

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



Exploración y producción en lutitas gasíferas. Un recurso no convencional en México.

TESIS

QUE PARA OBTENER EL

TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

OSCAR DANIEL

HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

DIRECTOR:

ING. JAVIER ARELLANO

GIL



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., AGOSTO 2009

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN LUTITAS GASÍFERAS. UN RECURSO NO CONVENCIONAL EN MÉXICO.

Oscar Daniel Hernández Rodríguez

Director: Ing. Javier Arellano Gil.



**Universidad Nacional autónoma de México
Facultad de ingeniería
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Junio de 2009.**

Agradecimientos

A **Tomas Hernández y Bertha Rodríguez** por darme la vida y con ella la oportunidad de formarme como un ser humano del que se puedan sentir orgullosos, por ser unos héroes para mí, por sus palabras de aliento y orientación, por su inmenso cariño y apoyo, por sus regaños y apapachos, por ser mis mas grandes maestros, por el enorme esfuerzo que hicieron para poder darme siempre más de lo necesario para vivir y para terminar esta carrera, muchas gracias...

A **Nathalie M. Hernández** por ser mi más grande amiga, mi confidente y mi hombro en los momentos difíciles, compañera de bromas y sonrisas, de veladas de pre-examen y de charlas multitematicas, por ser mi gemela que no lo es, pero sobre todo por ser mi hermanita, te quiero...

A **Sinaí D. Hernández** por aparecer en el momento preciso en mi vida, por su amor y cariño, por su comprensión y paciencia, por los abrazos, por tu apoyo en todo momento, por querer compartir conmigo lo que nos depara el destino, te amo...

A la **Comunidad 89** por contagiarse de esta locura, al **8ktano9** por haber conformado esos lazos de amistad, por los exámenes sufridos y los goles festejados, un enorme abrazo...

Al legendario **Bunker**, mis hermanos: **Diego Flores, Jacobo Medina, Jonathan M. Monterrubio, Pedro I. Romero y Yaniak O. Cedro**, por ser mi familia en esta aventura llamada Facultad y en muchas otras más que son innumerables, por compartir más que un salón de clases, por estar siempre ahí, por los momentos vividos, y por los que viene por delante...

A **mi familia** porque sus porras nunca cesaron, gracias por creer en mí...

A **mis profesores** por compartir parte de ustedes para formarme como profesional, muy en especial al **Ing. Javier Arellano Gil** por apoyarme para la realización de este trabajo...

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** por ser siempre motivo de orgullo para mí, por darme la oportunidad de formar parte de su comunidad y otorgarme un sitio en mi querida Ciudad Universitaria, con la camiseta bien puesta: !!!México, Pumas, Universidad !!!....

A todos, gracias, muchas gracias...

Para mis padres...

Índice

	Pág.
Resumen	1
1. Introducción	3
1.1. Recursos de hidrocarburos no convencionales	3
2. Conceptos y antecedentes	5
2.1. Aceite de lutitas	5
2.2. Bitumen en arenas	6
2.3. Gas en arenas compactas	7
2.4. Hidratos de gas	8
2.5. Gas metano de carbón	9
2.6. Lutitas gasíferas	11
2.2. Antecedentes de exploración y explotación en lutitas gasíferas	12
2.2.1. Lutita Barnett, E.U.A.	12
2.2.2. Lutita Marcellus, E.U.A.	14
2.2.3. Lutita Fayetteville, E.U.A.	15
2.2.4. Lutita Woodford, E.U.A.	15
2.2.5. Lutitas gasíferas en Canadá	16
3. Características de la lutita gasífera	17
3.1. Introducción	17
3.2. Propiedades	18
3.2.1. Origen	18
3.2.2. Tamaño de grano	20
3.2.3. Estructura química	22
3.2.4. Composición	24
3.2.5. Litificación y diagénesis	26
3.3. Ambientes sedimentarios	28
3.3.1. Sistemas fluviales	29
3.3.2. Abanicos aluviales	29
3.3.3. Ambientes de transición	29
3.3.3.1. Pantanos	29
3.3.3.2. Lagunas costeras	30
3.3.3.3. Estuarios	30
3.3.3.4. Planicies mareales	31
3.3.3.5. Deltas	31
3.3.4. Ambientes marinos	32
3.3.5. Ambientes de plataforma	33
3.3.5.1. Abanicos submarinos y turbidita	34
3.4. El gas en lutitas	35
3.4.1. Origen del gas	36
3.4.2. Contenido orgánico total (COT)	39
3.4.3. Reflectancia	40
3.4.4. Registro de pozos	41

3.4.5. COT de rocas en México	41
4. Explotación de campos	44
4.1. Introducción	44
4.2. Perforación horizontal	45
4.2.1. Eficiencia de la perforación horizontal	46
4.2.2. Efecto de la perforación horizontal en el desarrollo de un campo	47
4.2.3. Análisis económico	47
4.3. Fracturamiento	50
4.3.1. Diseño de la estimulación por fractura	52
4.3.2. Monitoreo de la fractura	55
4.3.3. Proceso de fracturamiento hidráulico y equipamiento usado	56
4.3.4. Fluidos fracturantes y aditivos	60
4.3.5. Transporte y disposición del agua	64
5. Posibilidades en México	65
5.1. Introducción	65
5.2. Cuenca de Chihuahua	69
5.2.1. Rocas generadoras	71
5.2.2. Generación y migración	71
5.3. Provincia de Coahuila	72
5.3.1. Cuenca de Sabinas	72
5.4. Otras cuencas sedimentarias con posibilidad en México	76
Conclusiones y recomendaciones	77
Bibliografía	79

Resumen

Desde la revolución industrial la energía en nuestro planeta siempre ha sido un tema de suma importancia y desde hace casi un siglo los hidrocarburos se han mantenido en el primer lugar de las fuentes convencionales de energía existentes; sin embargo, la manera de obtenerlos cada vez se dificulta más, ya que la era del petróleo fácil se ha terminado. Los retos que la industria deberá enfrentar para saciar la demanda de petróleo y gas serán mayores en los próximos años.

