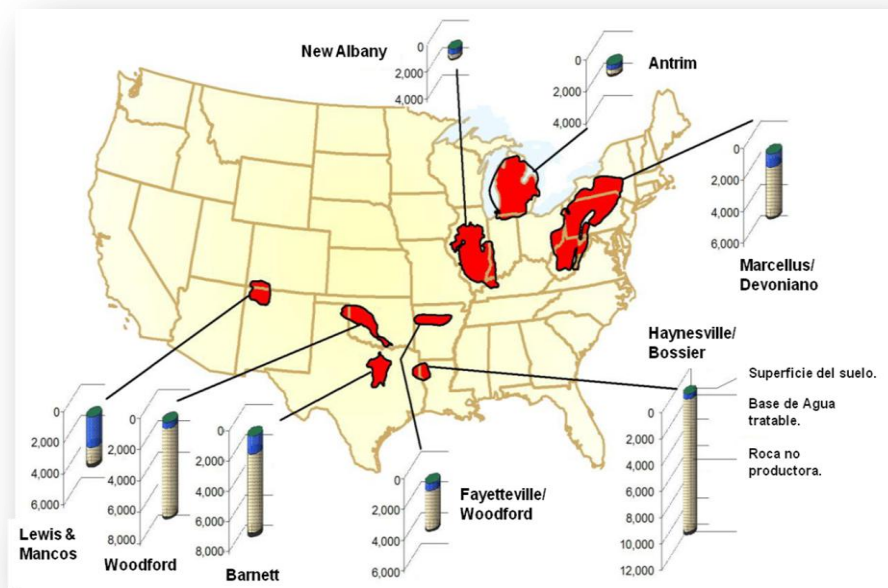


Figura 4.10. Comparación producida en la profundidad objetivo de la Zona de Lutitas y la base de Agua Tratada.

Además de la protección proporcionada por múltiples TR's y cementos, hay barreras naturales en los estratos de la roca que actúan como sellos de explotación del gas en la formación objetivo. Sin estos sellos, el gas y el aceite naturalmente migrarían a la superficie de la tierra. Un precepto fundamental de la geología del gas y el aceite es que

sin un sello eficaz, estos no se acumularían en el yacimiento y por lo tanto nunca podría ser explotado y producido en cantidades suficientes. Estas capas de sellado también actúan como barreras para la migración vertical de los fluidos hacia zonas de aguas subterráneas utilizables. La mayoría de los pozos de gas en lutitas en los Estados Unidos (fuera de las terminadas en el New Albany y el de Antrim) se espera que sean perforados a profundidades mayores de 900 (m) por debajo de la superficie de la tierra (basado en los datos presentados en la **Tabla 3.1**). **La Figura 4.10** compara estimaciones superficiales producidas a la profundidad objetivo "zona productora", la zona de lutitas y la base máxima de agua tratada. Cualquier fluido presente en la zona productora debe migrar a través de esta zona para llegar a las aguas subterráneas tratables.

4.5 Fluidos de Perforación y Retención de la Presa.

Los fluidos de perforación son un componente necesario para el proceso de la perforación; en estos circulan los recortes que son trozos de roca creado a medida que avanza la barrena a la superficie para limpiar el agujero, estos fluidos lubrican y mantienen a cierta temperatura la barrena, también estabilizan al pozo y tienen un control de la presión del fluido en el fondo del pozo, a fin de mantener un volumen suficiente de fluidos en el lugar durante la perforación, los operadores suelen usar presas para almacenar el agua que se usa como parte de los fluidos de perforación. La presa de almacenamiento no es usada en toda la situación de la explotación. En el caso de la explotación de gas en lutitas, las operaciones de perforación han ido ocurriendo tanto en zonas urbanas como rurales, requiriendo que las prácticas de perforación se adapten para facilitar la explotación.

Debido a que la lutita contiene pocas zonas de agua y es propenso a sufrir daños con el lodo de perforación, algunos pozos se perforan con aire y, además, la perforación de aire es considerablemente más rápida. Las funciones del aire como del lodo de perforación

son lubricar, enfriar la presa y remover los recortes. El aire de perforación es generalmente limitado a formaciones de baja presión, tales como el campo Marcellus en Nueva York. En áreas rurales, las presas de almacenamiento pueden ser usadas para mantener el agua de perforación y fracturamiento hidráulico. En un entorno urbano, debido al espacio limitado, un tanque de almacenamiento de acero se puede utilizar. Los tanques también se pueden utilizar en un sistema de circuito cerrado de perforación. El circuito cerrado de perforación permite el rehúso de los fluidos de perforación y el uso en cantidades menores de fluidos de perforación. Estos sistemas de circuito cerrado de perforación también son usados con fluidos base agua en ambientes sensibles al medio ambiente en combinación con técnicas de perforación con aire. Mientras que el circuito cerrado de perforación se ha utilizado para hacer frente a situaciones específicas, esta práctica no es necesaria para todos los pozos de perforación.



Figura 4.11. Presa de Almacenamiento de Agua, utilizada para Almacenar Agua que proviene del Fracturamiento Hidráulico.

Las presas de almacenamiento de agua son utilizadas para almacenar agua que proviene del fracturamiento hidráulico, suelen ser alineados para minimizar la pérdida de agua por infiltración (nótese el revestimiento sintético negro en la **Figura 4.11**). La presa de almacenamiento de agua se está convirtiendo en una herramienta importante en la

industria de gas en lutitas porque la perforación y el fracturamiento hidráulico de estos pozos a menudo se requieren volúmenes significativos de agua como fluido de base.

4.6 Fracturamiento Hidráulico.

Actualmente, con el uso del fracturamiento hidráulico combinado con la perforación horizontal, es posible extraer gas natural de distintas cuencas de lutitas a lo largo y ancho de muchos lugares del planeta. Después de la perforación vertical del pozo, y una vez alcanzada la lutita, se recorre horizontalmente a lo largo de ella para crear máxima superficie de contacto, llegándose a recorrer hasta 3050 metros. Inmediatamente, se procede al fracturamiento de la roca lutítica por medio de grandes cantidades de inyección de una “mezcla” de agua, arena y químicos a altas presiones hacia el interior del pozo. Los fluidos de fractura son fluidos base agua principalmente, mezclados con aditivos que ayudan a que el agua lleve el apuntalante a las fracturas. Este apuntalante es necesario para “sostener” las fracturas abiertas cuando el bombeo de líquidos se ha detenido. Una vez que la fractura ha iniciado, se bombean los líquidos adicionales en el pozo para continuar el desarrollo de la fractura y llevar al apuntalante más profundo a la formación. Los fluidos adicionales son necesarios para mantener la presión de fondo de pozo, esto para aumentar la longitud de la fractura abierta en la formación. El proceso de diseño de tratamientos de fractura hidráulica consiste en identificar las propiedades de la formación objetivo, incluida la presión de fractura, y la longitud deseada de las fracturas.

4.6.1 Diseño de la Fractura Hidráulica.

Como sucede en muchas operaciones petroleras, las prácticas de integración con el monitoreo en tiempo real han mejorado considerablemente la efectividad del fracturamiento hidráulico. Un tratamiento de fracturamiento hidráulico es diseñado para

controlar un proceso a condiciones específicas de la formación (espesor de la lutita, características de fracturamiento de roca, etc.), en la **Figura 4.12** se muestra el equipo de monitoreo que se necesita para llevar a cabo dichas operaciones. En el pasado, las presiones de fondo de pozo se derivan de mediciones obtenidas en la superficie y extrapoladas a las condiciones de fondo de pozo. En la actualidad una compañía está adquiriendo mediciones directamente frente a la formación, en tiempo real y utilizando Tubería Flexible equipada con un cable de fibra óptica (**Figura 4.13**), este cable de fibra óptica se encuentra dentro de la TF, el cual envía datos de profundidad, temperatura y presión de fondo de pozo a la superficie en tiempo real. Además, la fibra óptica permite obtener lecturas de la distribución de la temperatura a intervalos de 1 (m). Las variaciones de temperatura proveen información que muestra por dónde los fluidos de fracturamiento están ingresando en el yacimiento. Los datos son transmitidos desde la sarta de herramientas, a través del cable de fibra óptica, hasta un paquete de componentes electrónicos que convierte la señal de fibra óptica en una señal inalámbrica. Esto, a su vez, permite la transmisión de los datos a una cabina de control donde la información puede analizarse en forma remota mediante un programa de software. La obtención de estas mediciones resulta exitosa a pesar del ambiente de fondo de pozo que es extremadamente riguroso creado durante el fracturamiento hidráulico.



Figura 4.12. Equipo de Monitoreo en tiempo real, Campo Fayetteville, Arkansas.

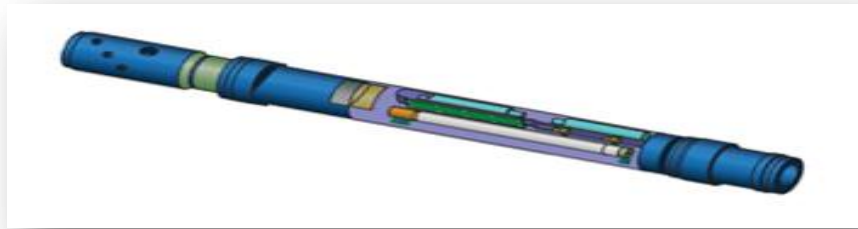
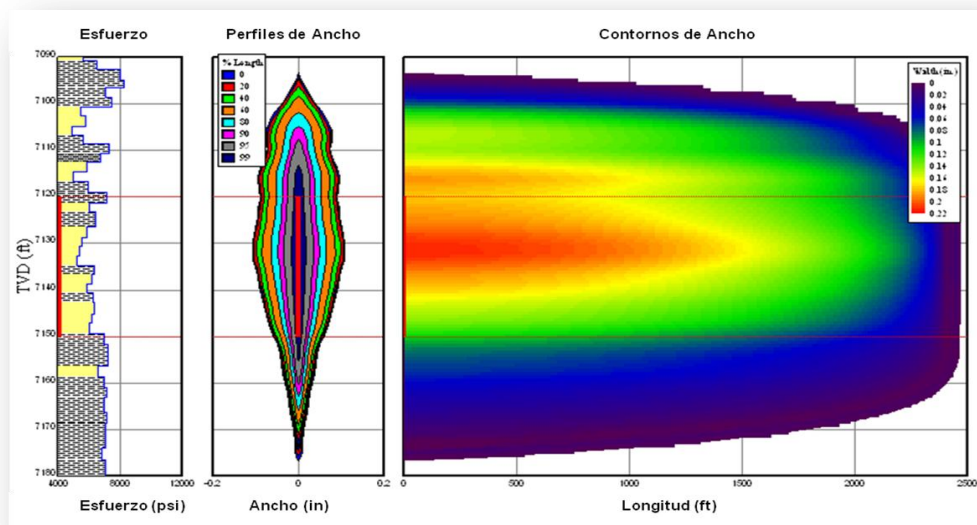


Figura 4.13. Cable de Fibra Óptica. Datos en Tiempo Real.

El diseño del fracturamiento hidráulico es continuamente refinado para optimizar la canalización de la fractura y maximizar la producción de gas. Mientras que el concepto y la práctica son similares, los detalles de una operación de fracturamiento pueden variar substancialmente de cuenca a cuenca y de pozo a pozo. El diseño de la fractura puede incorporar algunas técnicas sofisticadas y estructuradas, tales como el modelado, la microsísmica de la fractura, y el análisis del medidor de inclinación.



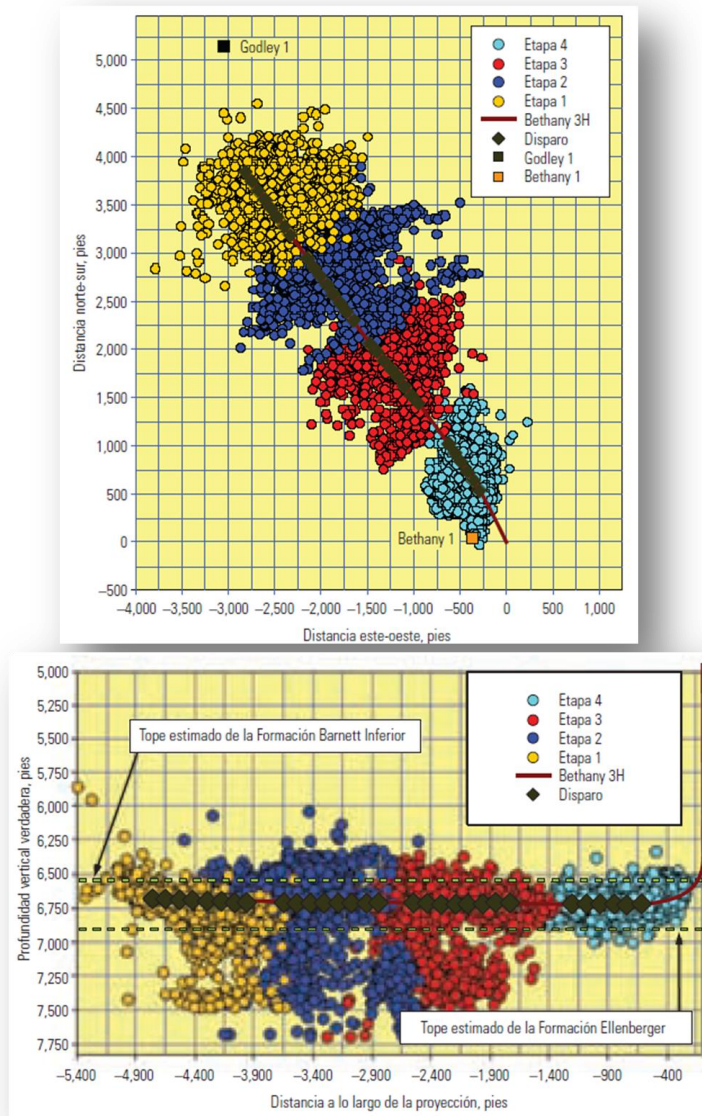
Gráfica 4.1. Ejemplo de salida de un modelo de estimulación de un Fracturamiento Hidráulico.

Un programa de cómputo se puede utilizar para simular diseños de fracturamiento hidráulico. Este enfoque ayuda a maximizar eficaz y económicamente el diseño de un evento de tratamiento. Los programas de modelado permiten a los geólogos e ingenieros modificar el diseño de un tratamiento de la fractura hidráulica y evalúa la altura, la longitud y orientación del desarrollo potencial de la fractura (**Gráfica 4.1**). Dichos simuladores también permiten a los diseñadores utilizar los datos generados durante una estimulación por fracturamiento para evaluar el trabajo de fractura realizado. A partir de estos datos y análisis, los ingenieros pueden optimizar el diseño de futuras estimulaciones de fracturas.

Los operadores también pueden extraer considerables valores de la definición exacta de la geometría del sistema de fracturas a medida que éstas se crean. Así, los ingenieros pueden diseñar operaciones de fracturamiento sucesivas dentro de un campo para evitar resultados indeseados. En el pasado, el mapeo de las fracturas se efectuaba a través de mediciones derivadas del análisis posterior al fracturamiento, tales como los registros de temperatura, los trazadores radioactivos y los levantamientos con inclinómetros.

Las compañías de servicios desarrollaran la capacidad para describir la geometría de las fracturas utilizando métodos de sísmica de pozo. El servicio de diagnóstico de las operaciones de estimulación por fracturamiento hidráulico fue creado por una compañía de servicios, que utiliza receptores de componentes múltiples en un pozo vecino, para registrar la actividad microsísmica causada por la creación de fracturas hidráulicas en el pozo tratado. A fin de obtener el modelo de velocidad necesario para el análisis y procesamiento de los datos microsísmicos, se efectúa un levantamiento en un pozo de monitoreo cercano, cuyo objetivo consiste en obtener un modelo de velocidad sísmicamente calibrado. Este levantamiento sísmico de pozo se lleva a cabo antes del fracturamiento.

El mapa de estos eventos microsísmicos permite a los ingenieros comprender mejor el desarrollo de las fracturas inducidas en el tiempo y el espacio. Los ingenieros pueden comunicarse desde el pozo de monitoreo o de tratamiento con otras localizaciones a través del sistema de conectividad, colaboración e información.



Gráfica 4.2. Mapeo de la fractura, efectuado en la Formación Barnett.

Este sistema utiliza datos en tiempo real para localizar eventos microsísmicos automáticamente en el espacio 3D (**Gráfica 4.2**). La comparación de la fractura mapeada mediante el servicio, con un modelo de software de diseño y evaluación de tratamientos de fracturamiento provee información valiosa para el mejoramiento de los tratamientos futuros.

Una compañía de servicios ha creado un paquete de cuatro categorías de servicios de fracturamiento hidráulico, conocidas como servicios de fracturamiento y terminación de pozos por etapas, estas categorías incluyen:

- ✓ Sistemas convencionales que requieren viajes independientes en el pozo para disparar una zona en un viaje, y luego estimularla y aislarla en un segundo viaje, reiterando ese proceso para cada zona,
- ✓ Sistemas de intervención que disparan, estimulan por fracturamiento y aíslan numerosas zonas en un solo viaje,
- ✓ Sistemas permanentes que estimulan por fracturamiento y aíslan múltiples zonas en una operación de bombeo utilizando arreglos que quedan en el pozo como parte de la terminación, y
- ✓ Sistemas dinámicos que utilizan un material divergente degradable para taponar y aislar sucesivamente los disparos tratados y desviar los tratamientos de estimulación hacia otros intervalos en una operación continua.

Cuando existen múltiples intervalos abiertos dentro de una sola zona, la divergencia del fluido de un intervalo a otro para tratar cada uno, puede efectuarse a través de prácticas tales como los disparos de entrada limitada, las *bolas selladoras*, los divergentes químicos, los tapones puente compuestos y los tampones de arena. La entrada limitada se crea mediante la reducción del número de disparos a través de ciertas secciones para

incrementar la fricción en los disparos abiertos. Esto produce la divergencia de los fluidos desde una zona que, debido a la alta permeabilidad u otros factores, puede haber absorbido la mayor parte del tratamiento a expensas de otros intervalos o zonas.

Una vez bombeada la cantidad calculada de fluidos de tratamiento en una zona prevista (marrón), el flujo se desvía hacia otra zona (flechas negras). El método más común de divergencia involucra bolas selladoras (negro), fabricadas con nylon, caucho duro, colágeno biodegradable o una combinación de estos materiales, que se introducen en la lechada para que lleguen a los disparos al final del tratamiento. Las bolas crean un sello a través de los disparos, lo que hace que el tratamiento se desvíe hacia el siguiente conjunto de disparos abiertos. Mediante la reiteración de este procedimiento, se pueden tratar numerosos intervalos por etapa sin desconectar las bombas o colocar tapones. **(Figura 4.14).**

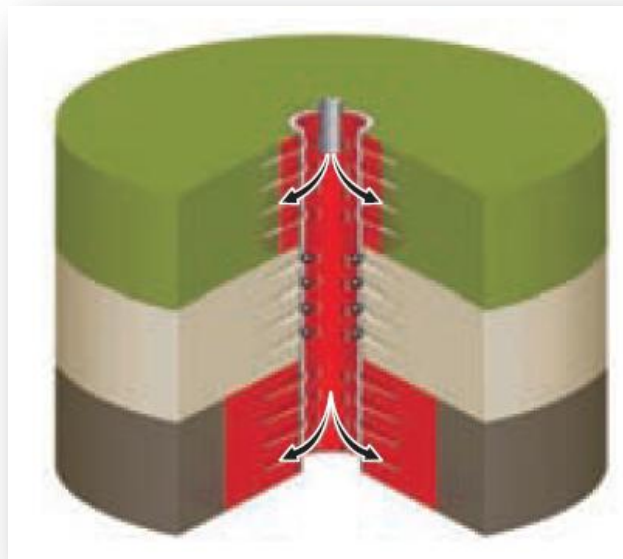


Figura 4.14. Proceso convencional de divergencia del fluido de fracturamiento mediante bolas selladoras.

Los tapones puente compuestos son barrenas de aislamiento en la tubería de revestimiento colocadas por encima de la zona tratada y posteriormente reperforadas, por lo general, con la herramienta de servicio. Esto impone una penalidad en términos de tiempo y suma riesgos operacionales. Además, el tiempo transcurrido entre el tratamiento de la formación inferior y su contraflujo a veces puede medirse en semanas: en ciertos casos, es tiempo suficiente para que los fluidos dejen residuos en los espacios porosos, produciendo un daño significativo a la formación.

En los pozos terminados en agujero descubierto y en formaciones no consolidadas, las operaciones de fracturamiento convencionales pueden incluir la instalación de una sarta de terminación (normalmente un *liner* ranurado o disparado) para garantizar la integridad del pozo. El pozo entero puede ser estimulado por fracturamiento mediante el bombeo del fluido de tratamiento por la TR o la Sarta de Fracturamiento, aplicando una práctica conocida como *bullheading*. Como sucede en las terminaciones cementadas, una vez que la Sarta de Terminación ha sido colocada en su lugar, se puede intentar lograr la divergencia con disparos de entrada limitada, bolas selladoras o la divergencia química tradicional.

A medida que más datos específicos de formación se reúnen, compañías de servicios y operadores pueden optimizar los patrones de fractura. Al permitir que las fracturas se extiendan más allá de la formación objetivo, se ve reflejado en la pérdida de materiales, tiempo y dinero. En algunos casos, la fractura fuera de la formación objetivo puede dar lugar a la pérdida del pozo y del recurso de gas asociado. El crecimiento de la fractura fuera de la formación objetivo puede causar una producción excesiva de agua en los estratos de delimitación. La necesidad de bombear y manejar el exceso de agua, aumenta los costos de producción, impactando negativamente la economía del pozo. Esto es una preocupación particular en el campo Barnett en Texas donde las rocas carbonatadas son capaces de dar significantes producciones de agua que vienen de acuíferos adyacentes.

4.6.2 Proceso de Fracturamiento.

El Fracturamiento Hidráulico de pozos horizontales de gas en lutitas se realiza por etapas. Las longitudes laterales en las etapas en este tipo de pozos para el desarrollo de gas en lutitas pueden variar de 305 metros a más de 1500 metros. La fractura de cada porción del pozo lateral se denomina intervalos. Los intervalos son fracturados secuencialmente comenzando con la sección en el extremo inferior, siguiendo los intervalos superiores hasta que sea el pozo completamente fracturado en todos sus intervalos seleccionados. Los pozos horizontales en varias cuencas de gas en lutitas pueden ser tratados utilizando dos o más etapas para fracturar todo el intervalo perforado del pozo. Cada etapa de un tratamiento de fractura de un pozo horizontal es similar a un tratamiento de fractura para un pozo vertical de gas en lutitas.

Para cada etapa de un tratamiento de fractura, una serie de diferentes volúmenes de fluidos de fractura, son llamadas subetapas, con aditivos específicos y concentraciones de sustentante, son inyectados de forma secuencial. La **Tabla 4.1** presenta un ejemplo de la subetapas de una sola etapa de tratamiento de fracturamiento hidráulico de un pozo terminado en el campo Marcellus. Este es un tratamiento de una etapa típica de lo que podría llevarse a cabo en un pozo vertical en lutitas o para cada etapa de un pozo horizontal multietapa. El volumen total de la subetapas en la **Tabla 4.1** es 12.81 (Mbl). Si esto fuera una etapa de cuatro subetapas de un pozo horizontal, la operación de la fractura completa requeriría aproximadamente cuatro veces esta cantidad, o 51.24 (Mbl) de agua.

Subetapa de Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico	Volumen (barriles)	Gasto (bbl/min)
Acido Diluido (15 %)	119	11.90521255
almohadillas	2,381	71
Apuntalante 1	1,191	71
Apuntalante 2	1,191	71
Apuntalante 3	952	71
Apuntalante 4	952	71
Apuntalante 5	952	71
Apuntalante 6	714	71
Apuntalante 7	714	71
Apuntalante 8	476	71
Apuntalante 9	476	71
Apuntalante 10	476	71
Apuntalante 11	476	71
Apuntalante 12	476	71
Apuntalante 13	476	71
Apuntalante 14	238	71
Apuntalante 15	238	71
flush	310	71
Nota: Volumentes flush se basa en el volumen total del pozo abierto, por lo tanto, a medida que cada etapa se completa el volumen flush disminuye, así como el volumen de pozo.		

Tabla 4.1. Ejemplo de una etapa simple de una secuencia de tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Una compañía de servicios realiza tres tipos de servicios de fracturamiento hidráulico correspondiente a las operaciones de intervención: **el servicio de disparos abrasivos y fracturamiento, el servicio de disparos selectivos, fracturamiento y aislamiento en etapas con bolas selladoras y el servicio de estimulación mediante tubería flexible.**

La técnica de **disparos abrasivos y fracturamiento** posibilita la colaboración precisa de los tratamientos de fracturamiento por la TR o el espacio anular existente entre la herramienta de servicio y la TR. Además, reduce la caída de presión en la región vecina al pozo entre el pozo y el yacimiento, lo que disminuye la frecuencia de los arenamientos en esa región, cuando el apuntalante deja de ingresar en la formación y se acumula dentro de la TR. Esta técnica resulta particularmente adecuada para el tratamiento de

formaciones con alta presión de inicio de la fractura y áreas en las que la colocación precisa del tratamiento es crítica para el éxito de la estimulación.

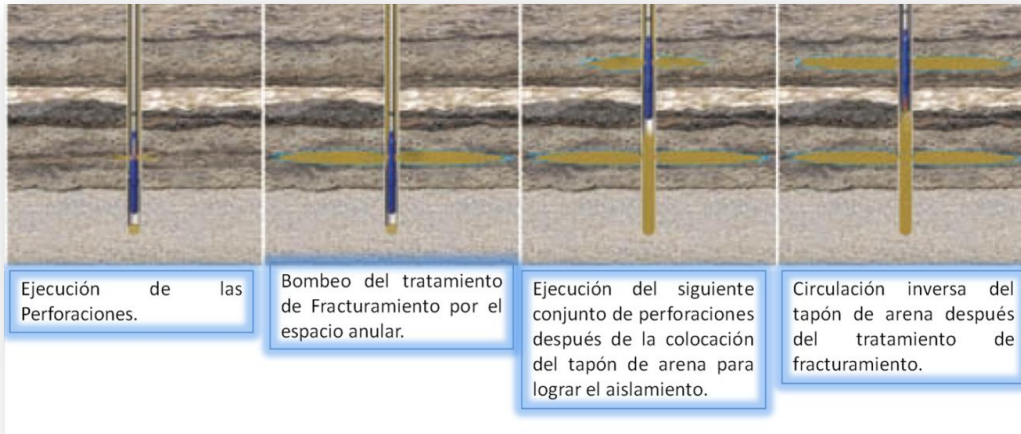


Figura 4.15. Operaciones de disparos y tratamiento a alta presión.

El sistema se basa en una técnica bien establecida en la industria petrolera para el corte de TR's y tubulares en el fondo del pozo: una lechada que contiene sólidos abrasivos se bombea a altas presiones diferenciales a través de una pistola de servicio hidráulico de corte de tuberías y disparos, operada con una herramienta de servicio. La corriente de fluido de alta velocidad resultante atraviesa los tubulares y el cemento adyacente y luego penetra profundamente en la formación (**Figura 4.15**).

La herramienta de corte se utiliza para disparar la TR y la formación. El material abrasivo suele ser arena de fracturamiento, compatible con las pistolas de chorro diseñadas específicamente para este propósito. Los tapones de arena pueden utilizarse para proveer aislamiento zonal entre las zonas a tratar por fracturamiento hidráulico. Las pistolas de chorro, disponibles en diversas configuraciones de tamaño y fase, también pueden

utilizarse con tapones puente para lograr el aislamiento. Estos tapones pueden ser recuperados o fresados, según sea el caso.

En un esfuerzo para mejorar las eficiencias en términos de costo y tiempo, EOG Resources probó el servicio de **disparos abrasivos y fracturamiento** en el campo. Esta tecnología permitió a dicho operador estimular múltiples intervalos de un pozo en una sola operación de campo, y estimular en forma más efectiva y eficaz las areniscas individuales. Los tratamientos incluyeron entre cuatro y nueve etapas, utilizando fluidos de fracturamiento con CO₂. El resultado fue la reducción de la producción de agua en un 85% y la duplicación de la producción de gas.

Otro enfoque aplicado para mejorar la eficiencia consiste en tratar las zonas inmediatamente después de efectuar los disparos sin extraer antes las pistolas del pozo. Este paso por sí solo permite ahorrar una maniobra de bajada y otra de extracción por zona. El servicio de **disparos selectivos, fracturamiento y aislamiento en etapas con bolas selladoras** está diseñado para efectuar tratamientos a alto régimen de inyección por la TR, mientras el arreglo de pistolas de disparos permanece en el pozo. Primero se bajan las pistolas en el pozo para cada zona y se dispara la primera zona. Luego, mientras se trata la primera zona, las pistolas sin disparar se suben por el pozo y se posicionan para disparar los agujeros correspondientes en la segunda zona.

Al final del tratamiento de la primera zona, se bombean bolas selladoras en el pozo con un fluido divergente que incluye fibras. Un incremento de la presión de bombeo indica que las bolas selladoras y la lechada se han sellado contra los disparos de las zonas tratadas. En ese punto, se disparan las pistolas para la segunda zona y se bombea el segundo tratamiento, nuevamente con bolas selladoras y fluido divergente con fibras en la cola del tratamiento. Este proceso se reitera para múltiples zonas. **(Figura 4.16).**

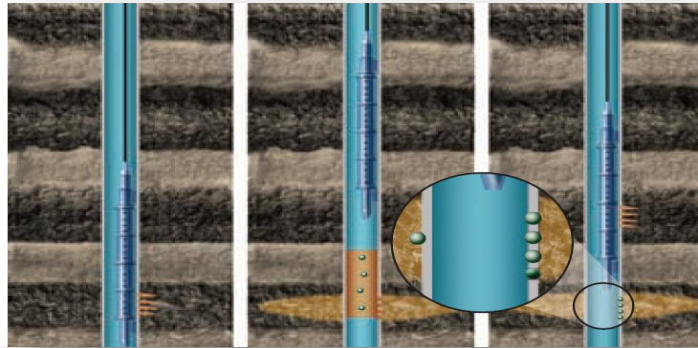
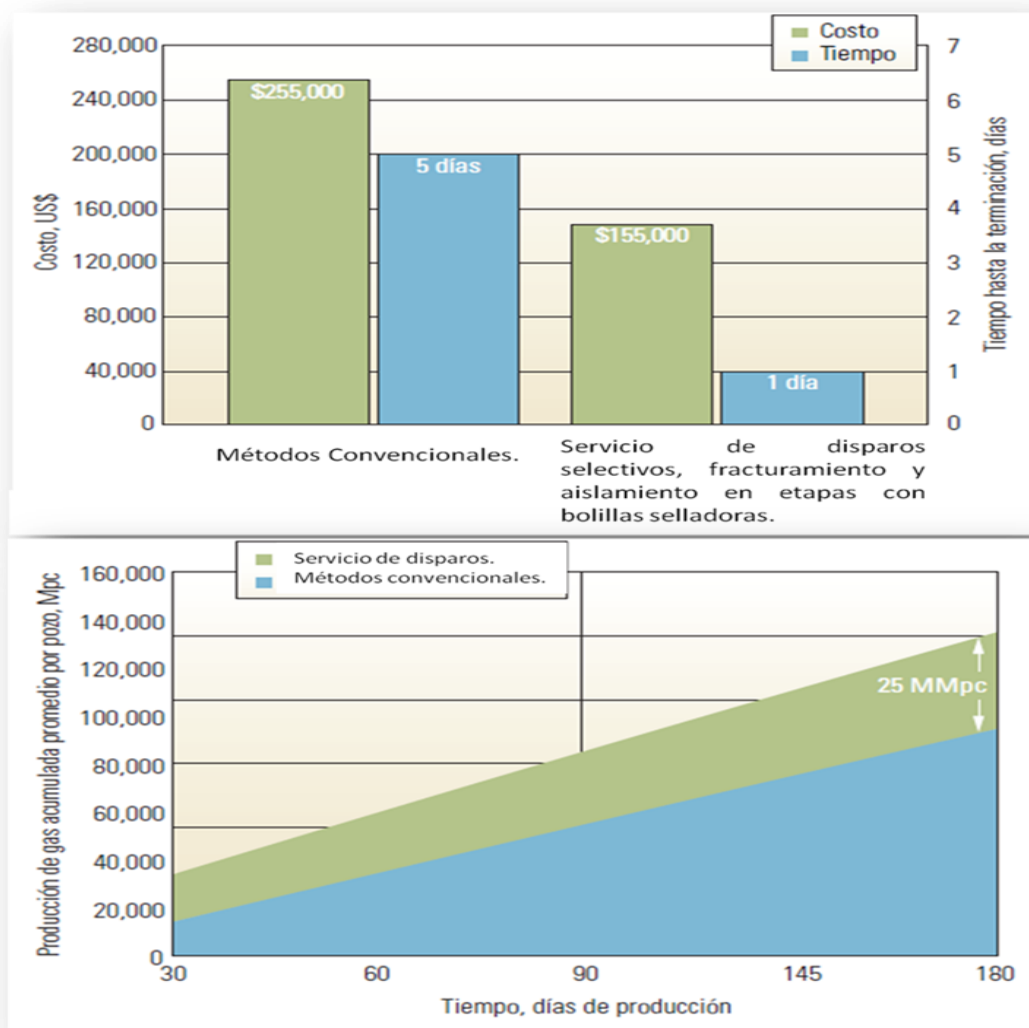


Figura 4.16. Tratamientos de múltiples zonas en pozos verticales.

Este servicio a menudo se traduce en mejores regímenes de producción que otros tratamientos menos eficientes porque permite la colocación precisa de los tratamientos, lo cual garantiza que ninguna zona sea tratada en forma deficiente. El método permite además poner el pozo en contraflujo de inmediato y de ese modo se evitan los riesgos asociados con el fresado de tapones puente compuesto y la permanencia por un tiempo prolongado.

Los ingenieros habían tratado estos pozos utilizando las prácticas tradicionales: disparaban la primera zona, la estimulaban por fracturamiento hidráulico, hacían fluir el pozo para limpiarlo y finalmente colocaban un tapón puente compuesto para lograr el aislamiento zonal. Este proceso se reiteraba para cada zona de interés. Una vez tratada la última zona, se llevó a la localización del pozo una unidad de TF para perforar los tapones puente compuesto. Esta secuencia implicó un costo de \$ 250,000 dólares para la compañía y su ejecución consumió cinco días. Se optó por utilizar este servicio para terminar 23 de sus pozos y de ese modo reducir la duración de la operación de cinco días a un solo día, eliminando al mismo tiempo los tapones puente y la necesidad de contar con una unidad de TF para reperfilar los mismos.

Pero el abandono de las prácticas del pasado arrojó un dividendo más importante que la mera reducción de los costos operativos y el acortamiento del tiempo para poner en marcha los pozos. En los primeros 180 días de producción, los 23 pozos recuperaron 708,000 (m³) adicionales de gas; un incremento del 22% con respecto a los pozos terminados con métodos convencionales. Este aumento permitió al operador incrementar su recuperación final estimada por pozo en un 10% (Gráfica 4.3).



Gráfica 4.3. Prácticas de fracturamiento de múltiples etapas vs técnicas tradicionales.

Con la adopción de las bolas selladoras y las prácticas de entrada limitada, las zonas tratadas se pueden aislar y el tratamiento de fracturamiento se puede desviar hacia las zonas sin tratar. Si bien estas técnicas de aislamiento y divergencia poseen la ventaja de reducir significativamente el número de viajes y los costos requeridos para fracturar los pozos con múltiples zonas, estos métodos dejan algunas zonas tratadas en forma ineficaz como consecuencia de las diferencias entre los gradientes de fractura de las lutitas atravesadas por el pozo.

Una solución para esta deficiencia consiste en aislar y estimular cada zona en forma individual con un tratamiento diseñado específicamente en función de las características de cada zona. El arte radica en hacerlo sin sacrificar las eficiencias obtenidas con otras prácticas, tales como el uso de disparos de entrada limitada y el taponado con bolas selladoras. Con ese fin, los ingenieros han desarrollado sistemas que aíslan las zonas entre las capas impermeables mediante el empleo de empacadores para agujero descubierto que pueden colocarse, removerse y volver a colocarse varias veces.

El servicio de ***Estimulación mediante Tubería Flexible*** utiliza un arreglo de empacadores para agujero descubierto desplegado a través de la zona inferior con una herramienta de servicio después de disparar todo el pozo en forma convencional (**Figura 4.17**). El fluido de estimulación se bombea luego por la sarta de producción a través del empalme del empacador para el tratamiento y dentro del intervalo aislado. A continuación, el apuntalante residual se remueve por circulación inversa y el empacador se desplaza a la zona siguiente. Este método no sólo permite la estimulación de todas las zonas en una sola intervención sino que además, incrementa la eficiencia del tratamiento ya que permite que el operador ajuste cada tratamiento para que se adecue a la zona en cuestión.

Mediante la combinación de una herramienta de servicio con la tecnología de fracturamiento selectivo, los operadores pueden tratar múltiples zonas en un solo viaje. En los pozos nuevos, cada zona es disparada en forma convencional en un solo viaje a la localización del pozo. Luego, se despliega la tubería flexible o la tubería articulada en el pozo con un arreglo de fondo de pozo de empacadores para agujero descubierto **Figura 4.17 (derecha)**. La zona inferior se aísla con empacadores, por encima y por debajo de la formación objetivo, y el tratamiento de estimulación por fracturamiento se efectúa a través de la herramienta de servicio **Figura 4.17 (izquierda)**. El apuntalante residual se elimina del pozo por circulación inversa y el empacador se desplaza a la zona siguiente, donde el proceso se reitera.