Entre 2000 y 2007 la producción mexicana total de gas natural aumentó 29%, de 4,679 millones de pies cúbicos diarios, a 6,058 millones de pies cúbicos diarios (SENER 2008), sin embargo, el incremento observado ha sido insuficiente para satisfacer el aumento de la demanda (38% en el mismo lapso, SENER 2008), lo que repercute en un aumento significativo de las importaciones de ese hidrocarburo, situación que continuará en el futuro previsible, por lo tanto es importante elevar la producción de gas aprovechando los yacimientos de gas no asociado y los yacimientos de gas no convencional.

El gas en lutitas ha tomado fuerza a partir de la década de los 90 del siglo pasado; principalmente han sido los Estados Unidos de América, siendo el país que ha obtenido la mayor producción de gas a partir de yacimientos no convencionales (gas metano en carbón, gas en arenas compactas y gas de lutitas) pues el porcentaje de la producción de gas no convencional aumentó de 14.7% del total de su producción anual en 1990 a un 46% en 2007.

La producción del gas en lutitas consiste en explotar el gas desde la roca generadora, misma que al contener cierto porcentaje de materia orgánica y estar sometida a condiciones de temperatura y presión adecuadas, generan gas que se almacena en los reducidos poros de esta roca sedimentaria. La producción del gas en lutitas dio un salto con el desarrollo de nuevas tecnologías, mismas que permitieron una optimización en el desarrollo de campos de lutitas gasíferas; estos adelantos tecnológicos fueron la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, mismos que han demostrado incrementar la producción hasta en más del 200% con respecto a los campos desarrollados antes de implementar estas técnicas en yacimientos no convencionales.

En nuestro país se tienen amplias posibilidades de tener éxito en la exploración y explotación de este recurso; la información de estudios realizados en las Cuencas de Chihuahua y Coahuila sobre las propiedades y condiciones de sus rocas generadoras, nos permiten pensar que se puede tener éxito en el aprovechamiento de este recurso no convencional de hidrocarburos. La perforación horizontal y las técnicas de fracturamiento hidráulico no son operaciones desconocidas para la ingeniería mexicana, y ante el panorama de crecimiento de energía que está por venir, la explotación de los campos de lutitas gasíferas será una excelente opción para soportar la producción de gas en nuestro país.

Este trabajo tiene como objetivo proporcionar material de consulta sobre este tema y crear conciencia sobre el área de oportunidad de los recursos no convencionales, en particular las lutitas gasíferas que tiene potencial en nuestro país.

El presente documento se compone de cinco capítulos; el primero de ellos está dedicado a los conceptos generales, la definición de recurso no convencional y la importancia que estos tienen ante el panorama energético, posteriormente damos un recorrido por los recursos existentes de este tipo como son el aceite de lutitas, bitumen en arenas, gas en arenas compactas, hidratos de metano, gas metano de carbón y por supuesto las lutitas gasíferas; se describen también las principales características de los campos de lutitas gasíferas explotados con anterioridad en los Estados Unidos y Canadá, datos relevantes al respecto y algunos datos de producción en estos yacimientos.

El Capítulo dos está dedicado al análisis de las principales características de la lutita gasífera, sus propiedades químicas y físicas, composición y ambientes sedimentarios en los que se depositan, las condiciones para que una lutita sea gasífera; en otro subtema se trata el origen del gas, las propiedades que son consideradas en una lutita gasífera como indicadores de potencial gasífero como lo es el contenido orgánico total (COT) y así también los datos de COT para algunas rocas generadoras de nuestro país.

El Capítulo tres trata el tema de la explotación de los campos de lutita gasífera, dando algunas razones por las que la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico son las mejores opciones para explotar estos yacimientos; así también se describe el proceso del fracturamiento, desde el diseño de la fractura hasta el transporte y disposición del agua utilizada en la operación, pasando por el monitoreo y las características del fluido fracturante.

En el penúltimo capítulo tenemos lo concerniente a los campos con potencial de explotarse como yacimientos no convencionales; la primera parte abunda un poco más sobre las condiciones de los yacimientos de lutita gasífera que son explotados exitosamente, y después se revisan las propiedades de las rocas generadoras en nuestro país y de esta manera señalar cuáles son las áreas con mayor posibilidad; un claro ejemplo es la Cuenca de Sabinas, Coahuila.

Al final del trabajo se dan las conclusiones y algunas recomendaciones relevantes sobre el gas en lutitas.

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1 Recursos de hidrocarburos no convencionales

Las primeras producciones comerciales importantes de gas natural (gas de lutita, Estado de Nueva York, 1821) y de aceite (aceite de lutita, Escocia, 1851) se hicieron de acumulaciones consideradas como convencionales en la actualidad. A pesar de estos inicios con producción a partir de acumulaciones no convencionales, el gas y aceite de yacimientos convencionales de hidrocarburos han dominado la producción de los últimos 150 años. Si bien la producción de hidrocarburos líquidos y el gas natural se mantiene o sigue en aumento, la tasa de descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales a nivel mundial alcanzó su nivel máximo en la década de 1960 para el petróleo y a principios de 1970 para el gas natural, sin embargo la máxima producción se ha tenido en los últimos cinco años, aunque la declinación está ocurriendo en todos los campos petroleros grandes, como ocurre en México en el complejo Cantarell y otros campos gigantes. Aunque como se mencionó antes, desde un principio ha habido algún tipo de producción de hidrocarburos no convencionales, ha sido la disminución de la tasa de descubrimientos de acumulaciones de tipo convencional los que han renovado el interés en las formas de exploración y producción de petróleo y gas no convencionales. La producción anual de gas en EUA demuestra que este tipo de recursos están tomando mayor porcentaje del total de la producción de gas natural en este país, (Fig.1.1).

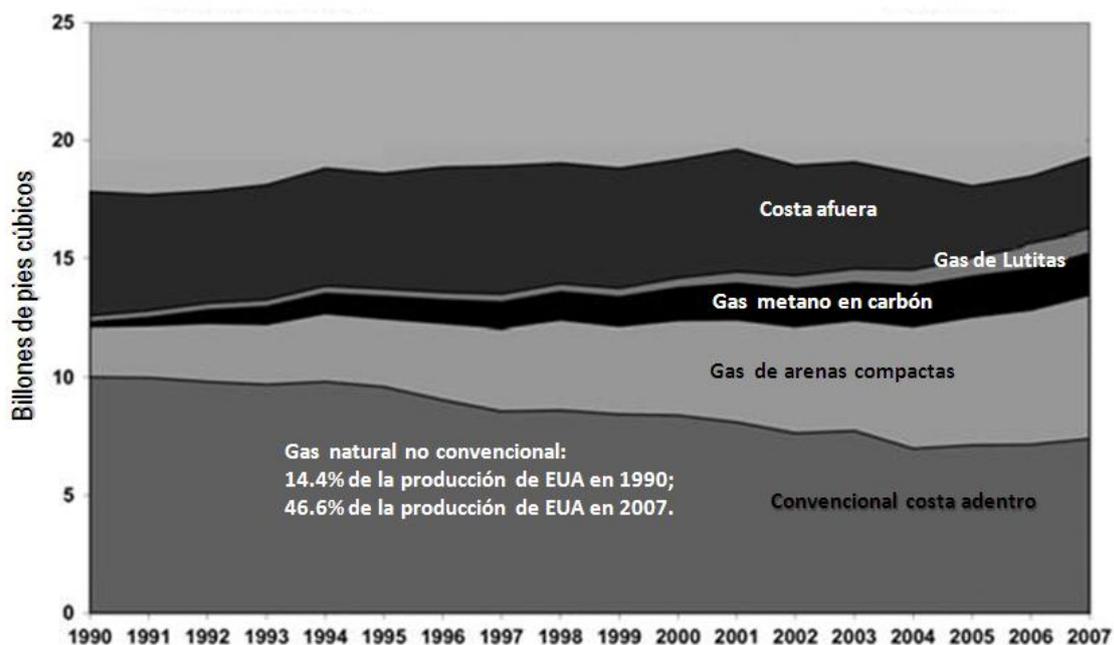


Fig.1.1. Producción por tipo de recurso de gas en EUA.
Fuente: Administración de la Información Energética de EUA, 2007.

Para hablar de los recursos no convencionales primero hay que definir que el hidrocarburo convencional es aquel que se puede extraer de depósitos naturales en el subsuelo, que reúnen tres factores: rocas que dieron origen al petróleo (roca generadora), rocas que pueden almacenar el petróleo (roca almacenadora), una secuencia que puede entrapar el petróleo (trampa), rutas de migración efectiva, una secuencia sello que impida su movilidad (roca sello), además de la sincronía. Estos factores conforman el llamado sistema petrolero.

El hidrocarburo no convencional es, por ende, aquel que se puede extraer de depósitos que tienen solamente uno o dos de los factores que componen el sistema petrolero. Se caracterizan además por tener un elevado costo de extracción con la tecnología y los recursos actuales, sin embargo, los últimos años, dado el aumento en el precio del crudo y gas explotado de yacimientos convencionales, se han estado desarrollando tecnologías en varios países para extraer hidrocarburos de acumulaciones no convencionales, con buenos resultados técnicos y económicos.

Se han identificado por lo menos 6 tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en distintas condiciones geológicas. Cuatro son de gas natural, de los cuales tres tipos están en operación con producción económica y uno bajo investigación; dos son yacimientos de aceite crudo, del cual uno está en operación y uno bajo investigación. Los 6 tipos recursos petroleros no convencionales son: aceite de lutitas, bitumen en arenas, gas en arenas compactas, hidratos de gas, gas metano del carbón y gas de lutitas, (**Fig.1.2**), mismos que han aportado volúmenes muy importantes de hidrocarburos a la producción mundial a partir de 1994.