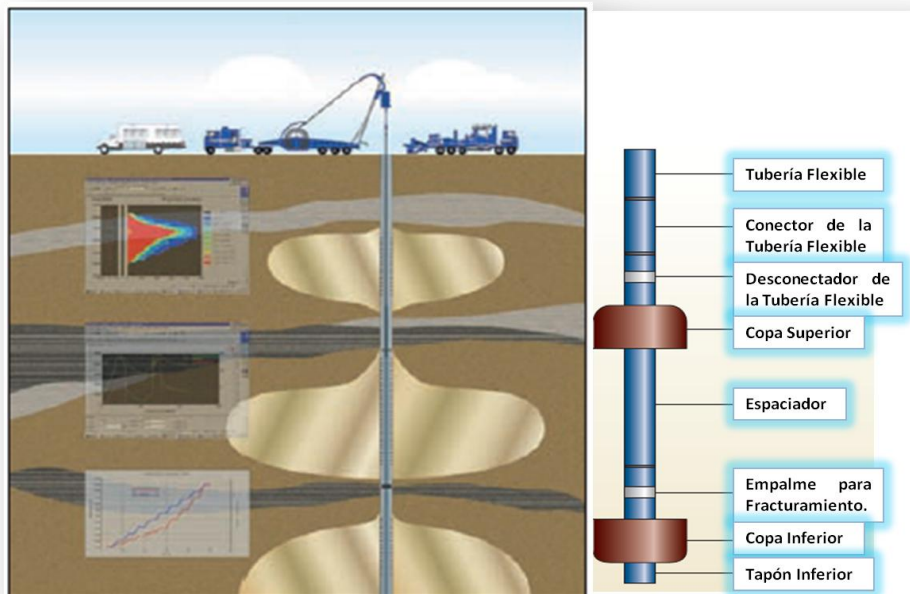


Figura 4.17. Selectividad lograda con la herramienta de servicio.

En los pozos más viejos, este tipo de servicio resulta particularmente adecuado para explotar las reservas pasadas por alto y refracturar zonas terminadas previamente. En este tipo de aplicación, el objetivo no sólo es minimizar el costo de fracturamiento de los

activos maduros sino también hacerlo protegiendo la TR de las altas presiones de tratamiento y los fluidos abrasivos cargados de apuntalante. La utilización de una herramienta de servicio como conducto ofrece la ventaja adicional de permitir que el operador trate las zonas objetivo sin tener que matar primero el pozo.

Antes de que los operadores o compañías de servicios realicen un tratamiento de fractura hidráulica en un pozo (vertical u horizontal), se deben realizar una serie de pruebas. Estas pruebas están diseñadas para garantizar al pozo, que el equipo del pozo y el del fracturamiento hidráulico deben estar en buenas condiciones de funcionamiento y saber con seguridad que soportaran el uso de las presiones del tratamiento de la fractura y la velocidad de flujo de la bomba.

Después de que las pruebas en los equipos se han terminado, el proceso de tratamiento de la fractura hidráulica comienza. La secuencia de subetapas generalmente se inicia con el bombeo de un tratamiento ácido. Este tratamiento con ácido ayuda a limpiar el área cerca del pozo que puede estar "dañada" (poros que se tapan con el lodo de perforación o de cemento), como resultado de la perforación y el proceso de instalación del pozo. La siguiente secuencia después del tratamiento ácido es un bache de limpieza, que es un fluido de fractura a base de agua mezclada con un agente reductor de fricción. El bache es un volumen de fluido de fracturamiento lo suficientemente grande como para cubrir el pozo y el área abierta de formación. El bache limpiador ayuda a facilitar el flujo y la colocación del sustentante más cerca de la red de fracturas.

Después de que el bache es bombeado, la primera subetapa del apuntalante, combinando un gran volumen de agua con la arena de malla fina se bombea. Las siguientes subfases de la etapa incrementan el volumen de apuntalante de grano fino, mientras que el volumen de fluido bombeado se disminuye gradualmente de 1190.37 a

714.22 (Bbl). Este apuntalante de grano fino se utiliza debido a que el tamaño de partícula es muy fino y es capaz de llegar a lo más profundo en el desarrollo de fracturas.



Figura 4.18. Fracturamiento Hidráulico de un pozo del campo Marcellus, en Virginia.

Los programas de fracturamiento hidráulico (**Figura 4.18**) son supervisados continuamente por operadores y compañías de servicios para evaluar y documentar los acontecimientos del proceso de tratamiento. Cada aspecto del proceso de estimulación de fractura esta cuidadosamente vigilada, desde el pozo y las presiones de fondo de pozo a la velocidad de bombeo y la densidad de la mezcla del fluido de fractura. Los monitores también rastrean los volúmenes de cada aditivo y del agua utilizada, y aseguran que el equipo este funcionando correctamente.

4.6.3 Fluidos de Fracturamiento y Aditivos.

La práctica actual de tratamientos de fractura hidráulica de yacimientos de lutita gasífera es aplicar una secuencia de eventos de bombeo en la que miles de barriles de fluidos de fracturamiento a base agua mezclado con materiales de apuntalante son bombeados de manera controlada y monitoreada en la formación de lutita por encima de

la presión de fractura. Dicha mezcla que integra el fluido inyectado en la fractura, contiene partículas de cerámica sintética resistentes a la profundidad y presión (llamado “*proppants*” o *apuntalante*), y que funcionan como material de soporte, además de mantener abiertos los canales creados, permitiendo la liberación y circulación del gas hacia el pozo.

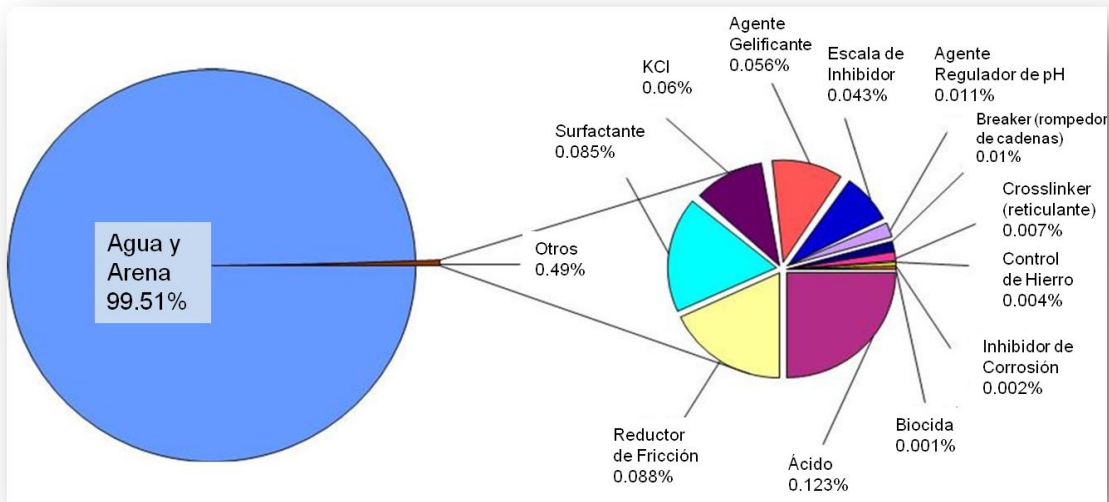
El número de aditivos químicos utilizados en un tratamiento de fracturas típicas varía dependiendo de las condiciones específicas del pozo siendo fracturado. Un tratamiento de fracturas típicas, utilizan concentraciones muy bajas de entre 3 y 12 productos químicos de aditivo dependiendo de las características del agua y la formación de lutita fracturada. Los fluidos predominantes en la actualidad se utilizan para los tratamientos de fracturas en los plays de lutita gasífera y son fluidos de fracturamiento de base agua mezclados con aditivos que reducen la fricción (llamado *bache lavador*).

La adición de reductores de fricción permite que los fluidos de fracturamiento y el apuntalante sean bombeados a alta velocidad y a una presión reducida que si solo se utiliza agua. Además de los reductores de fricción, otros aditivos incluyen: biocidas que previenen el crecimiento de microorganismos y para reducir la contaminación biológica de las fracturas; limpiadores de oxígeno y otros estabilizadores para prevenir la corrosión de las tuberías de metal; y ácidos que se utilizan para quitar el daño del lodo de perforación dentro del área vecina al pozo. Estos fluidos se utilizan no sólo para crear las fracturas en la formación, sino también para llevar a un agente apuntalante (normalmente arena de sílice) que se deposita en las fracturas inducidas.

La **Gráfica 4.4** muestra el porcentaje volumétrico de los aditivos que se utilizaron para un tratamiento de fracturamiento hidráulico de nueve etapas en un pozo horizontal en el campo Fayetteville. La composición de los fluidos de fracturamiento varía de una cuenca geológica a otra. La evaluación de los volúmenes relativos de los componentes de un

fluido que fractura revela el volumen relativamente pequeño de los aditivos que están presentes. Los aditivos representados en el lado derecho del gráfico representan menos del 0.5% del volumen total de fluidos. En general, la concentración de los aditivos en la mayoría de los fluidos de fracturamiento *slickwater* es relativamente constante del 0.5% al 2% con componentes de agua del 98% al 99.5%.

En la clasificación de los fluidos de fracturamiento y sus aditivos, es importante que las compañías de servicios que proporcionan estos aditivos hayan desarrollado una serie de compuestos con propiedades funcionales similares y que deban utilizarse para el mismo propósito en diferentes entornos del pozo.



Gráfica 4.4. Composición Volumétrica de un Fluido de Fractura.

Aunque la industria de fracturamiento hidráulico puede tener un número de compuestos que se pueden utilizar en un fluido de fracturamiento hidráulico, cualquier trabajo de fractura sólo usaría algunos de los aditivos disponibles. Por ejemplo, en la **Gráfica 4.4** hay 12 aditivos que se utilizan, que cubren el rango de funciones posibles que podrían ser

incorporados en un fluido de fracturamiento. El fracturamiento hidráulico utiliza una serie de aditivos químicos que podrían ser peligrosos, pero son seguros cuando se manejan adecuadamente de acuerdo a las necesidades y prácticas de la industria desde hace mucho tiempo. Además, muchos de estos aditivos son sustancias químicas comunes que las personas encuentran regularmente en la vida cotidiana.

La **Tabla 4.2** proporciona un resumen de los aditivos, sus principales componentes, la razón por la que el aditivo se utiliza en un fluido de fracturamiento hidráulico, y algunos de los usos más comunes de estos compuestos. El ácido clorhídrico (HCl) es el principal componente líquido utilizado en un fluido de fracturamiento además del agua, mientras que la concentración del ácido puede variar, un 15% de la mezcla de ácido clorhídrico es una concentración típica. Una mezcla de 15% de HCl se compone de 85% de agua y 15% de ácido, por lo tanto, el volumen de ácido es disuelto en un 85% con agua en su solución antes de ser bombeada a la formación durante un tratamiento de fracturamiento. La concentración de este ácido sólo seguirá siendo diluida, ya que se dispersa más en volúmenes adicionales de agua que pueden estar presentes en el subsuelo. Además, si este ácido entra en contacto con los minerales de carbonato en el subsuelo, sería neutralizado por la reacción química con los minerales de carbonato produciendo agua y dióxido de carbono como subproducto de la reacción.

Tipo de Aditivo	Principales Componentes	Objetivo	Uso común
Ácido Diluido (15%)	Ácido clorhídrico o Ácido muriático	Ayuda a disolver los minerales e iniciar las grietas de la roca.	Agente Disolvente y se usa como desinfectante para albercas.
Biocida	Glutaraldehído	Elimina bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos.	Desinfectante, esteriliza equipos médicos y dentales.
Breaker (rompedor de cadenas)	Persulfato de amonio	Retardador para romper las cadenas del polímero en gel.	Agente de blanqueo en cosméticos y detergentes de cabello, fabricación de plásticos del hogar.
Inhibidor de corrosión	n, n-dimetilformamida	Previene la corrosión en la tubería.	Se utiliza en productos farmacéuticos, fibras acrílicas y plásticos.
crosslinker (reticulante)	Sales de Borato	Mantiene la viscosidad de los fluidos a medida que la temperatura incrementa.	Detergentes, jabones de tocador y cosméticos.
Reductor de Fricción	Poliacrilamida	Minimiza la fricción entre el fluido y la tubería.	Tratamientos de agua, acondicionador de suelos.
	aceite mineral		Desmaquillante, laxantes y dulces.
Gel	Goma Guar or hidroxietilcelulosa	Espesa el agua con el fin de suspender la arena.	Cosméticos, pasta de dientes, salsas, helados.
Control de Hierro	ácido cítrico	Évita la precipitación de óxidos de metales.	Aditivos de comida, aromatizantes de alimentos y bebidas, jugo de limón ~ 7% de ácido cítrico.
KCl	Cloruro de Potasio	Crea un fluido portador de salmuera.	Sal de mesa
Limpiadores de Oxígeno	Bisulfito de amonio	Remueve el oxígeno de el agua para proteger la tubería de corrosión.	Cosméticos, alimentos y bebidas, tratamiento de aguas.
Agente Regulador de pH	sodio o carbonato de potasio	Mantiene la eficacia de otros componentes, tales como el reticulante.	Sosa, detergentes, jabón, suavizante de agua, vidrio y cerámica.
Apuntalante	silica, arena de cuarzo	Permite a las fracturas permanecer abiertas para que el gas pueda escapar.	Filtro de agua potable, arena para jugar, hormigón, mortero de ladrillo.
escala del Inhibidor	glicol de etileno	Previene los depositos en la tubería.	Anticongelante automotriz, productos de limpieza del hogar, y agente de deshielo.
surfactante	Isopropanol	Es usado para incrementar la viscosidad del fluido de fractura.	Productos para limpiar vidrios, desodorante y pintura para cabello.

Nota:

Los compuestos específicos utilizados en una operación de fracturamiento dado varían dependiendo de la preferencia de la compañía, la calidad del agua y las características específicas del lugar de la formación de destino. Los compuestos que se muestran más arriba son representativos de los principales compuestos utilizados en el fracturamiento hidráulico de las lutitas gasíferas.

Tabla 4.2. Aditivos de Fluidos de Fracturamiento, principales compuestos y usos comunes.

4.6.4 Consideraciones para el Diseño de los Fluidos de Fracturamiento Hidráulico.

- a) Un fluido de fractura tiene que ser compatible tanto con el fluido de formación como con la roca, es decir, no debe generar ninguna emulsión con el aceite o agua de formación, no debe generar un bloqueo en el caso de yacimientos de gas seco, no debe reaccionar químicamente con la roca, no debe desestabilizar las arcillas.
- b) Un gel de fractura debe generar un ancho suficiente de fractura para que el agente de sostén penetre hasta la longitud deseada. Como hemos visto el ancho depende de la conductividad requerida y de la granulometría del agente sustentante.
- c) El gel debe ser capaz de transportar el agente sustentante durante todo el tiempo que dura la operación. No se necesita el mismo gel para una longitud de fractura de 30 m que para 300 m.
- d) Otra propiedad es el control de la pérdida de fluido, o eficiencia del fluido. Es necesario que algo de fluido pase a la matriz para que la fractura se cierre pero debemos poder controlar esta pérdida. En este caso los requerimientos dependerán de la temperatura, de la permeabilidad y del fluido de formación.
- e) Una vez que se terminó el bombeo y que la fractura se ha cerrado sobre el agente sustentante se necesita sacar rápidamente el fluido inyectado del empaque y de la formación. También debe quedar lo mínimo posible de residuo dentro del empaque. Por lo tanto el gel tiene que romperse completamente, esto quiere decir que tendrá que hacerse lo más parecido posible al fluido base.
- f) Como los volúmenes de fluidos son muy grandes se requieren de fluidos de bajos costos.

4.6.5 Requerimientos de Agua.

La perforación y el fracturamiento hidráulico para un pozo horizontal requiere en promedio 13,249 (m³) de agua, equivalentes a 5 1/2 piscinas olímpicas, sin embargo, aunque parezca una cantidad exagerada, si se compara con la producción de otras fuentes de energía como el carbón, resulta menos del 15% que la requerida por los yacimientos de lutitas gasíferas. Los operadores también están utilizando otras alternativas, tales como hacer uso de los cambios temporales en el caudal del río para captar el agua cuando los flujos de agua superficial sean mayores.

En algunas cuencas, la clave para el desarrollo exitoso del gas en lutitas es la identificación de los suministros de agua, capaces de satisfacer las necesidades de una empresa de desarrollo para la perforación y fracturamiento hidráulico, sin interferir con las necesidades de la comunidad. Las condiciones de obtención de agua son complejas y varían según la región e incluso dentro de una región los desarrolladores también tendrán que entender las leyes de agua locales. En cuanto a la cantidad de químicos que contiene el fracturamiento hidráulico, en promedio, éstos no superan el 0.5% del volumen de la mezcla.

4.7 Refracturamiento Hidráulico.

Para los yacimientos de gas en lutitas la recuperación de gas es alta, por lo que no requiere de ningún tipo de método de levantamiento artificial ya que su inversión sería más cara y económicamente el pozo ya no sería rentable, es por esto que si se necesitara de alguna operación extra, el refracturamiento hidráulico es la opción que se tiene para la recuperación del gas, ya que evita el daño en la zona vecina al pozo, restablece la buena conectividad con el yacimiento, y permiten explotar áreas con mayor presión de poro. Un

período de producción inicial también puede alterar los esfuerzos presentes en la formación, conduciendo a una mejor contención del crecimiento vertical de las fracturas y a una mayor extensión lateral durante el fracturamiento, e incluso puede permitir la reorientación de la nueva fractura a lo largo de un azimut diferente. En consecuencia, el refracturamiento a menudo restituye o aumenta la productividad del pozo generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

Más del 30% de los tratamientos de fracturamiento se lleva a cabo en pozos más antiguos. Muchos de esos tratamientos son terminaciones de intervalos nuevos; otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Sin embargo, un número creciente de operaciones implica el refracturamiento de intervalos previamente estimulados luego de un período inicial de producción, caída de presión de yacimiento y agotamiento parcial. Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico resultan efectivos en formaciones de baja permeabilidad, fracturadas naturalmente, laminadas y heterogéneas, especialmente yacimientos de gas.

Para que resulten exitosas las operaciones de refracturamiento se debe crear una fractura apuntalada más larga o de mayor conductividad, o exponer mayor espesor productivo neto en el pozo, en comparación con las condiciones de pozo existentes antes del refracturamiento hidráulico. El logro de estos objetivos requiere el conocimiento de las condiciones de yacimiento y de pozo para comprender las razones del éxito de los refracturamientos y así poder mejorar los futuros tratamientos en base a la experiencia.

Las técnicas de diagnóstico, tales como los levantamientos de trazadores radiactivos, las pruebas de pozos, las curvas de declinación de la producción y los registros de producción, ayudan a diagnosticar la existencia de intervalos sin estimular o con un desempeño deficiente. Los avances registrados en los programas de computó de modelado, diseño y análisis de fracturas hidráulicas también han contribuido significativamente al éxito de las operaciones de refracturamiento hidráulico durante los

últimos años, al igual, que las mejoras introducidas en las técnicas de selección de candidatos, los fluidos de estimulación innovadores, y las mejoras de los apuntalantes y del control del contraflujo del apuntalante.