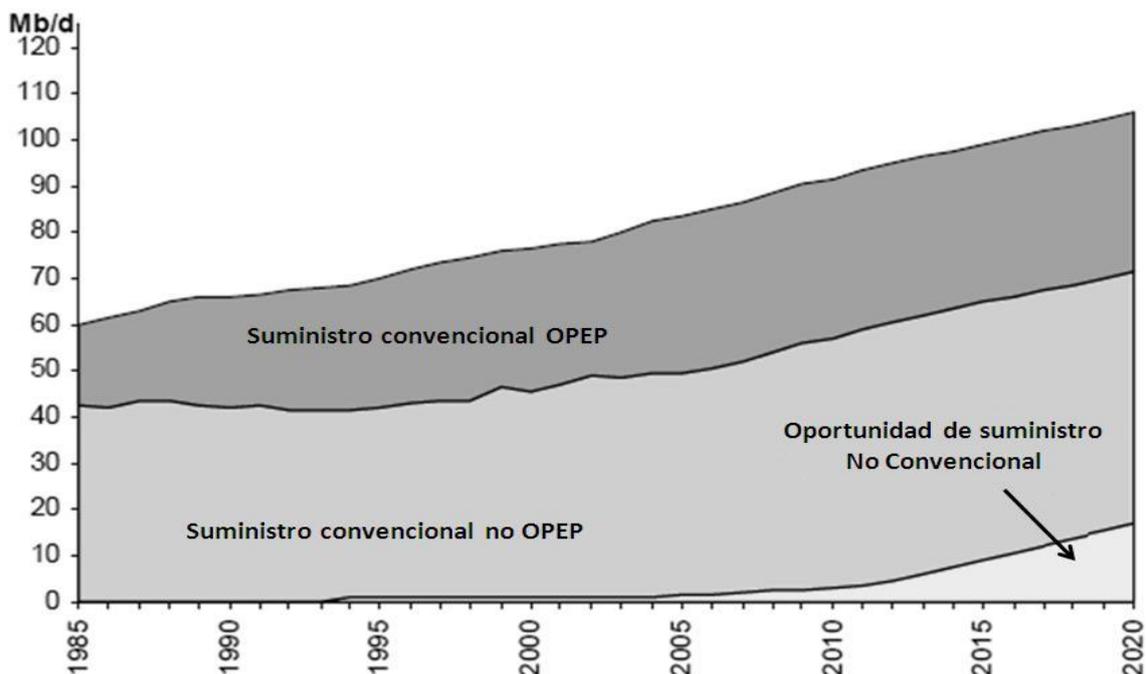


Fig.1.2. Pronóstico de producción mundial de hidrocarburos a 2020.

Fuente: *Unconventional hydrocarbons: the hidden opportunity*, Wood Mackenzie, 2006.

CAPÍTULO 2

Conceptos y Antecedentes

A continuación se describen las principales características de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

2.1. Aceite de lutitas

Las lutitas son rocas sedimentarias que se componen de arcilla y de materia orgánica de tipo kerógeno o bitumen, donde el carbono orgánico total (COT) está compuesto principalmente por C, N, H, O y S. Son moléculas de alto peso molecular; heterociclos de cadenas alquílicas o asociados a ciclos saturados aromáticos. Esta materia orgánica asociada a la roca, es de interés, la cual puede ser utilizada como combustible o como fuente de compuestos de aceite industrial.

El aceite de lutita, también llamadas *lutitas bituminosas* es un energético de enormes reservas a nivel mundial, que supera ampliamente a las reservas actualmente probadas de petróleo convencional. Estados Unidos posee el 65% de las reservas mundiales de este recurso, aunque la explotación comercial de este energético se realiza en muchos países del mundo, siendo Estonia el país que actualmente más usa este recurso las utiliza, tanto en términos relativos como en términos absolutos.

La utilización energética de lutitas bituminosas se realiza mediante dos opciones básicas:

- a) La quema directa en calderas para la producción de energía térmica
- b) La destilación mediante pirolisis para la obtención (previo proceso de mejoramiento) de crudo sintético para insumo de una refinería de petróleo.

La primera opción es la más desarrollada a nivel mundial y la que exige menores desarrollos tecnológicos; la segunda opción parece la más atractiva desde el punto de vista del aprovechamiento energético, pero su desarrollo es mucho menor, y además este energético al presentar una gran diversidad de características propias hace necesaria la investigación y adaptación de los procesos a cada tipo particular.

En Estonia, el bajo costo de la minería y la posibilidad de su utilización directa hicieron que se transformara en la principal fuente de energía primaria de este país; también es utilizado en este país para la producción de aceite de lutitas y en la industria del cemento. Actualmente Estonia es prácticamente autosuficiente en la producción de energía eléctrica con base en la explotación de este recurso, (**Fig.2.1**).

En nuestro país pudiera existen estos recursos en varias cuencas sedimentarias que deben investigarse para conocer su potencial.

2.2. Bitumen en arenas

Las arenas bituminosas (también llamadas arenas de aceite) son una combinación de arcilla, arena, agua y de bitumen, con un aceite negro viscoso y pesado, (**Fig.2.2**).