El refracturamiento hidráulico es viable sólo si los pozos exhiben un desempeño deficiente por problemas relacionados con la terminación, y no por la calidad pobre de los yacimientos. Ni el fracturamiento ni el refracturamiento pueden convertir pozos productores marginales situados en yacimientos pobres, en pozos eficaces.

4.8 Reducción en el Impacto Ambiental, el Impacto en la Vida Silvestre y en la Comunidad.

El desarrollo completo de una sección de 2.6 (km²) podría requerir 16 pozos verticales cada uno situado en una PAD o plataforma y por separado. La baja permeabilidad natural de las lutitas requiere de pozos verticales que sean desarrollados en intervalos de espacio más corto de yacimientos de gas convencional para manejar una mayor eficiencia del recurso. Esto puede causar que en el desarrollo inicial de los pozos verticales se tengan espaciamientos de 325 metros o menos, para drenar de manera eficiente los recursos de gas de los yacimientos de lutita. Además, la perforación horizontal puede reducir considerablemente el número total de los PAD's o plataformas, caminos de acceso, rutas de oleoductos y las instalaciones de producción necesarias, reduciendo así al mínimo la fragmentación de hábitat, impacto social y el impacto al medio ambiente en general. Los reportes de Devon Energy Corporation mencionan que el uso de pozos horizontales en el campo Barnett permitió a la empresa reemplazar de 3 a 4 pozos verticales por un solo pozo horizontal. Aunque es demasiado pronto para determinar el espaciamiento final de manera que sea más eficiente recuperar los recursos de gas en todas las cuencas, la experiencia hasta la fecha indica que el uso de la tecnología de un pozo horizontal de manera significativa disminuirá la alteración del medio ambiente.

La **Tabla 3.1** incluye datos sobre el espaciamiento entre pozos de algunas cuencas de desarrollo de gas en lutitas en Estados Unidos. Usando estos datos es posible comparar el desarrollo típico de una zona de 2.6 (km²) con pozos verticales contra pozos horizontales. El intervalo de espaciamiento para los pozos verticales en un play de lutitas gasíferas tiene en promedio 325 metros por pozo en explotación inicial. Mientras que el intervalo de espaciamiento para los pozos horizontales se encuentra alrededor de 1300 metros por pozo. Por lo tanto, una sección de 2.6 (km²) podría ser desarrollada con un total de 16 pozos verticales, o tan sólo 4 pozos horizontales, todos perforados de una sola plataforma multilateral. Estos pozos horizontales múltiples son terminados de un solo pozo dentro de un área y pueden requerir que la plataforma o área se amplié ligeramente. Estimando que esta ampliación causará un incremento a 2023.45 (km²), los 4 pozos horizontales respecto a carreteras y servicios públicos alterarían un estimado total de 29,940 (m²), mientras que los 16 pozos verticales alterarían aproximadamente 311,600 (m²).



Figura 4.19. Equipo de perforación en el Condado de Upshur, al Oeste de Virginia.

Otro de los reveses que están afrontando las empresas productoras, es que las lutitas más fructíferas en Estados Unidos yacen debajo de centros poblados de interés, se han presentado campañas ambientalistas en contra del procedimiento del fracturamiento hidráulico, por la supuesta contaminación de acuíferos con los químicos que se utilizan,

además de contaminación de sus acueductos con el gas metano, así como el alto tráfico de grandes camiones por la zona, afectando la vida silvestre y su hábitat durante la exploración, desarrollo, operación, y las fases de abandono, (**Figura 4.19**). La explotación del gas en lutitas utilizando pozos horizontales y multilaterales con PAD's o plataformas reducidas, no sólo reduce las alteraciones de superficie, sino que también reduce el número total de pozos perforados y construidos de peras o macroperas, pero también causa menos caminos y vías de acceso. Además, la perforación en áreas sensibles tales como los pantanos, arroyos, ríos y hábitat silvestre, no se ven afectados al producir gas en estas zonas. Esta capacidad de reducir los efectos que alteran la superficie es sobre todo importante en determinados hábitats críticos.

Además, las regulaciones estatales y, en algunos casos, las ordenanzas locales incluyen estipulaciones que dictan restricciones operativas para proporcionar protección adicional para los recursos de vida silvestre. Estas ordenanzas previenen la construcción en/o cerca de arroyos o ríos, llanuras aluviales y los bosques de montañas altas sensibles a proteger las especies de vida silvestre y sus hábitats asociados, así como los proyectos especiales que son necesarios cuando las acciones de uso de superficie pueden afectar a especies amenazadas o en peligro de extinción.

Cuando los daños en el hábitat de la vida silvestre son inevitables, las compañías de energía atenúan dichos daños de la tierra mediante la aplicación de prácticas de recuperación de tierras para su restauración a las condiciones originales. En general, las prácticas de recuperación (o medidas de mitigación) son diseñadas para proteger y mantener la vida silvestre, esto dependerá de las características del proyecto, las características de la región, y las especies potencialmente afectadas. Sin embargo, las tecnologías asociadas con el desarrollo moderno de gas en lutita puede reducir los impactos en primer lugar, también poder reducir la necesidad de medidas de restauración de protección. Independientemente de la situación, la recuperación oportuna de tierras dañadas (por ejemplo, la resiembra, el contorno de la tierra) puede reducir al mínimo los daños a corto y largo plazo de los hábitats naturales.

El proceso de desarrollo de gas en lutitas, especialmente la perforación y fracturamiento hidráulico, puede crear aumentos a corto plazo del tráfico, la contaminación y el ruido, por el tipo de vehículos que se manejan (**Figura 4.20**). Estos daños generalmente se limitan a los primeros 20 a 30 días de perforación y el periodo de terminación. El aumento de tráfico y los daños a las carreteras puede ocurrir si los parámetros de diseño para el volumen de tráfico y las cargas de peso se superan. Cuando estos efectos son un problema, las compañías trabajan con las autoridades para ajustar los horarios de trabajo para ayudar reducir la congestión, los problemas con las inundaciones, y modificar el calendario de algunas operaciones e instalaciones especiales de barreras de sonido, esto para reducir el ruido hacia los residentes cercanos. En el campo de Barnett, alrededor del Aeropuerto Internacional de Dallas-Fort Worth, los operadores han construido tuberías permanentes para transportar el agua de producción de algunos pozos a las instalaciones, reduciendo así el tráfico y el potencial daño a las carreteras. Cuando estas prácticas se combinan con los beneficios de múltiples pozos direccionales desde una solo plataforma, el número de acceso a carreteras o caminos y el tráfico asociado puede reducirse aún más.



Figura 4.20. Camiones cisterna en Parker, Texas.

Con los continuos avances en la tecnología, las compañías de perforación gozan de un mayor nivel de flexibilidad de perforación que en el pasado. Esto facilita al área de

producción tener la posibilidad de ajustar sus proyectos operacionales permitiendo tener acceso a lugares de perforación que de otro modo serían inaccesibles. Aunque las circunstancias de perforación varían según la región geológica y la ubicación de pozos, en muchos casos, los plays de lutitas gasíferas se están perforando con pozos tanto verticales como horizontales (**Figura 4.1**). Los pozos horizontales también se han utilizado en muchas áreas del país donde el acceso remoto a los recursos de gas natural bajo la infraestructura existente, edificios, áreas ecológicas, u otras características que impedían el uso de pozos verticales. El desarrollo del campo Barnett, cerca del Aeropuerto Internacional de Dallas-Fort Worth (**Figura 4.21**), es un excelente ejemplo de cómo el desarrollo de las zonas urbanas es posible con pozos horizontales.



Figura 4.21. Actividad de gas en lutitas cerca del Aeropuerto Internacional de Dallas.

Las prácticas de desarrollo han sido alteradas para adaptarse a las ordenanzas locales implementadas, esto para disminuir el impacto en la comunidad y proteger los recursos ambientales. Cuando estas mismas operaciones se trasladan a las zonas urbanas alrededor de las ciudades de Arlington, Burleson, Cleburne, Fort Worth, Joshua y North Richland Hills, ordenanzas específicas son desarrolladas y requieren permisos adicionales para los retrocesos de los pozos de las propiedades y durante el día y la noche los límites de ruido y luces direccionales. La iluminación direccional proporciona la iluminación en algunos sitios de los pozos para obtener seguridad en los trabajadores,

dirigiendo la luz hacia abajo y protegiendo los alrededores del área para prevenir iluminar residencias vecinas, caminos y otros edificios.

Un concepto similar de estas plataformas de perforación, es que están siendo equipados con cajas como la manta que actúan como una barrera acústica para reducir el ruido del motor (**Figura 4.22**).



Figura 4.22. Mantas de aislamiento se utilizan para amortiguar el ruido de las operaciones de perforación de pozos.

CAPÍTULO V.

**Producción del Gas Natural
Proveniente de Cuerpos
Lutíticos.**

5. Producción del Gas Natural Proveniente de Cuerpos Lutíticos.



5.1 Introducción.

Las reservas de gas natural, como las del aceite están distribuidas de forma desigual en el mundo, concentrándose de manera particular en un pequeño número de países y de yacimientos. Rusia, Irán y Qatar acumulan el 56% de las reservas probadas del mundo, y tan solo 25 campos de gas contienen el 48% de las mismas. Medio Oriente tiene un total del 41% de las mencionadas reservas y Rusia el 25%. Los porcentajes de producción global por regiones difieren de los correspondientes a las reservas. Por ejemplo, Medio Oriente, tan solo aporta el 11% de la producción mundial, mientras que América del Norte, con el 4.5% de las reservas mundiales, contabiliza el 26% de la producción.

Para el año 2000 las estimaciones de recursos recuperables finales **convencionales** según el Servicio Geológico de los Estados Unidos, fue de 15,396 (Bcf/d) con una probabilidad del 50%. Tras aplicar a dicha evaluación diversos ajustes correspondientes a

la producción acumulada y a los cambios en las cifras de reservas del 2000, la Agencia Internacional de la Energía consideró a finales del 2007 que aproximadamente 6650 (Bcf/d) corresponderían a reservas probadas. La producción acumulada hasta el año 2007 equivale al 13% de los recursos convencionales iniciales de gas natural.

Mientras que en el caso del gas **no convencional** representa una parte significativa de la producción de los Estados Unidos. A lo largo de la década de los 90's, 8 de los 10 yacimientos de gas descubiertos en dicho país se localizaron en rocas almacén no convencionales. En el 2007 un informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos calculó que la cuota de producción de gas natural a partir de fuentes no convencionales, referida al total de la producción doméstica de los E.U., aumentaría de un 40% en 2004, a un 50% en 2030, y que dicho gas no convencional supondría el 28% del incremento en el suministro de gas natural experimentado entre 2004 y 2030.

La producción de gas de lutitas en Estados Unidos está impactando favorablemente en la necesidad que se tiene de este hidrocarburo, la mala noticia es que los pozos podrían declinar un 70% o más, durante el primer año de operación.

Por impresionante que haya sido el crecimiento de la producción real de los yacimientos de lutitas gasíferas, su rendimiento potencial es aún mayor. La recuperación final estimada (EUR) de las cuencas de gas de lutita identificadas en los Estados Unidos se estimó en 1.28 (Tcf), en 1996. Esta cifra se incrementó con los años, alcanzando actualmente una proyección de 5 (Tcf). En base a esta tasa de crecimiento, la EUR mundial para el gas de lutita podría alcanzar a 75 (Tcf).

5.2 Evaluación del Gas en Lutitas.

Las cuencas desarrolladas, en las que el gas de lutita representa el interés actual en producción, normalmente ofrecen una abundancia de datos de estudios de campo y pozos perforados previamente. En consecuencia, previo a la perforación de nuevos

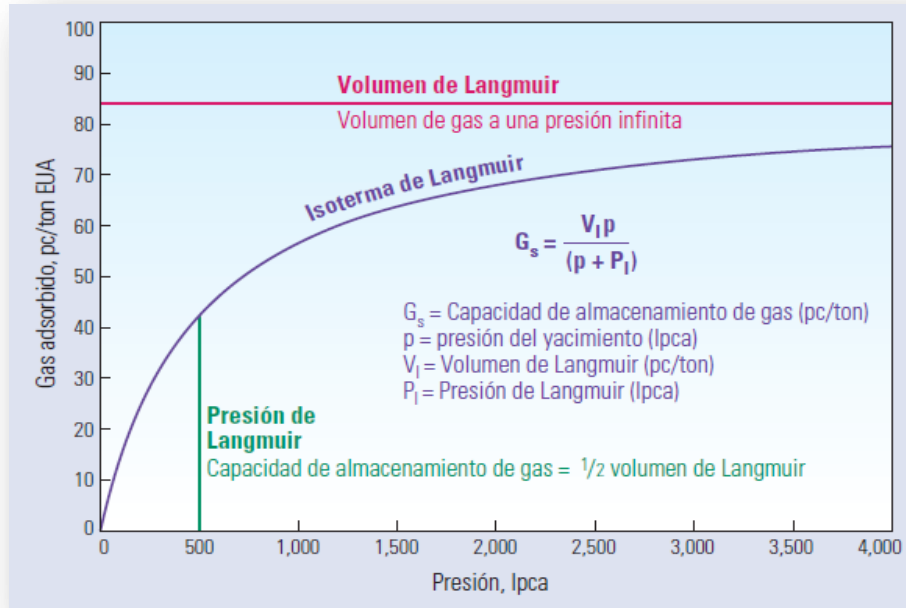
pozos, los registros históricos, tales como las secciones de afloramientos, los mapas geológicos de campo de las lutitas ricas en contenido orgánico y los datos de pozos previos pueden resultar vitales para la elaboración de estimaciones preliminares del gas de lutita en sitio. En particular, los registros de lodo de pozos previos señalan las manifestaciones de gas que se encuentran en profundidad y registran el análisis cromatográfico y las lecturas del gas obtenidas con el detector de ionización de llama, además de la litología. Los recortes de formaciones, que rutinariamente se tamizan, lavan y secan antes de introducirse en sobres de muestras, a menudo son retenidos para análisis futuros. Si están disponibles, estos recortes pueden enviarse al laboratorio para el análisis del contenido orgánico y la madurez.

Durante las primeras etapas de la perforación en lutitas gasíferas, la extracción de núcleos desempeñará un rol significativo en un programa de evaluación de formaciones. Los núcleos de lutita proveen mediciones directas que los geocientíficos utilizan para determinar el gas en sitio.

El gas está contenido en los espacios porosos y en las fracturas, o se encuentra adherido en sitios activos de la superficie, en la materia orgánica contenida en una lutita. En conjunto, esta combinación de gas intersticial y gas adsorbido conforma el contenido de gas total de una lutita. Mediante la determinación de las proporciones de gas intersticial y gas adsorbido bajo condiciones de yacimiento, los geocientíficos pueden calcular el gas en sitio utilizando una variedad de técnicas.

Comenzando en la localización del pozo, se preparan núcleos recién cortados para su envío a un laboratorio de análisis de núcleos. Los segmentos de estos núcleos pueden sellarse en cartuchos filtrantes y enviarse a laboratorios especialmente equipados para las pruebas de desorción de los cartuchos filtrantes. Estas pruebas miden el volumen y composición del gas liberado del núcleo como una función del tiempo. La desorción de los cartuchos filtrantes mide el contenido total de gas pero no mide las proporciones de los componentes adsorbidos e intersticiales ni evalúa su dependencia con respecto a la presión. En consecuencia, se deben utilizar otras mediciones.

El personal de laboratorio coloca la lutita finamente triturada en una cámara de muestreo y luego la presuriza. Manteniendo la cámara de muestreo a una temperatura de yacimiento constante, los analistas pueden desarrollar isotermas de adsorción que establecen relaciones PVT realistas para el gas de lutita (**Gráfica 5.1**).



Gráfica 5.1. Isoterma de Langmuir.

La isoterma de Langmuir (azul) muestra la cantidad de gas adsorbido que contendrá una muestra saturada a una presión dada. La reducción de la presión hará que el metano se desorba de acuerdo con el comportamiento prescrito por la línea azul. La desorción del gas se incrementa de una manera no lineal conforme declina la presión.

La experiencia adquirida a través del análisis de núcleos ha demostrado que las lutitas termogénicas maduras se encuentran saturadas predominantemente por gas intersticial, con una fracción de gas adsorbido que oscila entre el 50% y el 10%. Contrariamente, las lutitas biogénicas inmaduras se encuentran saturadas predominantemente por gas adsorbido, con cantidades más pequeñas de gas intersticial. Además, diversas proporciones de agua, gas y aceite móvil ocupan los espacios porosos de las lutitas.

La mejor calidad de las lutitas son las que contienen habitualmente saturaciones de aceite y agua reducida y alta saturación de gas intersticial, y, en consecuencia, mayor permeabilidad relativa al gas. Consecuentemente, estas lutitas poseen un contenido orgánico entre moderado y alto, un alto grado de maduración orgánica, y una textura que refleja una preservación de la porosidad y permeabilidad durante el proceso de sepultamiento. Por lo tanto, para evaluar el gas en sitio, las mediciones de laboratorio deben proveer una evaluación directa de las saturaciones de gas y líquidos, la porosidad, la permeabilidad de la matriz, el contenido orgánico y la maduración, además de la capacidad de la materia orgánica para adsorber el gas a una temperatura de yacimiento constante en función de la presión del yacimiento.

Finalmente, los análisis de registros, si se calibran con mediciones reales de las propiedades de los yacimientos derivadas del análisis de núcleos, proveen la base para efectuar predicciones confiables del gas en sitio mediante cálculos de la porosidad y saturación de gas. Los modelos basados en registros también pueden utilizarse para predecir propiedades en pozos adyacentes a lo largo de regiones de alcance lateral limitado, lo que facilita la evaluación de la heterogeneidad a escala de cuenca.

5.3 Evaluación del Potencial en Lutitas.

La evaluación del potencial prospectivo de una lutita gasífera consiste en considerar las contribuciones positivas o negativas de una diversidad de factores, incluyendo la mineralogía y textura de las lutitas, la madurez de la arcilla, el tipo y madurez del kerógeno, la saturación de fluidos, los mecanismos de almacenamiento de gas adsorbido e intersticial, la profundidad de sepultamiento, la temperatura y la presión de poros. En particular, la porosidad, la saturación de fluidos, la permeabilidad y el contenido orgánico, son importantes para determinar si una lutita posee potencial para su desarrollo. **(Tabla 5.1).**

Parámetro	Valor
Porosidad	>4%
Saturación de agua	<45%
Saturación de aceite	<5%
Permeabilidad	0.0001 milidarcies
Contenido orgánico total	>2%

Tabla 5.1. Parámetros de yacimientos críticos.

La evaluación de yacimientos se complica por el hecho de que el gas de lutita es producido de formaciones que son heterogéneas. La calidad de las lutitas puede variar en las direcciones vertical y lateral, con intervalos que poseen gran potencial prospectivo yuxtapuesto con secciones de calidad más pobre. Y las lutitas de calidad de yacimiento pueden expandirse o acunarse lateralmente, a lo largo de distancias relativamente cortas, mientras que el espesor bruto de las lutitas permanece inalterado. Los geólogos evalúan la heterogeneidad en una escala de pozo mediante el análisis de núcleos y registros de pozos. Analizando datos medidos, los geocientíficos pueden determinar el gas en sitio, el potencial prospectivo, y su variabilidad en función de la profundidad. Estos datos conforman la base para la estimación del potencial de producción económica, identificando las unidades prospectivas a las que apuntar como objetivos de terminación, y para el desarrollo de evaluaciones de costo-beneficio de las operaciones de terminación de pozos laterales y verticales.

El límite más grande para la producción de gas de lutitas puede residir en los poros de la roca. La evidencia empírica aportada por algunos estudios indica que las permeabilidades inferiores a 0.0001 milidarcies definen un límite inferior para la producción económica de los plays de gas de lutita. Este límite parece ser independiente de la calidad de la terminación y del contenido de gas.

La clave para el descubrimiento de yacimientos de lutitas gasíferas radica en identificar con precisión la concurrencia de parámetros geológicos favorables, tales como la historia de variaciones de temperatura, el contenido de gas, el espesor del yacimiento, las propiedades de la roca matriz y las fracturas.

5.4 Desarrollo del yacimiento.

Para que el gas llegue a la superficie durante su producción, la roca debe contener trayectorias suficientes para estimular su migración hacia un pozo. Los operadores que apuntan a las lutitas como objetivo de producción deben considerar, por lo tanto, la permeabilidad del sistema; es decir, la combinación de la permeabilidad de una matriz de lutita con sus fracturas naturales.

Para exponer más el pozo al yacimiento y extraer provecho de las fracturas naturales presentes en un campo, los operadores están recurriendo cada vez más a la perforación de pozos horizontales (**Figura 5.1**). Esta técnica, si bien no es nueva para la industria, ha sido clave para la expansión del éxito de los desarrollos de gas de lutita. Las operaciones de perforación de pozos horizontales ha demostrado claramente el crecimiento de las operaciones de desarrollo de la Formación Barnett, en la Cuenca Fort Worth del centro norte de Texas.

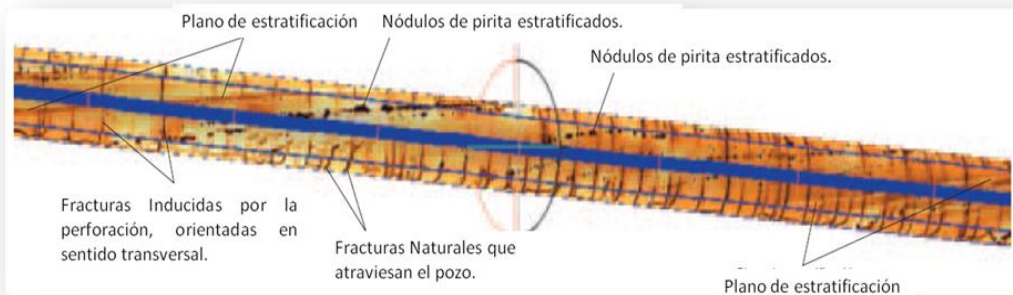
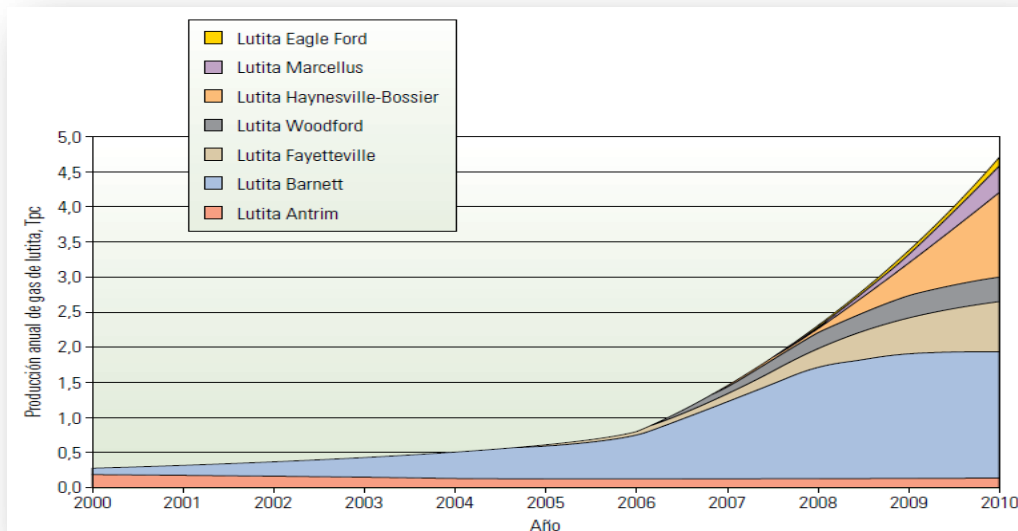


Figura 5.1. Perforación a través de las fracturas.

En 1821, varias décadas antes de la perforación del primer pozo de aceite, se perforó un pozo comercial de gas de lutitas en Fredonia, Nueva York, Estados Unidos. En la década de 1920, la producción de gas natural provino de yacimientos de lutitas similares de la cercana cuenca de los Apalaches. Los métodos utilizados en esos tiempos para la explotación de las lutitas gasíferas eran muy obsoletos en comparación con los de la

actualidad. Los operadores perforaban pozos verticales que producían tasas de flujo bajas.

En el año 2002, se comenzó a perforar pozos horizontales. En el 2005, se habían perforado más de 2,000 pozos horizontales. Para el año 2008, el campo Barnett pasó a ser la formación productora de gas más grande de Estados Unidos y contribuía con el 7% de todo el gas natural producido en los 48 estados de este país en ese año. Y en el 2010, se produjeron 4.87 (Tcf) de gas seco de los diversos recursos no convencionales de lutita de Estados Unidos (**Gráfica 5.2**). Esto representó el 23% de la producción anual de ese país. En marzo de 2011, al cabo de sólo tres años de desarrollo, el Campo Haynesville-Bossier de Luisiana y el este de Texas produjo 5,200 (MMcf) de gas natural, lo cual supero los 5,400 (MMcf/d) del Campo Barnett.



Gráfica 5.2. Producción anual de Gas en lutitas.

Otras tecnologías han resultado vitales para el desarrollo del play de lutitas. Utilizando técnicas de interpretación sísmica 3D, los operadores logran planificar mejor las trayectorias de los pozos horizontales. Esta tecnología ha ayudado a los operadores a expandir el play Barnett para incluir áreas previamente consideradas improductivas.

En todo el mundo, las compañías están adquiriendo y analizando datos sísmicos, perforando pozos exploratorios y evaluando formaciones en busca de capacidades para la producción de gas. En la **Tabla 5.2** se muestra una comparativa de un estudio que estimó el volumen de reservas globales de gas de lutitas, donde para el 2011 se ve un incremento de la estimación de casi el 60%.

Región	Estudio 1997, Tcf	Estudio EIA 2011, Tcf
América del Norte	3842	7140
América del Sur	2117	4569
Europa	549	2587
África	1548	3962
Asia	3528	5661
Australia	2313	1381
Otros	2215	No disponible
Total	16112	25300

Tabla 5.2. Estimaciones del Gas en Lutitas.

En un Informe publicado en el 2011 por la Administración de Información de Energía (EIA) de Estados Unidos se evaluaron 48 cuencas de lutitas gasíferas de 32 países y se examinó el estado de desarrollo actual de las lutitas (**Figura 5.2**).

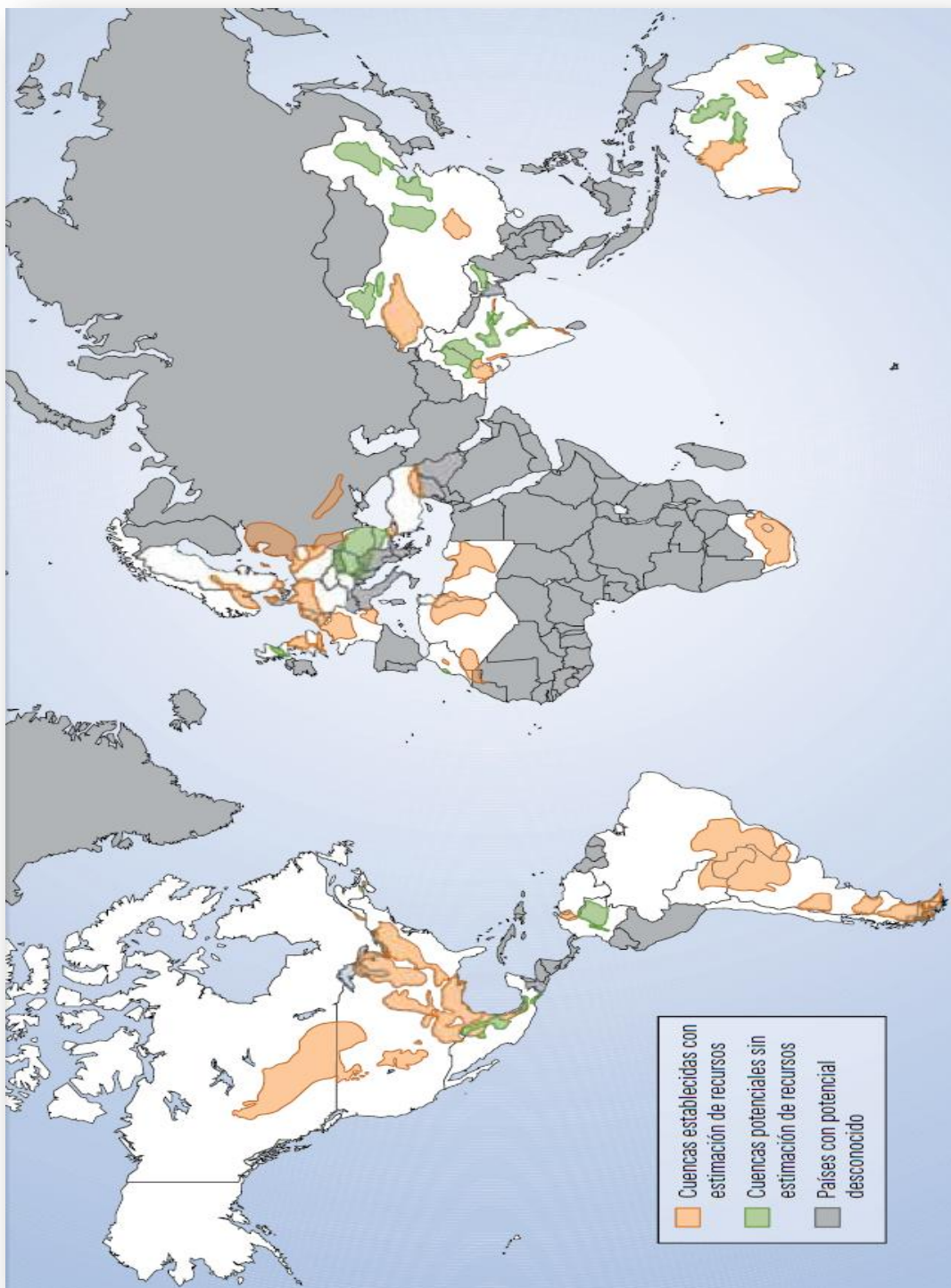


Figura 5.2. Recursos Globales de Gas en Lutitas.

5.5 Producción Mundial de Gas en Lutitas.

A continuación se presentan los países con sus principales Cuencas de Lutitas y algunas de sus características.

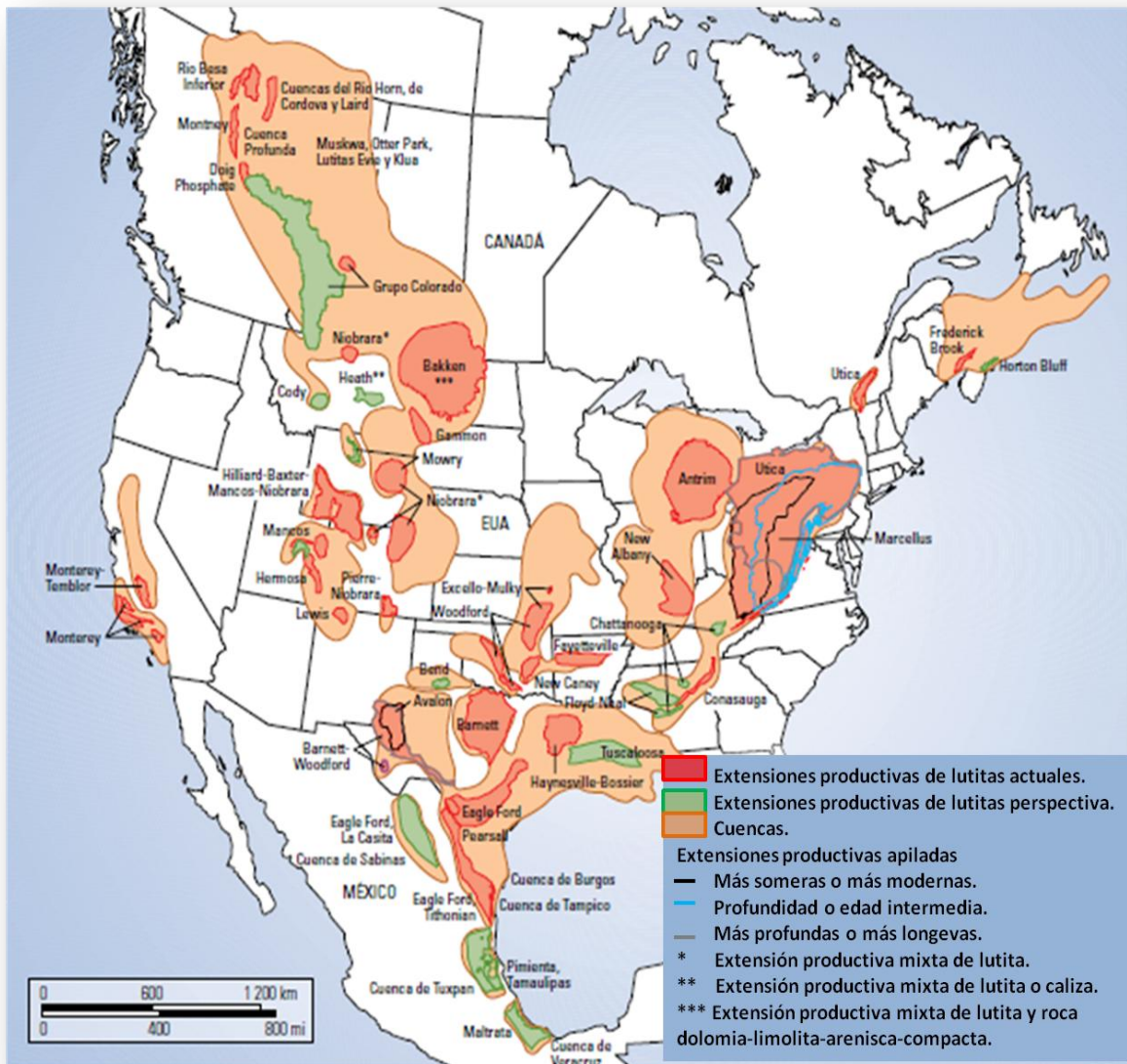


Figura 5.3. Principales Cuencas de Lutitas en América del Norte.

➤ **Canadá.**

En Canadá (**Figura 5.3**) numerosas cuencas cuentan con un potencial significativo de gas de lutitas. Las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá e incluyen la cuenca de Horn River, Córdova, Laird, la cuenca Profunda y el Grupo Colorado. Para julio de 2009, la Cuenca Montney se habían perforado 234 pozos horizontales que producían 376 (MMcf/d) de gas natural.

➤ **Estados Unidos.**

El principal ejemplo en América del Norte y del mundo es en Estados Unidos donde los recursos no convencionales comerciales de lutitas se localizan en el noreste de este país, el más representativo es el Campo Marcellus, es sin dudas la extensión productiva más grande ya que posee una superficie de 246,048.84 (km²). A ésta le sigue la lutita del Campo New Albany, con un tamaño casi de 113,000 (km²) (**Figura 5.3**).

➤ **México.**

En cuanto a México (**Figura 5.3**) existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de Estados Unidos, tales como las lutitas Eagle Ford, Haynesville-Bossier y Pearsall. Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro oriental de México. Las lutitas a las que se apunta como objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México.

Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas son las de Burgos (que incluye las lutitas de la Formación Eagle Ford y las lutitas de edad Titoniano), Sabinas (que incluye las lutitas de la Formación Eagle Ford y de la Formación La Casita de edad Titoniano), Tampico (lutita de la Formación Pimienta), Tuxpan (lutitas de las Formaciones Pimienta y Tamaulipas) y Veracruz (lutita de la Formación Maltrata). Las lutitas ricas en materia orgánica en estas zonas son estructuralmente complejas debido a que se encuentran a más de 5000 (m) de profundidad.

El primer pozo exploratorio de gas de lutitas, tuvo éxito con una prueba de gas de la lutita Eagle Ford en la cuenca de Burgos. La producción comenzó en mayo de 2011 con una tasa de 3 (MMcf/d) aproximadamente. Se tiene previsto perforar 20 pozos más en el futuro cercano para evaluar de manera más exhaustiva el potencial de recursos de las cinco cuencas mencionadas.

➤ **América del Sur.**

En América del Sur se localizan varias cuencas de lutitas gasíferas potenciales (**Figura 5.4**). Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas.

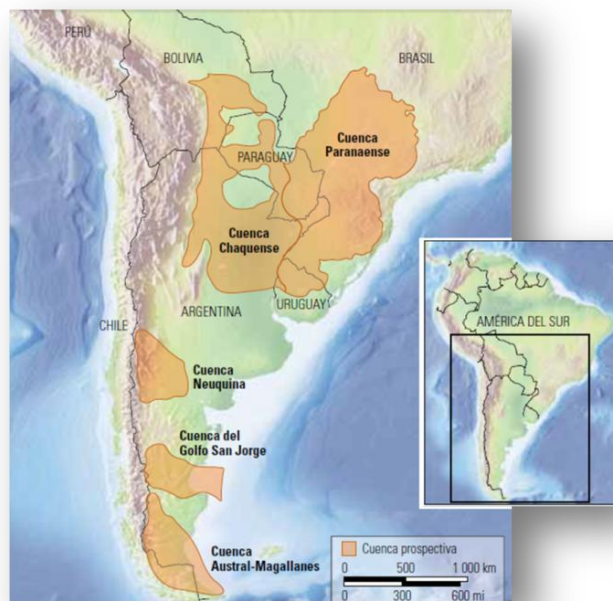


Figura 5.4. Cuencas de Lutitas en América del Sur.

➤ **Europa.**

Mientras que Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de gas en lutitas (**Figura 5.5**). Las cuencas de Lublin y Podlasie son similares entre sí y se diferencian de la cuenca del Báltico por los rasgos geológicos y la falla tectónica regional. Francia es el segundo lugar de recursos estimados de lutitas gasíferas después de Polonia, la mayor

parte de la actividad exploratoria de la cuenca de París se ha dirigido al aceite de lutitas, más que al gas.