Las arenas bituminosas se pueden explotar mediante sistemas de minería y procesarse para extraer el bitumen rico en aceite, que después se refina para obtener solo aceite. El bitumen en arenas es un recurso que no se puede bombear desde el subsuelo en su estado natural; por esa razón se utilizan minas para explotar estos depósitos; generalmente se utilizan técnicas de minería a cielo abierto, o bien el aceite es extraído por calentamiento subterráneo, (**Fig.2.3**).



Fig.2.2. Arenas bituminosas.
Fuente: Suncor Energy Inc., 2008.

Por mucho tiempo se han estado desarrollando tecnologías para extraer el aceite pesado y hacerlo menos viscoso con muy buenos resultados; estas tecnologías incluyen minar los depósitos superficiales hasta 75 metros de profundidad y en otros casos inyectar vapor o solventes en pozos a mayor profundidad.

Los aumentos recientes en el precio del crudo han hecho que estas tecnologías sean cada día más rentables. El volumen de recursos que se puede obtener es enorme, sumando 1.5 millones de millones de barriles al año, mientras las reservas son de aproximadamente 174 mil millones de barriles de crudo. Varias compañías están operando en Athabasca, Canadá, alcanzando una producción de 1.3 millones de barriles por día, lo cual está proyectado a crecer a 4 millones anuales para el año 2020.



Fig.2.1. Planta de energía basada en aceite de lutitas ubicada en Narva, Estonia. Fuente: Eesti Energia, 2009.



Fig.2.3. Minería a cielo abierto en Alberta, Canadá. Fuente: Suncor energy Inc., 2008.

Los depósitos conocidos más grandes del mundo de este tipo de recursos se encuentran en Canadá (Alberta) y Venezuela, aunque se considera que un gran volumen de este tipo de hidrocarburos se encuentra en varios países en el Medio Oriente. En los Estados Unidos, los recursos en arenas bituminosas se concentran sobre todo en Utah del Este, sobre todo en terrenos pertenecientes al Estado. Los recursos petrolíferos se ubican en extensas superficies donde afloran las “arenas de alquitrán” en Utah, los que se estima tienen aproximadamente de 12 a 19 billones de barriles. En México existen posibilidades de encontrar arenas con bitumen alrededor de las cuencas productoras de crudo en el este de la República, como ocurre en Chapopote, Tamaulipas.

2.3. Gas en arenas compactas

Las areniscas compactas son arenas litificadas que tienen muy pocos poros de tamaño súper capilar, (**Fig.2.4**), por lo que no pueden almacenar y producir gas en forma convencional, es decir, que falta uno de los factores del sistema petrolero para que sean considerados como hidrocarburos convencionales. Pero en Estados Unidos, se han desarrollado tecnologías para inducir fracturas en areniscas compactas de grueso espesor, de tal manera que se puede extraer suficiente gas para que sean económicamente explotables.

Un ejemplo de la aplicación de esta tecnología es la que se ha implementado para el desarrollo del campo Pinedale, en la Cuenca Green River, Wyoming, donde se estima que las reservas recuperables son de 20 a 25 billones de pies cúbicos de gas. Varias compañías están operando en esta cuenca y están produciendo gas de arenas compactas con buenos resultados.

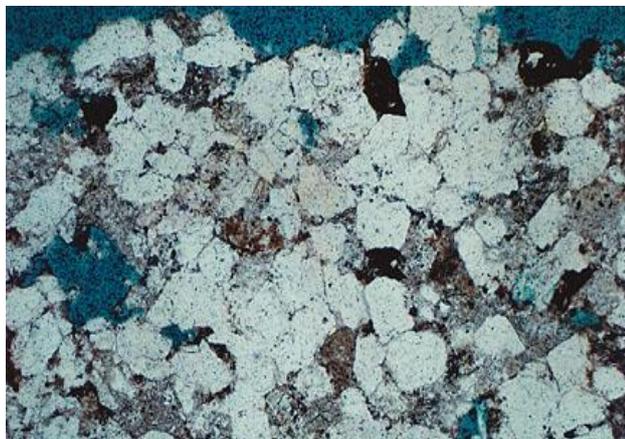


Fig.2.4. Toma microscópica de arenas compactas
Fuente: Servicio Geológico Estadounidense, 2006.

En el caso de exploración de yacimientos no convencionales de gas en arenas compactas, se busca una cuenca con yacimientos de gas convencional, que es lo más deseable para lograr un mayor nivel de éxito. Cuando las condiciones a las que se genera el gas en las profundidades del subsuelo de la cuenca exceden las condiciones necesarias para que el gas migre a la superficie o a una trampa en la profundidad de la

cuenca, la acumulación de gas en arenas compactas puede llegar a formar grandes volúmenes.

Estas extensas regiones con yacimientos de gas no asociado están en general libres de agua; donde las arenas están represionadas con gas en secuencias de baja permeabilidad. Tales sistemas experimentan variaciones relativamente altas de declinación durante su producción inicial, pero se estabilizan a tasas de declinación muy bajas, dando por resultado una larga vida a las reservas. En México se tienen arenas compactas que pudieran contener gas en varias cuencas, incluyendo las de Chihuahua y Coahuila (Torreón y Parras), Sabinas, Comalcalco, Veracruz, Burgos y Macuspana.