En la actualidad, existe una suspensión de las actividades de investigación y perforación en busca del aceite y del gas de lutitas en Francia, ya que está pendiente la ejecución de estudios de impacto ambiental. También se encuentra la prohibición gubernamental de todos los procesos de fracturamiento hidráulico en Francia, que fue promulgada en junio de 2011.

Además, el Reino Unido posee dos horizontes petroleros principales: el sistema petrolero norte de edad Carbonífero y el sistema petrolero sur de edad Mesozoico. Los dos sistemas contienen varias cuencas con una historia depositacional y tectónica similar. Las acciones gubernamentales destinadas a restringir las actividades de exploración de lutitas cambiaron su curso en mayo de 2011 y recientemente se ha registrado un incremento de las operaciones de perforación de exploración en ambos sistemas.

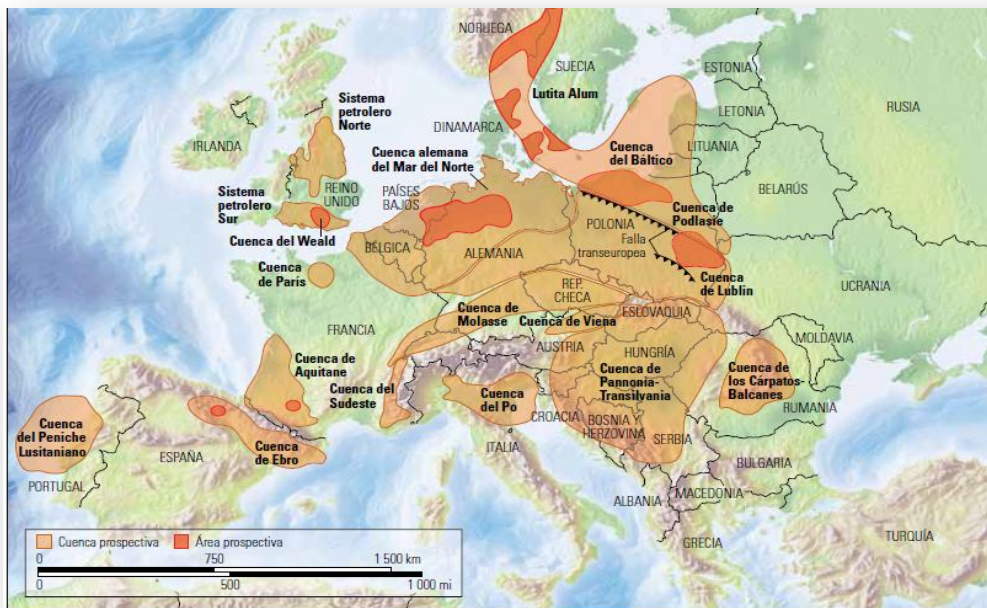


Figura 5.5. Cuencas de lutitas en Europa.

➤ **África.**

África, posee varias cuencas de lutitas consideradas recursos no convencionales potenciales (**Figura 5.6**). La cuenca de Karoo, se caracteriza como térmicamente madura y con alto contenido orgánico y se encuentra en la ventana de gas seco.

La actividad de exploración en Marruecos, incluidas la adquisición sísmica y las operaciones de perforación exploratoria, comenzaron recientemente pero aún se encuentra en las primeras etapas. En este momento, la escasez de información, junto con la falta de recursos de perforación y exploración, crean un ambiente deficiente para el desarrollo de lutitas gasíferas.

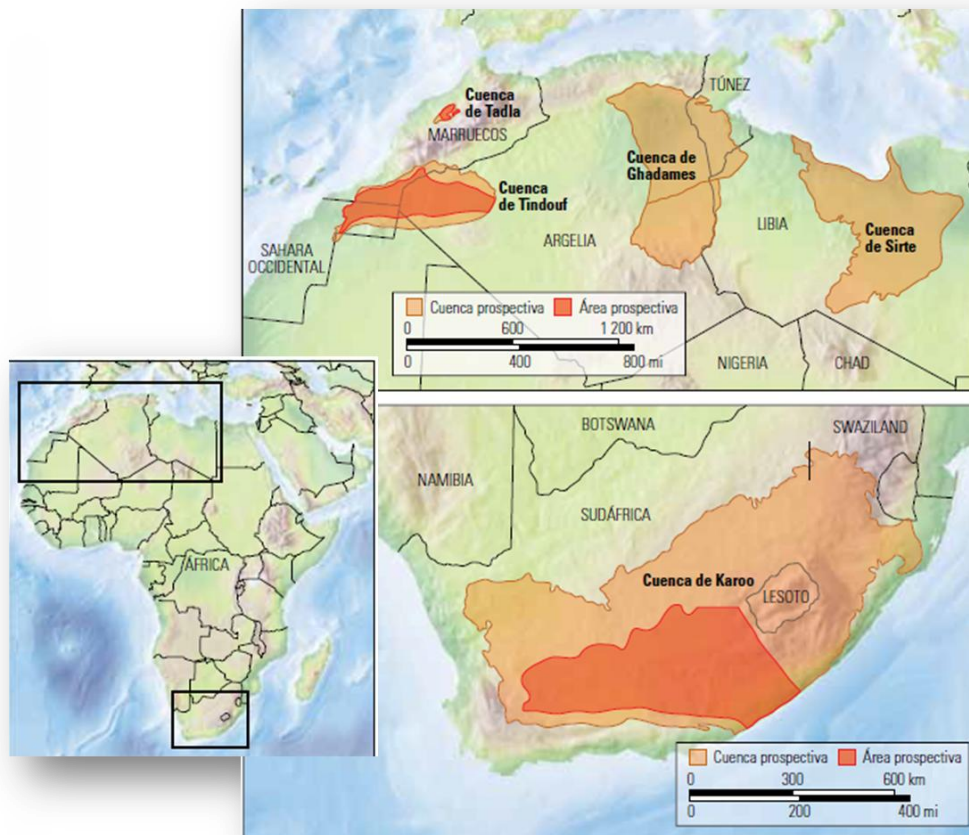


Figura 5.6. Cuencas de Lutitas de África.

➤ **China.**

En tanto, China (**Figura 5.7**) tiene yacimientos de lutitas ricas en materia orgánica de gran espesor, estas cuencas cubren amplias extensiones y poseen buenas características prospectivas para el desarrollo. Se tiene básicamente dos Cuencas las cuales se encuentran en una ventana de gas seco.

En la cuenca de Sichuan, tiene un bajo contenido de arcillas lo cual es una ventaja, porque se convierte en candidatos potencialmente buenos para los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. No obstante, la presencia extensiva de pliegues y fallas plantea una importante complejidad estructural, lo que introduce riesgos para el desarrollo futuro.

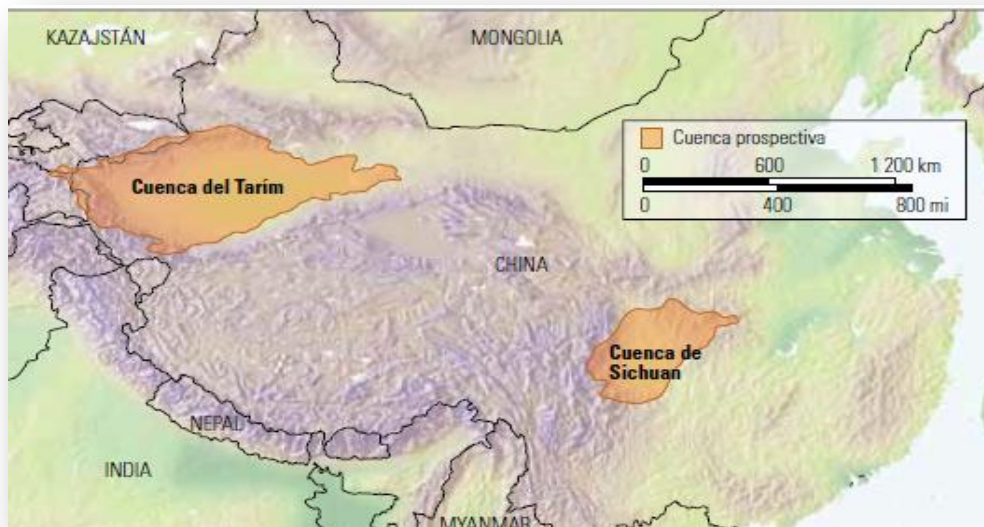


Figura 5.7. Cuencas de Lutitas en China.

➤ **India y Pakistán.**

En India existen varias cuencas que contienen lutitas ricas en materia orgánica, si bien sólo cuatro se consideran prioritarias para la exploración; Pakistán posee una cuenca con potencial (**Figura 5.8**).

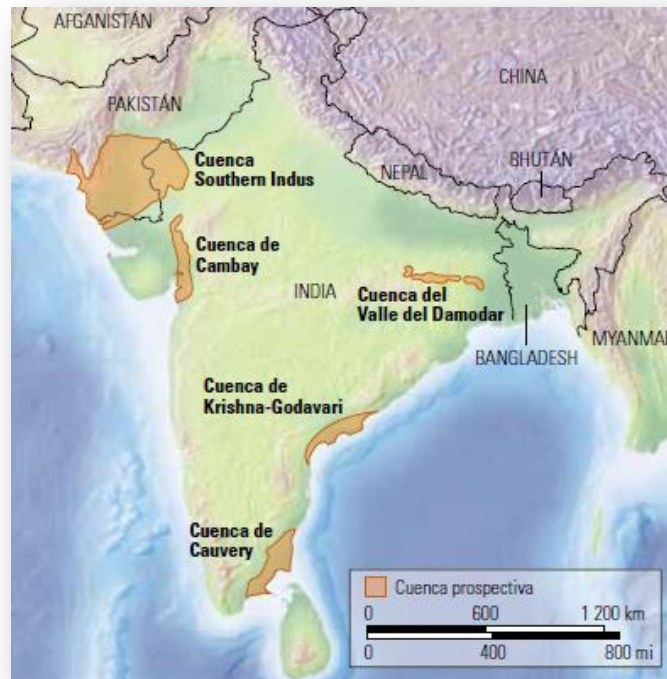


Figura 5.8. Cuencas de Lutitas de India y Pakistán.

La lutita Kommugudem en la cuenca de Krishna-Godavari de la India parece ofrecer el mayor potencial para la producción, seguida por la lutita Cambay de la cuenca de Cambay. El análisis de la lutita Barren Measure del Valle del Damodar la clasifica como la de menor potencial de las cuatro cuencas de la India.

Existen actividades de exploración en curso en la India con cierto grado de éxito. Si bien el análisis indicó la existencia de potencial marginal para la producción comercial de la lutita Barren Measure de edad Pérmico, en la cuenca del Valle del Damodar, fue el lugar donde se perforó el primer pozo de gas de lutitas de India, se destaca por ser uno de los

primeros pozos fuera de Estados Unidos y Canadá que produce gas de lutitas en cantidades comerciales.

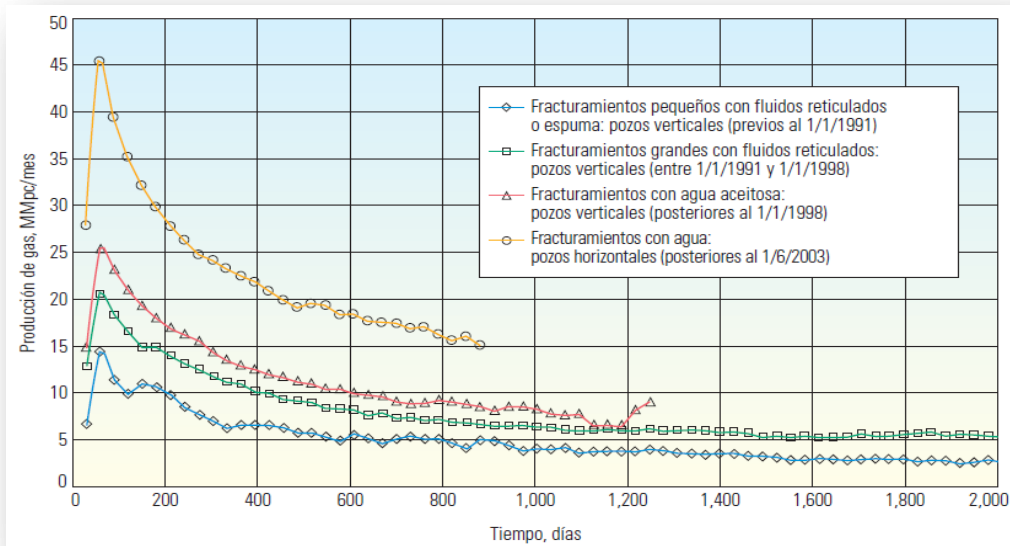
La **Tabla 5.3** muestra las estimaciones de Gas Original en sitio (GIP) y las estimaciones de Gas Recuperables en algunas de las más importantes Cuencas del Mundo.

Campo	País	Gas Orignal en Sitio (Tpc)	GIP recuperable (Tpc)
Marcellus	Estados Unidos	1500	
Haynesville-Bossier	Estados Unidos	717	
Barnett	Estados Unidos	327	
Horn River, Córdoba, Laird, la cuenca Profunda y el grupo Colorado.	Canadá	1326	355
Utica	Canadá	155	31
Windsor	Canadá	9	2
Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan, Veracruz.	México	2366	681
Chaquense, Paranaense, Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge, Austral-Magallanes	Argentina	2732	774
Paranaense	Brasil	906	226
Báltico, Lublin y Podlasie	Polonia, Alemania, Rep. Checa, Suecia, Noruega, Dinamarca, entre otros.	792	187
Cuenca Alemana del mar del Norte(Posidonia)	Alemania y Países Bajos	26	7
Cuenca Alemana del mar del Norte(Wealden)	Alemania	9	2
Alum	Noruega, Suecia y Dinamarca	589	147
Cheshire (Sistema Petrolero Norte)	Reino Unido	95	19
Karoo	Sudáfrica y Lesoto	1834	485

Tindouf y Tadlan	Marruecos, El Sahara Occidental, Mauritania y el Oeste de Argelia	266	53
Tarím y Sichuan	China	5101	1275
Cambay, Krishna-Godavari, Cauvery, la Cuenca del Valle del Damodar y Southern Indus.	India y Pakistán	496	114

Tabla 5.3. Cuencas Productivas de gas de lutita en el Mundo.

5.6 Estimulación de las lutitas.



Gráfica 5.3. Producción de Gas de la Formación Barnett.

En la Formación Barnett, los tratamientos de estimulación han evolucionado a lo largo de la vida productiva de este play, comenzando con los tratamientos pequeños con espuma de CO₂ o N₂, realizados en la Formación Barnett Inferior, hasta mediados de la

década de 1980. Luego, los operadores comenzaron a emplear tratamientos de fracturamiento hidráulico masivos. Estos tratamientos utilizaban un promedio de 2270 (m³) de gel reticulado y 635,000 (kg) de apuntalante con arena. A pesar del incremento de la EUR, los altos costos de terminación de pozos y los bajos precios del gas se tradujeron en una economía marginal para el play. Los operadores continuaron realizando tratamientos de fracturamiento masivos hasta 1997. Estos tratamientos establecen canales de fracturas largos y anchos, que utilizan el doble del volumen de los fracturamientos masivos con fluido reticulado, pero que bombean menos del 10% del volumen de apuntalante. Si bien el desempeño de los pozos fue levemente mejor que el de los tratamientos de fracturamiento masivos, los costos de los tratamientos de estimulación se redujeron en aproximadamente 65%. Estos tratamientos se han convertido en práctica normal en la Formación Barnett (**Gráfica 5.3**). Por otra parte, la reducción de los costos de estimulación permitió a los operadores terminar los intervalos de la Formación Barnett Superior, mejorando así las EUR en aproximadamente 20%, o un porcentaje mayor.

Si bien en las operaciones de fracturamiento de la Formación Barnett se utilizan comúnmente agua y arena, algunos operadores de otros plays consideran que no se ha transportado suficiente apuntalante dentro de sus fracturas inducidas. Durante dichas operaciones de fracturamiento, puede suceder que el fluido no cree fracturas lo suficientemente anchas para dar cabida a los granos de apuntalante. En otros casos, los granos bombeados hacia el interior de una fractura se precipitan de la suspensión del fluido que los transportó. En cualquiera de ambos casos, el resultado es una fractura más pequeña, que provee menos permeabilidad que la pretendida.

A fines de la década de 1990, se comenzó con la ejecución de nuevos tratamientos de fracturamiento en pozos originalmente terminados con fluidos gelificados. El monitoreo microsísmico indica que estos tratamientos están activando las fracturas naturales perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo. Esta activación no ocurre con tanta frecuencia con los fluidos viscosos y la realización de nuevos tratamientos de fracturamiento en pozos inicialmente terminados con tratamientos con agua aceitosa es en general menos exitosa.

Además del aumento de los precios del gas y el mejoramiento de las técnicas de perforación horizontal, el desarrollo de prácticas de estimulación económicas y eficaces, fue clave para el éxito comercial de los pozos de gas de lutita.

5.7 Primer Caso Histórico en la Cuenca Utica en Canadá.

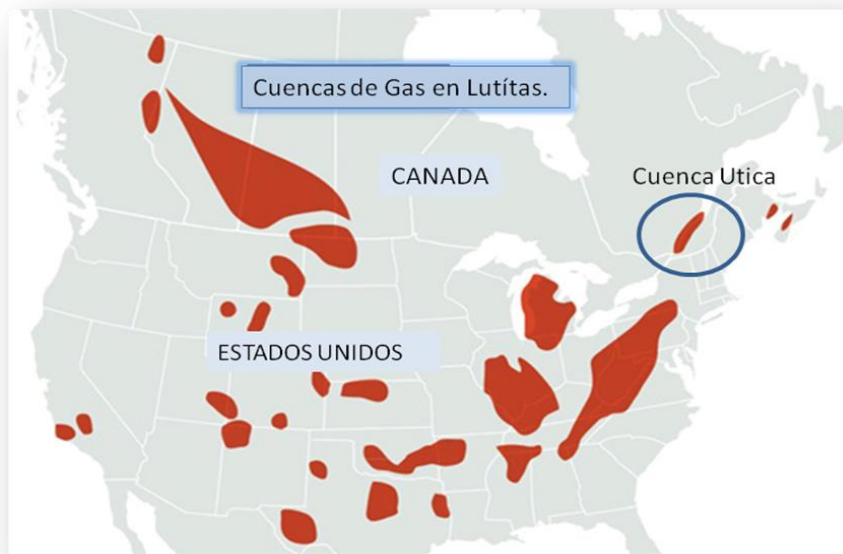


Figura 5.9. Cuenca Utica en Canadá.