2.4. Hidratos de gas

Los Hidratos de Gas no son más que una mezcla de agua y gas (fundamentalmente metano) que se acumulan en estado sólido, bajo ciertas condiciones de alta presión y baja temperatura. Se ha comprobado que existen naturalmente sólo en 2 tipos de áreas o "hábitat" donde se tienen estos recursos; la primera bajo tierra en latitudes extremas con bajas temperaturas como Siberia en Rusia y la segunda bajo el lecho del fondo marino en distintos lugares de los océanos, en aguas profundas.

La composición de los Hidratos de Gas es simple y consiste en cierta cantidad de moléculas de gas, que son rodeadas por una malla de moléculas de agua (Fig.2.5). Aunque existen distintos tipos de gases que pueden llegar a conformar hidratos, se sabe que los más abundantes corresponden a los de metano.

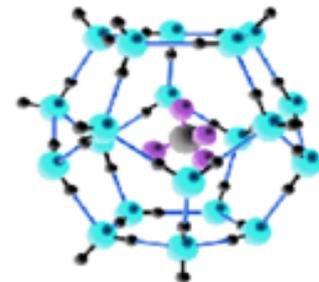


Fig.2.5.Molécula de hidrato
Fuente: Schlumberger, 2007.



Fig.2.6.Molécula de hidrato.
Fuente: Instituto Mexicano del
Petróleo, 2006.

Una muestra de hidrato de gas, es como un pedazo de hielo (normalmente posee un color similar), con una determinada concentración de gas en su interior (Fig.2.6); si esta muestra de hidrato lo transportamos a condiciones normales sobre la superficie de la tierra, es decir a unos 20º Celsius y 1 Atmósfera de presión, el volumen de gas se multiplica por 164, es decir, se ha comprobado que 1 m³ de hidratos de gas tomados del fondo marino, se transforman en 164 m³ de gas y 0.84 m³. Para complementar lo anterior, es posible afirmar que con la información que está disponible, que las reservas energéticas por hidratos de gas en el subsuelo marino superarían en más del doble a todas las reservas de

combustible derivado de fósiles existentes en la tierra (petróleo, carbón y el mismo gas natural), de los yacimientos convencionales.

El primer descubrimiento documentado de los Hidratos de Gas fue hecho en laboratorio el año 1810 por Sir Humphrey Davy, aunque investigaciones de laboratorio posteriores (1920) pudieron determinar cuáles eran sus principales características físicas y químicas; posteriormente en la década siguiente fueron descubiertas formaciones de hidratos que se producían dentro de tuberías que transportaban gas natural en las regiones frías. Posteriormente en los años 60 fueron descubiertos los primeros depósitos naturales de hidratos de gas en el norte de Rusia. Se han descubierto depósitos de hidratos de gas en distintas partes del océano y en las regiones polares, sin embargo, los que han sido mayormente investigados se encuentran frente a las costas de Japón, Estados Unidos y Canadá, ya que estos países han hecho mucho trabajo de investigación para estudiar este potencial recurso.

Finalmente, se sabe que los hidratos de gas no se requieren estudiar sólo como una posible reserva energética de importancia para la humanidad, si no también se han hecho estimaciones que podrían tener una estrecha relación con los cambios climáticos que ha tenido la Tierra desde el final del Precámbrico, pero sobre todo desde el Paleozoico. Para ello, sólo basta pensar qué pasaría si enormes cantidades de gas contenido en estos hidratos se liberara hacia la atmósfera, considerando que el efecto invernadero que es capaz de provocar el gas metano, es 3.7 veces más poderoso o efectivo que el del CO₂.

En México se han identificado grandes extensiones con grandes volúmenes de hidratos de gas en aguas profundas del Golfo de México, en el Pacífico y en el Golfo de California (hasta de 35 millones de millones de m³ en lo que es solamente se estima el Golfo de México), los cuales están siendo investigados con proyectos iniciados en el Instituto de Oceanografía de la UNAM.

2.5. Gas metano de carbón

De la misma manera como el gas metano se libera del carbón en minas, llamado gas grisú, de igual manera el gas metano se libera en pozos perforados que atraviesan los depósitos de carbón en el subsuelo, pero de una manera más controlable. El gas metano de carbón es gas natural que contiene prácticamente 100 % de metano (CH₄) y es producido desde los mantos en yacimientos de carbón. Es producido a menudo en mantos de poca profundidad junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable; es generado y almacenado en vetas de carbón; su producción se realiza mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie.

Se ha producido gas asociados a horizontes de carbón desde 1926 en Oklahoma y desde 1951 en la Cuenca de San Juan, Nuevo México; sin embargo el gran desarrollo comenzó en 1988. Esto se debió a incentivos tributarios implementados por el

Congreso de USA para impulsar la exploración de recursos energéticos alternativos. En los últimos 20 años, se han desarrollado tecnologías en Canadá y Estados Unidos para aislar el agua subterránea y fracturar los depósitos de carbón para liberar su contenido de gas metano. El gas metano del carbón (CH_4) es generado en forma natural, junto a pequeñas cantidades de otros hidrocarburos y otros gases distintos a los hidrocarburos, contenidos en los mantos de carbón como resultado de un proceso físico y químico en materia orgánica derivada de plantas continentales; este proceso comienza con material orgánico de plantas vasculares con lignina y material herbáceo que se convirtió en carbón y gas natural al mismo tiempo durante la catagénesis. A medida que las plantas se fueron cubriendo de sedimentos e incrementando su profundidad, el calor y la presión aumentaron, causando cambios físicos y químicos en la materia orgánica. Es sobre todo el incremento térmico y la presión, la que transforma el material orgánico en carbón, expulsando el agua y otros constituyentes volátiles fuera de la masa orgánica y concentrando el carbón y gas metano.

Los recursos potenciales de gas en carbón documentados en EUA y Canadá son enormes, estimado en 770 billones de pies cúbicos, siendo la Cuenca Sedimentaria Oeste de Canadá la más grande con más de 500 millones de millones de ft^3 (Fig.2.7). Las reservas probadas de esta fuente de gas en Estados Unidos son aproximadamente de 20 billones de pies cúbicos. Muchas compañías están invirtiendo en tecnología para

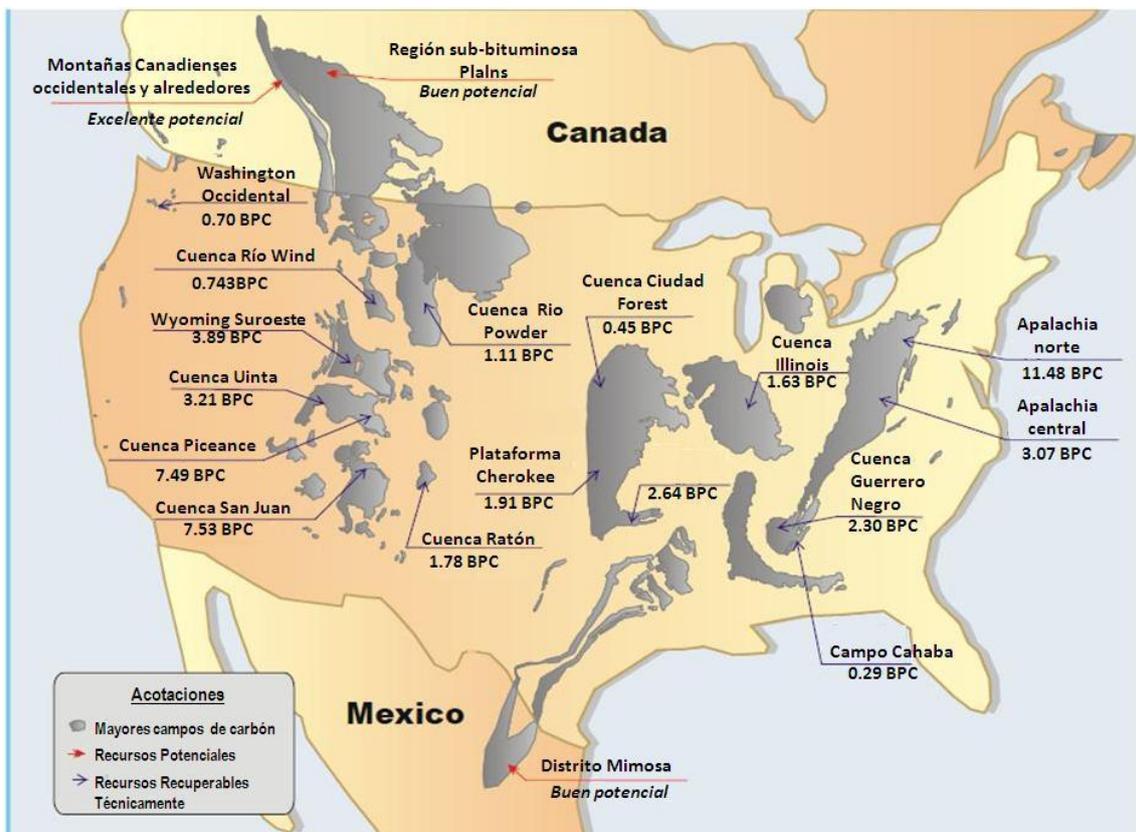


Fig.2.7. Mapa de Norteamérica mostrando los principales campos y cuencas de gas metano en carbón
Fuente: *Metano en secuencias y minas de carbón, ¿dónde y porque?*, NorWest Mine Service, 2008.

explotar esos recursos de tal manera que la producción de gas de esta fuente en Estados Unidos ha superado 4,800 millones de pies cúbicos de gas por día.

Las cuencas con carbón en México que tienen las mayores posibilidades para producir gas metano son las de Sabinas, Rio Escondido, Sonora, Colima, Guerrero y Oaxaca.

2.6. Lutitas gasíferas

Las lutitas con alto contenido de materia orgánica (más del 2% de carbono orgánico total) son secuencias arcillosas (lodo litificado) que contienen suficiente material orgánico para que generen gas cuando están sepultadas a alta temperatura; pero este gas se ha quedado en la propia lutita dado su muy baja permeabilidad y otros factores que han impedido su migración por lo que tienen solamente uno de los factores del sistema petrolero, (**Fig.2.8**).

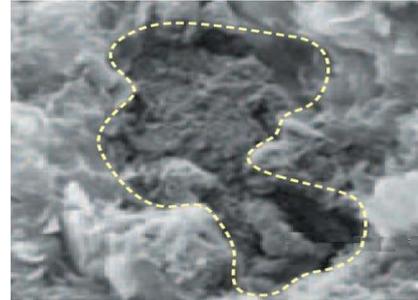


Fig.2.8. Fotografía del kerógeno presente en la lutita, obtenida con un microscopio electrónico de barrido.