En abril de 2008 se anunció un potencial de gas en lutita al sur de Quebec, Canadá (**Figura 5.9**), con 30 nuevos pozos que se han perforado en la zona. La Lutita Utica de la edad Ordovícico Medio es el objetivo principal de esta reciente exploración. El conocimiento actual de la geología de la zona ha llevado a los operadores a dividir el potencial de gas en lutitas en los diferentes plays. Hasta la fecha, la mayoría de las operaciones se han realizado en aproximadamente un tercio de la cuenca de lutita, con una profundidad de 1000 a 2000 (m), situado en la parte central de las tierras bajas del

San Lorenzo. Con un Volumen Original de Gas (OGIP) estimado en un rango que va de 120 hasta 160 (Bcf) por cada sección, la profundidad del play se considera prometedora. Los dos tercios restantes de la cuenca de lutita Utica no ha sido ampliamente probado todavía, pero el potencial sigue siendo prometedor.

Sobre la base de los trabajos de exploración realizados en los últimos 5 años en el sur de Quebec, cuatro tipos de plays se han descrito:

- 1) profundidad baja-media de gas termogénico en lutitas,
- 2) cabalgamiento de gas en lutitas,
- 3) gas biogénico de lutita, y
- 4) Subcuenca Intra-Apalaches de gas en lutita. Son menos explorados que el play de lutita profundo, pero también presentan un potencial interesante.

La calidad del gas, la capacidad de la fractura hidráulica de la lutita, su ubicación geográfica, y el entorno económico en Québec, son todos factores que fomentan el desarrollo de este recurso. La acumulación de gas en sitio en la Cuenca Utica es muy grande. Los métodos eficaces de producción están siendo investigados directamente en esta Cuenca.

El mejor estudio en Canadá de lutitas gasíferas fue el play de las tierras bajas del San Lorenzo. Este play está ahora en una etapa de transición entre exploración y perforación de pozos pilotos. Aunque el desarrollo del proyecto parece más lento en comparación con otras cuencas, el trabajo está progresando de manera satisfactoria y resultados positivos se han obtenido en el último año.

5.7.1 Geología de la Cuenca Utica.

En el este de Canadá existen numerosas extensiones productivas potencialmente en lutitas, pero no han sido tan estudiadas como en el oeste. Las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la lutita Utica de edad Ordovícico Superior plegado a los Apalaches, que se extiende por la frontera con Estados Unidos. En la lutita Utica se han perforado pocos pozos, y durante las pruebas se recuperó gas pero con tasas de producción bajas.

En los límites del noroeste, la provincia de Grenville y el frente de Taconic, en las tierras bajas del San Lorenzo se presenta una estructura monoclinal buzando hacia el sureste. La cuenca está dividida por fallas normales orientadas al suroeste / noreste. Los grandes bloques de rocas con forma romboédrica son típicos de esta parte de la Cuenca, donde el evento fundamental de la estructura es el sistema de fallas Yamaska. Esta falla se proyecta a 400 metros y separa a los más superficiales y profundas plays de lutitas.

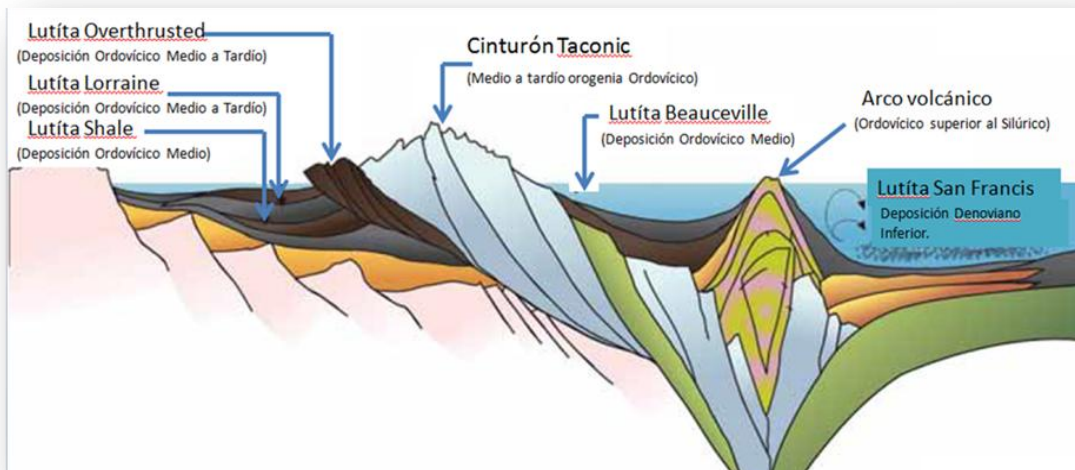


Figura 5.10. Muestra de una sección transversal esquemática de los principales elementos geológicos en el sur de Québec.

En la parte delantera de Taconic, apilados estratos de empuje son típicos (**Figura 5.10**). Recientemente, una zona de triángulo está formada en la secuencia de lutita en la parte delantera de la Orogenia Taconic. El campo de gas de San Flavien está situado en la parte delantera de Taconic. El campo de gas, ahora convertido en un depósito de almacenamiento de gas, produjo 5.7 (Bcf) a partir de una caliza dolomitizada y brechas de carbonato Ordovícico. Y se presenta como una Cuenca Monoclinal.

Básicamente, la lutita Utica es una marlstone (lutita altamente calcárea). El contenido de calcita puede variar de 30 a 80%, pero normalmente es de aproximadamente 60%. El cuarzo y feldespato no sobrepasan el 30%. El contenido de arcilla muestra una variación escasa, con un promedio entre el 20 y el 30%. Al igual que en la lutita Eagleford, la mineralogía calcárea de la Utica hace a la lutita competente, dura y quebradiza. Cuando se estimula por fluidos de alta presión y apuntalantes, estas propiedades mineralógicas aumentan la probabilidad de crear fracturas hidráulicas, que permanecen abiertos una vez que el pozo esta en producción.

Un análisis básico de cromatografía de gases ayudó a determinar que tan seco es el gas. En una profundidad media, el gas contiene más de 95% de metano y se encuentra en la cabalgadura de la lutita gasífera. El play más superficial de gas en lutita está situado en la orilla norte del río San Lorenzo, el gas es menos maduro y tiene un alto contenido de etano y propano, alcanzando casi el 20% en algunas áreas.

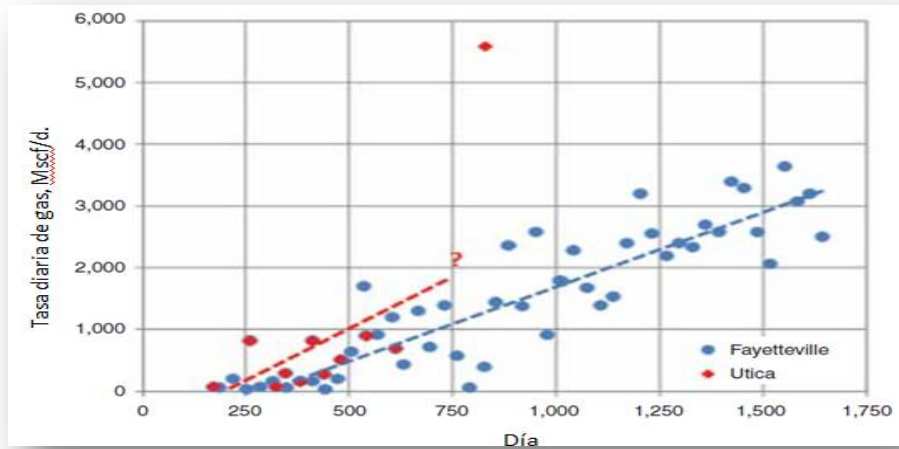
La información acerca de las propiedades (por ejemplo, la porosidad de la lutita, la permeabilidad, y la variación de gradiente de presión) no ha sido ampliamente difundida por los operadores. El protocolo para determinar estas propiedades en el laboratorio tampoco ha sido bien establecido.

5.7.2 Pozos Piloto, OGIP y Recursos.

Desde el anuncio hecho en abril de 2008, concerniente al potencial de lutitas gasíferas de las tierras bajas del sur de Quebec, 30 nuevos pozos han sido perforados en la zona. Las diferentes empresas y organizaciones han evaluado las lutitas Utica y Lorraine con el fin de estimar los volúmenes de gas en sitio y las recuperaciones. Forest Oil fracturó y probó dos pozos verticales piloto en la lutita Utica. A partir de los resultados, Forest Oil estima un promedio de OGIP del orden de 93 (Bcf) por sección. Talisman Energy, otro operador en las tierras bajas del San Lorenzo de Québec, ha presentado estimaciones que van desde 75 hasta 350 (Bcf) OGIP por sección para los grupos de Utica y Lorraine juntos. En febrero de 2010, la firma consultora Netherland, Sewell & Associates proporciona una estimación de 48.34 (Tcf) de volumen OGIP por descubrir para la lutita Utica de las tierras bajas del San Lorenzo.

El último estudio publicado en Utica menciona recientes tecnologías innovadoras, que incluyen pozos horizontales y fracturamiento de múltiples etapas hidráulicas, estas se están aplicando en las lutitas de Utica. La **Gráfica 5.4** muestra las curvas de aprendizaje comparando la producción de gas de la lutita de Fayetteville en Estados Unidos y la lutita de Utica. A primera vista, parece que hay una mejora continua con el tiempo en las tasas de producción de gas en ambos depósitos.

El último pozo horizontal perforado en las lutitas de Utica a principios de 2010 fue el Saint-Edouard No. 1A, con una tasa de flujo máximo de 5 (MMscf/d). Esta tasa es anómala en comparación con los datos anteriores. Si se mantienen las tasas económicas se pueden confirmar en los pozos piloto adicionales, las porciones del gas de lutita Utica pueden ser reclasificadas como recursos contingentes y tal vez incluso como reservas. En la actualidad, los recursos de Utica son subcomerciales, pero dependiendo de los resultados experimentales y otros problemas de comercialidad, partes de estos recursos pueden satisfacer los criterios de las reservas en el futuro.



Gráfica 5.4. Curva de Aprendizaje: Lutita Utica vs. Lutita Fayetteville.

Una comparación de evaluación de la lutita del Barnett y la lutita Utica se presentan en la **Tabla 5.4**. La misma metodología se utiliza para mantener la coherencia, mientras que la comparación de las lutitas de Utica y Barnett utilizando los datos disponibles publicados. La determinación de OGIP y qué parte del volumen total se almacena en forma de gas libre es un objetivo importante dentro de la comparación. Estimaciones volumétricas de OGIP total por sección son del mismo orden de magnitud 104.8 (Bcf) para la lutita Barnett y 96.5 (Bcf) para la lutita Utica. Estimaciones volumétricas de OGIP libres por sección también se compara, 50.9 (Bcf) para el Barnett y 40.9 (Bcf) de Utica. La recuperación para un período de 20 años se estimó en 2.5 (Bcf) para la lutita Utica. Chesapeake Energy Corporation ha aumentado recientemente su recuperación final estimada por pozo en el Barnett de 2.65 a 3.0 (Bcf).

Para la lutita Barnett se le asigna como reservas debido a que el "proyecto base" de evaluación, incluidos las pruebas piloto, es comercial, presenta un riesgo bajo, y tiene bien definida la declinación de la producción, las curvas tipos disminuyen el margen de incertidumbre de manera significativa. Por otro lado en la lutita Utica todavía faltan

resultados definitivos de pozos piloto, por lo tanto, corresponde a un recurso sin descubrir. Pero es evidente que el potencial de Utica es real.

Características	Campo Barnett	Campo Utica
Porosidad Total de Lutita (Φ_{sh})	0.05	0.066
Gas Libre en la porosidad de la fractura (Φ_{libre})	0.017	0.014
Porcentaje de contenido organico total por peso (TOCpeso)	5	1.7
Porcentaje de contenido organico total por volumen (TOCvol)	10	3.4
Porcentaje de la porosidad total llena de gas libre (V_{libre})	34	21.21
Temperatura ($^{\circ}F$)	180	115
Presión (psia)	3800	3000
Factor del Volumen del gas de formación (B_{gi} , cf/scf)	0.00419	0.00477
Swif en porosidad del gas libre (%)	0	0
Switotal en sistema compuesto (%)	30	50
Porosidad Total del Gas (Φ_{gas})	0.035	0.033
Gas Original en Sitio libre (OGIPlibre, scf/acre ft)	176743	127900
Gas Original en Sitio total (OGIPt, scf/acre ft)	33638	301479
Gas Original en Sitio en la matriz (OGIPmatriz, scf/acre ft)	187140	173579
Porcentaje del gas libre	48.57	42.42
Porcentaje de gas en la matriz	51.43	57.58
Espesor (ft)	450	500
OGIPtotal por seccion (Bscf/seccion)	104.8	96.48
OGIPlibre en fracturas por seccion (Bscf/seccion)	50.9	40.93
Recuperación (Bscf/pozo)	2.65 a 3 (EUR)	2.5 (por 20 años)

Tabla 5.4. Comparación de la Lutita Barnett en estados Unidos y la Lutita Utica en Canadá.

Históricamente, Québec no ha sido una provincia de producción de aceite y gas. Dos campos de gas se produjeron en los años 1950 y 1960: Pointe-du-Lac y Saint-Flavien. Ambos están ahora convertidas en instalaciones de almacenamiento de gas. Sin embargo, Québec es un importante consumidor de aceite y gas. La importación internacional del aceite alcanza 140 (MMbd), y las importaciones anuales de gas del oeste de Canadá varían entre 200 y 210 (MMcf). Redes de gasoductos se desarrollan en toda las tierras bajas del San Lorenzo, y aproximadamente 400 (MMscf/d) está disponible en la red.

Los derechos de los recursos naturales de exploración y producción son entregados por el gobierno provincial y reglamentado por el Ministerio de Recursos Naturales. Para algunos tipos específicos de trabajos de exploración, permisos y autorizaciones son entregados por el Ministerio de Medio Ambiente o la Comisión de Tierras Agrícolas. Propiedades de las cuotas anuales de alquiler y regalías de producción son pagadas para el gobierno solamente. El reglamento se está actualizando debido a la intensa actividad asociada con las lutitas gasíferas Utica. La tierra es accesible durante todo el año para la perforación. Las actividades de exploración actuales se encuentran principalmente en tierras forestales y agrícolas.

La buena infraestructura y acceso a la tierra puede repercutir positivamente en la exploración en las tierras bajas del San Lorenzo. Los factores económicos [por ejemplo, las regalías bajas (12,5%), no hay impuesto de indemnización] también ayudan significativamente en el desarrollo de la obra.

5.8 Segundo Caso Histórico en la Cuenca Sichuan y Tarím en China.

Por mencionar otro ejemplo, en China se estima que alcance una producción de gas en lutitas entre 6 a 10 (Bcf/d) para el 2020. Pero la Cuenca Sichuan es uno de los tantos lugares más poblados de China y tiene escasas de agua en la zona, lo cual es un problema en la Cuenca Sichuan. Como se menciona en la **Tabla 5.3**, para las Cuencas Tarím y Sichuan se estima 1.275 (Tcf) de gas técnicamente recuperable (**Figura 5.11**).

Una compañía de servicios ha pasado el último año estudiando una perspectiva de gas de lutitas en el centro sur de China, se dijo que planea que se empiece a perforar el primer pozo en el año 2012, pero probablemente sea de 3 a 5 años antes de que se tome una decisión. Mientras otra compañía de servicio ha terminado 11 pozos de gas de lutita en

Sichuan en el 2011 y se planea duplicar la terminación para el 2012, siempre y cuando haya suficiente gas en la Cuenca.

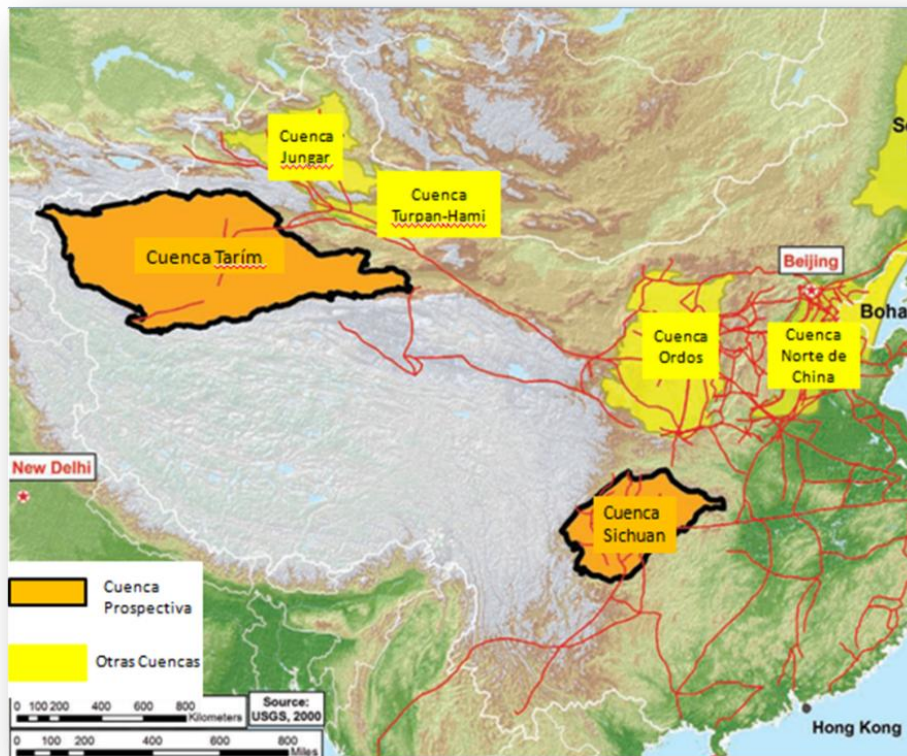


Figura 5.11. Cuencas Tarím y Sichuan en China.

En comparación con América del Norte, Sichuan es más compleja, pero se pretende obtener una buena producción como en E.U., las empresas que trabajaron en proyectos en E.U. no han explorado las lutitas de China. Sin embargo, EOG Resources se hizo cargo de los derechos de exploración para el área de Sichuan en el dominado Bloque Chuazhong, que tiene un gran potencial tanto en arenas compactas como en lutitas.

Tanto la lutita Sichuan como Tarím se encuentran en depósitos marinos. El EIA señala que hay otras grandes formaciones de lutita en China, pero no ofrecen una evaluación del potencial en esas áreas. Estas Cuencas fueron formadas en lugares donde antes eran lagos de agua dulce y ríos. Estas formaciones lacustres y fluviales están siendo exploradas, pero se consideran de baja calidad.

La Cuenca Tarim abarca un área de 606,575.15 (Km²), el espesor de la lutita más grande es de aproximadamente 1524 (m), pero gran parte de esta lutita se encuentra más profunda que cualquier lutita productiva. Por los problemas que se tiene de agua, será un reto en la zona, ya que requiere de millones de galones de agua necesaria para el fracturamiento hidráulico. La **Tabla 5.5** muestra algunas características de las Cuencas Sichuan y Tarím.

Cuenca/Área total	Sichuan/211,084 (km ²)		Tarím/606,575.15 (km ²)	
Formación de lutita	Longmaxi	Qiongzhusi		Cámbrico
Edad Geológica	Silúrico	Cámbrico	Ordoviciano	Cambriaco
Área Prospectiva Km ²	147,305.56	211,084	142,558.11	164,619.63
Intervalo del espesor m	91.44-487.68	60.96-426.72	0-1584.96	0-457.2
Espesor neto m	85.34	59.44	79.25	123.14
Intervalo de la Profundidad m	2407.92-4114.8	2590.8-4572	1981.2-6004.56	2286-6400.8
Pofundidad promedio m	3261.36	3505.2	3962.4	4267.2
Carbono Orgánico Total %	3	3	2	2
Contenido de arcilla	Baja/Media	Baja/Media	Baja/Media	Baja/Media
Gas en sitio Tcf	1373	1394	897	1437
Recuperable Tcf	343	349	224	359

Tabla 5.5. Características de la Cuenca Sichuan y Tarím.

Los equipos avanzados de perforación y de terminación necesarios para la exploración a gran escala de lutita puede ser difícil de encontrar en China, pero hay señales de cambio. Sin embargo, el país se ha puesto en marcha para el aprendizaje de la perforación y las técnicas avanzadas de terminación. Las empresas estatales de petróleo en China han

invertido millones en los plays de lutitas de América del Norte, esto, para aprender la técnica de explotación, terminación y producción.

Un informe de Oxford International mencionó que los pozos horizontales de gas de lutita perforados y terminados en la cuenca de Sichuan tienen un costo aproximado de 11 MMUS\$ en comparación con los 4 a 6 MMUS\$ en los E.U. Por lo general, cuando la exploración conduce al desarrollo de la perforación, los operadores encuentran la manera de reducir significativamente los costos.

En la lutita Haynesville, los pozos van desde 3200.4 a 4114.8 (m), el costo por pozo es de 7.5 MMUS\$, contra los 3 a 4 MMUS\$, que es el costo más bajo de las formaciones de lutita Marcellus y Barnett, donde el pozo más profundo es 2590.8 (m). La EIA informo que en la formación de lutita en Sichuan, tiene una profundidad de 3352.8 (m), mientras que en el Tarím es de 4114.8 (m).

El Instituto Oxford informo que las Cuencas de lutitas en China están muy por debajo de las expectativas, para el 2020 se estima una producción de 353.15 (Bcf/año). Esto basado en la historia del gas de yacimientos de carbón en China, debido a que se ha desarrollado mucho más lento de lo esperado a pesar de que parecía ser un recurso muy rico.

En cuanto a si las reservas técnicamente recuperable darán lugar a la producción, la probabilidad de éxito para la Formación Sichuan fue de 20% y para el Tarím fue del 16%. Mientras algunos consideran que el gas en lutitas en China es favorecedor, otros no tienen muchas esperanzas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- ✓ Los recursos no convencionales principalmente las lutitas gasíferas como alternativa energética pueden ayudar a disminuir la demanda del Gas Natural en el mundo.
- ✓ La explotación de gas natural de los yacimientos de lutitas ayudaría a disminuir la contaminación en el planeta, debido a que en su combustión libera menos agentes contaminantes al ambiente que los que se generan en la explotación del carbón y el aceite.
- ✓ Reevaluar las cuencas y desarrollar mejores estrategias de ejecución ayuda a identificar zonas productivas con mayor potencial e incrementar su producción de las diferentes cuencas de lutitas del mundo.
- ✓ Al utilizar la perforación horizontal se abarca más área de interés en el yacimiento que una perforación vertical, ya que atraviesa las fracturas perpendicularmente, lo que ayuda a tener más contacto con ellas.
- ✓ Una buena terminación y/o estimulación pueden alargar la vida del pozo, esto ayudará a incrementar la producción de un yacimiento de gas de lutitas.
- ✓ Si se cuenta con programas de revestimiento y una buena cementación se protegen los mantos acuíferos del lodo de perforación y de los fluidos que se producen.
- ✓ Utilizar aditivos para el fracturamiento hidráulico en grandes cantidades y sin un buen control contaminan el agua potable de la zona, lo que puede causar daños a la vida silvestre y las viviendas aledañas al pozo.
- ✓ Los avances en la tecnología que se utilizan en los yacimientos no convencionales han incrementado las reservas considerablemente y se prevé que la tasa de

producción del gas aumente los próximos años, que no ocurre con la producción de los yacimientos convencionales que va disminuyendo.

- ✓ Los buenos resultados en la producción de gas de lutitas y el incremento de las reservas que ha tenido Estados Unidos en los últimos años ha originado que más países confíen en la explotación de este tipo de yacimientos.
- ✓ Evaluar el potencial en las cinco cuencas que se tienen en México es una alternativa, ya que existe un pozo en la cuenca de Burgos con una producción de 3 (MMcf/d), se espera que su producción pueda incrementarse y tener el mismo éxito que se tiene en las formaciones parecidas a las de Estados Unidos.

Índice de Figuras.

Figura 1.1. Componentes energéticos del Gas Natural.	4
Figura 1.2. La pirámide representa el incremento de costos de extracción así como la necesidad de emplear mejor tecnología conforme nos acercamos a la base de la misma.	5
Figura 1.3. Características de un yacimiento.	6
Figura 1.4. Tipos de Trampas Geológicas.	8
Figura 1.5. Trampa por pliegue.	10
Figura 1.6. Tipos de pliegues.	10
Figura 1.7. Tipos de pliegues.	11
Figura 1.8. Pliegues por plegamiento y por compactación diferencial.	11
Figura 1.9. Fallas Normales.	12
Figura 1.10. Fallas Inversas.	12
Figura 1.11. Fallas Laterales.	13
Figura 1.12. Muestra de algunas fracturas.	14
Figura 1.13. Representación de porosidad.	17
Figura 1.14. Representación de la Adsorción.	17
Figura 1.15. Tubería de Perforación.	20
Figura 1.16. Tuberías de Producción.	21
Figura 2.1. Distribución Global de recursos de Gas en Lutitas (1997).	35
Figura 2.2. Cuencas de Gas en Lutita en Estados Unidos.	36
Figura 3.1. Afloramiento de Lutitas.	46
Figura 3.2. Ejemplo de diferentes Lutitas en Estados Unidos.	51
Figura 3.3. Campo Barnett en la Cuenca del Fort Worth.	52
Figura 3.4. Campo Fayetteville en la Cuenca Arkoma.	54
Figura 3.5. Campo Haynesville en la Cuenca de Texas y Louisiana.	56
Figura 3.6. Campo Marcellus en la Cuenca Apalaches.	58
Figura 3.7. Campo Woodford en la Cuenca Anadarko.	60
Figura 3.8. Campo Antrim en la Cuenca Michigan.	62
Figura 3.9. Campo New Albany en la Cuenca de Illinois.	63
Figura 4.1. Terminación de Pozos Horizontales y Verticales.	71

Figura 4.2. Mejoramiento del contacto con la formación en pozos verticales y horizontales.	73
Figura 4.3. Equipo de perforación direccional con tubería de revestimiento.	75
Figura 4.4. Programas de Tubería de Revestimiento y de la Cementación.	77
Figura 4.5. Tipos de Corrosión por H ₂ S.	79
Figura 4.6. Tipos de Corrosión por microorganismos.	80
Figura 4.7. Corrosión tipo Picado.	80
Figura 4.8. Corrosión tipo Meseta.	81
Figura 4.9. Corrosión localizada inducida por flujo.	81
Figura 4.10. Comparación producida en la profundidad objetivo de la Zona de Lutitas y la base de Agua Tratada.	82
Figura 4.11. Presa de Almacenamiento de Agua, utilizada para Almacenar Agua que proviene del Fracturamiento Hidráulico.	84
Figura 4.12. Equipo de Monitoreo en tiempo real, Campo Fayetteville, Arkansas.	86
Figura 4.13. Cable de Fibra Óptica. Datos en Tiempo Real.	87
Figura 4.14. Proceso convencional de divergencia del fluido de fracturamiento mediante bolas selladoras.	91
Figura 4.15. Operaciones de disparos y tratamiento a alta presión.	95
Figura 4.16. Tratamientos de múltiples zonas en pozos verticales.	97
Figura 4.17. Selectividad lograda con la herramienta de servicio.	100
Figura 4.18. Fracturamiento Hidráulico de un pozo del campo Marcellus, en Virginia.	102
Figura 4.19. Equipo de perforación en el Condado de Upshur, al Oeste de Virginia.	111
Figura 4.20. Camiones cisterna en Parker, Texas.	113
Figura 4.21. Actividad de gas en lutitas cerca del Aeropuerto Internacional de Dallas.	114
Figura 4.22. Mantas de aislamiento se utilizan para amortiguar el ruido de las operaciones de perforación de pozos.	115
Figura 5.1. Perforación a través de las fracturas.	125
Figura 5.2. Recursos Globales de Gas en Lutitas.	128
Figura 5.3. Principales Cuencas de Lutitas en América del Norte.	129
Figura 5.4. Cuencas de Lutitas en América del Sur.	131
Figura 5.5. Cuencas de lutitas en Europa.	132
Figura 5.6. Cuencas de Lutitas de África.	133

Figura 5.7. Cuencas de Lutitas en China.	134
Figura 5.8. Cuencas de Lutitas de India y Pakistán.	135
Figura 5.9. Cuenca Utica en Canadá.	139
Figura 5.10. Muestra de una sección transversal esquemática de los principales elementos geológicos en el sur de Québec.	141
Figura 5.11. Cuencas Tarím y Sichuan en China.	147

Índice de Tablas.

Tabla 2.1. Emisiones de Combustión (libras/billón BTU de entrada de energía).	31
Tabla 3.1. Comparación de datos de lutitas productoras en los Estados Unidos.	50
Tabla 3.2. Estratigrafía del campo Barnett.	53
Tabla 3.3. Estratigrafía del Campo Fayetteville.	54
Tabla 3.4. Estratigrafía del Campo Haynesville.	57
Tabla 3.5. Estratigrafía del Campo Marcellus.	59
Tabla 3.6. Estratigrafía del Campo Woodford.	61
Tabla 3.7. Estratigrafía del Campo Antrim.	62
Tabla 3.8. Estratigrafía del Campo New Albany.	65
Tabla 4.1. Ejemplo de una etapa simple de una secuencia de tratamiento de fracturamiento hidráulico.	94
Tabla 4.2. Aditivos de Fluidos de Fracturamiento, principales compuestos y usos comunes.	106
Tabla 5.1. Parámetros de yacimientos críticos.	124
Tabla 5.2. Estimaciones del Gas en Lutitas.	127
Tabla 5.3. Cuencas Productivas de gas de lutita en el Mundo.	137
Tabla 5.4. Comparación de la Lutita Barnett en estados Unidos y la Lutita Utica en Canadá.	145
Tabla 5.5. Características de la Cuenca Sichuan y Tarím.	148

Índice de Gráficas.

Gráfica 1.1. Curva de permeabilidad relativa.	16
Gráfica 2.1. Energía de Estados Unidos. Consumo de Combustible (2007).	26
Gráfica 2.2. Uso del Gas Natural por diferentes sectores.	28
Gráfica 2.3. Comparación de Producción, Consumo y Tendencias de Importación para el Gas Natural en los Estados Unidos.	29
Gráfica 2.4. Composición Típica del Gas Natural.	32
Gráfica 2.5. Producción de Gas Natural por fuente. (Tcf/año).	34
Gráfica 2.6. Perspectiva de Gas no Convencional en Estados Unidos (Bcf/día).	37
Gráfica 2.7. Tendencias en Producción de Gas en Lutitas (MMcf/día).	38
Gráfica 4.1. Ejemplo de salida de un modelo de estimulación de un Fracturamiento Hidráulico.	87
Gráfica 4.2. Mapeo de la fractura, efectuado en la Formación Barnett.	89
Gráfica 4.3. Prácticas de fracturamiento de múltiples etapas vs técnicas tradicionales.	98
Gráfica 4.4. Composición Volumétrica de un Fluido de Fractura.	104
Gráfica 5.1. Isotherma de Langmuir.	122
Gráfica 5.2. Producción anual de Gas en lutitas.	126
Gráfica 5.3. Producción de Gas de la Formación Barnett.	137
Gráfica 5.4. Curva de Aprendizaje: Lutita Utica vs. Lutita Fayetteville.	144

Nomenclatura.

Bbl: Barriles.

Bd: Barriles por día.

Bcf: Millones de pies cúbicos.

BTU: Unidades Termales Británicas.

CBNG: Gas Natural en capas de carbón.

CO₂: Dióxido de carbono.

EIA: Administración de Información de Energía.

EUR: Recuperación Final Estimada.

GIP: Gas Original en sitio.

H₂S: Ácido Sulfhídrico

Mbl: Miles de Barriles.

Mcf: Miles de pies cúbicos.

MMcf: Millones de pies cúbicos.

MMUS\$: Millones de dólares.

NGPA: Acto de Política del Gas Natural.

OGIP: Volumen Original de Gas.

PAD: Consiste en perforar en distintas direcciones desde un solo punto o desde un mismo cabezal.

Scf: pies cúbicos estándar.

Tcf: Trillones de Pies Cúbicos.

TF: Tubería Flexible.

TP: Tubería de Perforación.

TR: Tubería de Revestimiento.

TOC: Carbón Orgánico Total.

BIBLIOGRAFÍA.

- <http://www.ri.pemex.com/files/content/Glosario%2020101221.pdf>(2012), “Términos usados en la Industria Petrolera”.
- Alexander, Baihly, Boyer, Clark, Water, Jochen, Le Calvez, Lewis, Miller, Thaeler y Toelle, (2011) “Revolución del gas de lutitas”, Oilfield Review.
- Blanco Ybáñez y Vivas Hohl, (Abril 2011), “Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología”, Petrotecnia.
- Blaunch y Grieser, (Marzo 2007), “Special Techniques tap Shale Gas”, E&P.
- Boumali, Brady, Ferdiansyah, Kumar, Van Gisbergen, Kavanagh, Ortiz, Pandey, Pipchuk y Wilson, (2006), “Tubería flexible: Métodos innovadores de intervención de pozos”, Oilfield Review.
- Boyer, Clark, Jochen y Lewis, (2011), “Gas de lutitas: Un recurso Global.”, Schlumberger.
- Boyer, Kieschnick, Lewis y Waters, (2006/2007), “Producción de gas desde su origen.”, Oilfield Review, Schlumberger.
- Brulatto, Cochran, Conn, Power, Zaki Abd Alla El-Zeghty, Fraboulet, Griffin, James, Munk, Justus, Levine, Montgomery, Murphy, Pteitter, Pompocho y Rishmani, (2003/2004), “Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas”, Oilfield Review.
- Bustin, A. Bustin, D. Ross, G. Chalmers, V. Murthy, C. Laxmi y X. Cui, (Febrero 2009), “Sale Gas Opportunities and Challenges”, Earth and Ocean Sciences (UBC), CBM Solutions, Trican Well Service.
- Cluff, (2009), “Shale Gas: Opportunities and challenges for independents or, What’s in it for me??”, The Discovery Group Inc.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, (Diciembre 2011), “La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos”, Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Domingo Moreyra, (Abril 2011), “Los reservorios y los aspectos comerciales de los no convencionales”, Petrotecnia.
- Dozier, Elbel, Fielder, Hoover, Lemp, Reeves, Siebrits, Del Wisler y Wolhart, (2003/2004), “Operaciones de refracturamiento hidráulico”, Oilfield Review, Schlumberger.
- Fontenot, Lesso, Bob Strickler y Warren, (2006), “Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento”, Oilfield Review, Schlumberger.

- Frantz, A. Waters y A. Jochen, (2005), "Operators re-discover shale gas value", Hart Energy & Publishing.
- Frantz, Jr. y Jochen, (Octubre 2005), "Shale Gas: When your gas reservoir is unconventional so is our solution", Schlumberger.
- Gómez, (2010) "Gas Natural No Convencional "camino a la independencia energética" Primera Parte", Asociación Venezolana de Procesadores de Gas.
- Halliburton, (2008), "U.S. Shale Gas: An Unconventional Resource. Unconventional Challenges", Halliburton.
- Hill, Lombardi y Martin, "Fractured Shale Gas Potential in New York".
- Hill y Nelson, (2000), "Gas Productive Fractured Shales: An Overview and Update", GRI Exploration & Production.
- Hill, (2009), "Shale Gas Development-Definition of Shale and Identification of Geological Strata", Energy Resources Conservation Board.
- House of Commons Energy and Climate Change Committee, (Mayo 2011), "Shale Gas: Fifth Report of session 2010-12", House of Commons Energy and Climate Change Committee.
- King, (2010), "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What have we learned?", Society Petroleum Engineers.
- Lancaster, Guidry, Graham, Curtis, Shaw, Blake, (Mayo 1989), "A case study of the Evaluation, Completion, and Testing of a Devonian Shale Gas Well", Journal of Petroleum Technology.
- Lavoie, Marcil, Dorris, Lavoie y Agulera, (Noviembre/Diciembre 2011), "Natural-Gas Potencial in the St. Lawrence Lowlands of Quebec: A case study", University of Calgary.
- Lechtenbohmer, Altmann, Capito Matra, Weindorf y Zittel, (2011), " Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health", Policy Department a: Economic and Scientific Policy.
- Martin y Eid, (Septiembre 2011), "The Potential Pitfalls of Using North American Tight and Shale Gas Development Techniques in the North African and Middle Eastern Environments", Society of Petroleum Engineers.
- Marzo, (2008), "Recursos Convencionales y no Convencionales de Petróleo y Gas.", Enseñanzas de las Ciencias de la Tierra.
- Medlock III, Ph. D., Myers Jaffe y R. Hartley, Ph. D., (Julio 2011), " Shale Gas and U. S. National Security", James A. Baker III Institute for Public Policy Rice University.
- Medlock III, Ph. D., (Octubre 2009), "Shale Gas: A game-changer with Global Implications", James A. Baker III Institute for Public Policy Rice University.

- Oil and Gas Investor, (Enero 2006), “Shale Gas”, Oil and Gas Investor.
- Pittsburgh Student Environmental coalition, (2011), “Shale Gas 101”, Pittsburgh Student Environmental coalition.
- Rassenfoss Stephen, (Julio 2012), “China’s Shale Gas Potencial Looks Bright, But Development Raises Questions”, JPT Emerging Technology Editor.
- Rodríguez Nieto (1980), “Principios de Mecánica de yacimientos”, Departamento de Explotación del Petróleo.
- Santillán Piña (2006), “Apuntes de Geología de Yacimientos de Fluidos”.
- Sumi, (Mayo 2008), “Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale”, The Oil & Gas Accountability Project/Earthworks.
- Tymko, (2010), “Shale Gas Well Completion Logistics”, Society Petroleum Engineers.
- U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy y National Energy Technology Laboratory, Ground Water Protection Council y All Consulting, (Abril 2009), “Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”.
- Warren, Houtchens y Madell, (2003), “Directional Drilling with Casing”, Society Petroleum Engineers/IADC.
- World Energy Council, (2010), “Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas”, World Energy Council.
- Ziff CEO, (Abril 2009), “Shale Gas Outlook to 2020”, Ziff Energy Group.