Fuente: Bárbara Marín, TerraTek, Oilfield Review, 2007.

En los últimos diez años, se han desarrollado tecnologías que permiten fracturar las lutitas por lo que es posible liberar el gas y poderlo producir en cantidades económicamente rentables. Hay muchos ejemplos de la aplicación de esta tecnología en Estados Unidos, donde se estima que las reservas son entre 500 y 1,000 billones de pies cúbicos de gas. La cuenca más importante es la de Fort Worth en Texas, con un estimado de recursos de 26 billones de ft^3 de gas. Muchas compañías están invirtiendo en perforar pozos y ponerlos a producir, alcanzando más de 3 mil millones de pies cúbicos por día. El campo más grande es Newark East, que produce 2 mil millones de pies cúbicos de gas por día.

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 de las cuencas de gas de lutita identificadas en los Estados Unidos se estimó en 36,200 millones de m^3 en 1996 (**Fig.2.9**). Esta cifra se incrementó con los años, alcanzando actualmente una proyección de 141,600 millones de m^3 . Con base en esta tasa de crecimiento, la recuperación final estimada mundial para el gas de lutitas podría alcanzar 2.1 trillones de m^3 .

En el caso de las lutitas gasíferas, el principal desafío con que se enfrenta la industria es el cómo extraer este gas de yacimientos conformados por roca con tan poca permeabilidad. Los avances recientes en materia de perforación y terminación de pozos, particularmente en las áreas de perforación horizontal, tubería flexible, operaciones de disparos y fracturamiento hidráulico y pozos multilaterales, están ayudando a las compañías petroleras a lograr la explotación de este recurso. Si estas

tecnologías se combinan con precios de gas elevados, la perspectiva económica de las operaciones de perforación y producción de recursos no convencionales mejora considerablemente.

En México se tiene la posibilidad de reservas de lutita gasífera en grandes volúmenes en Chihuahua y Coahuila (Torreón y Parras), entre otras, además de los que se puedan encontrar en las cuencas gasíferas de gas no asociado como ocurre en las Cuencas de Veracruz, Sabinas y Burgos.

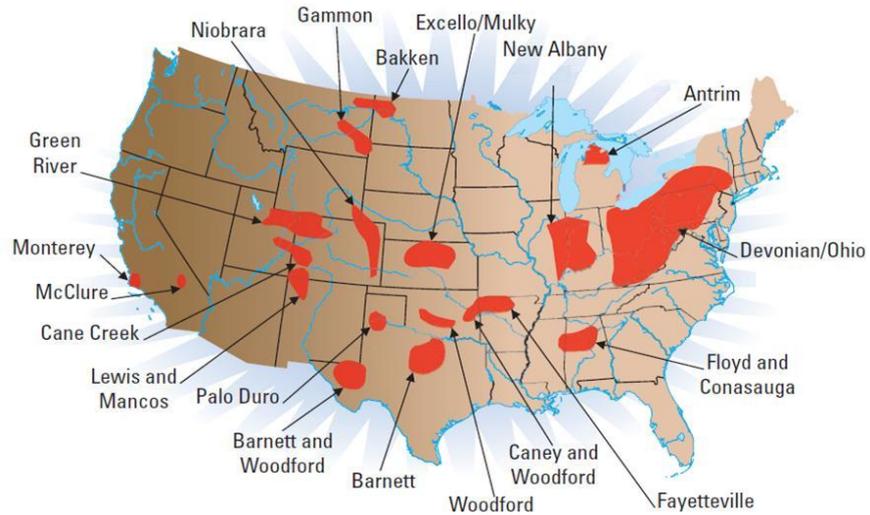


Fig.2.9. Mapa de las cuencas de lutitas gasíferas en EUA. Fuente: *Stimulation of gas shales: They're All the same-Right?, SPE 106070*, H. Lee Matthews, 2007.

2.2. Antecedentes de exploración y explotación en lutitas gasíferas

Los antecedentes más relevantes por sus reservas y producción son Marcellus Shale, E.U.A., Woodford Shale, E.U.A. y las lutitas gasíferas de Canadá. A continuación se describen sus principales características.

2.2.1. Lutita Barnett, E.U.A.

El Barnett Shale (Lutita Barnett) es una formación geológica de gran importancia económica que se compone de rocas sedimentarias del Misisipico (354 – 323 millones de años) ubicado en los Estados Unidos. La formación esta en el subsuelo y en las proximidades de las ciudades de Dallas y Fort Worth y se extiende por al menos 13,000 Km² a lo largo de 17 condados.

Para algunos expertos la lutita Barnett pudiera ser el yacimiento de gas natural no convencional más grande en los Estados Unidos. El campo tiene 2.5 billones de pies cúbicos de gas natural probados, pero se estima que pudiera tener hasta 30 trillones de pies cúbicos de recursos de gas natural, además la producción en este campo se ha

venido incrementando a pasos agigantados de la mano del aumento de los pozos activos en la región (**Fig.2.10**). También se ha encontrado aceite en pocas cantidades, pero lo suficiente para resultar lo comercialmente viable considerando los altos precios que se han alcanzado para el petróleo en los últimos diez años.

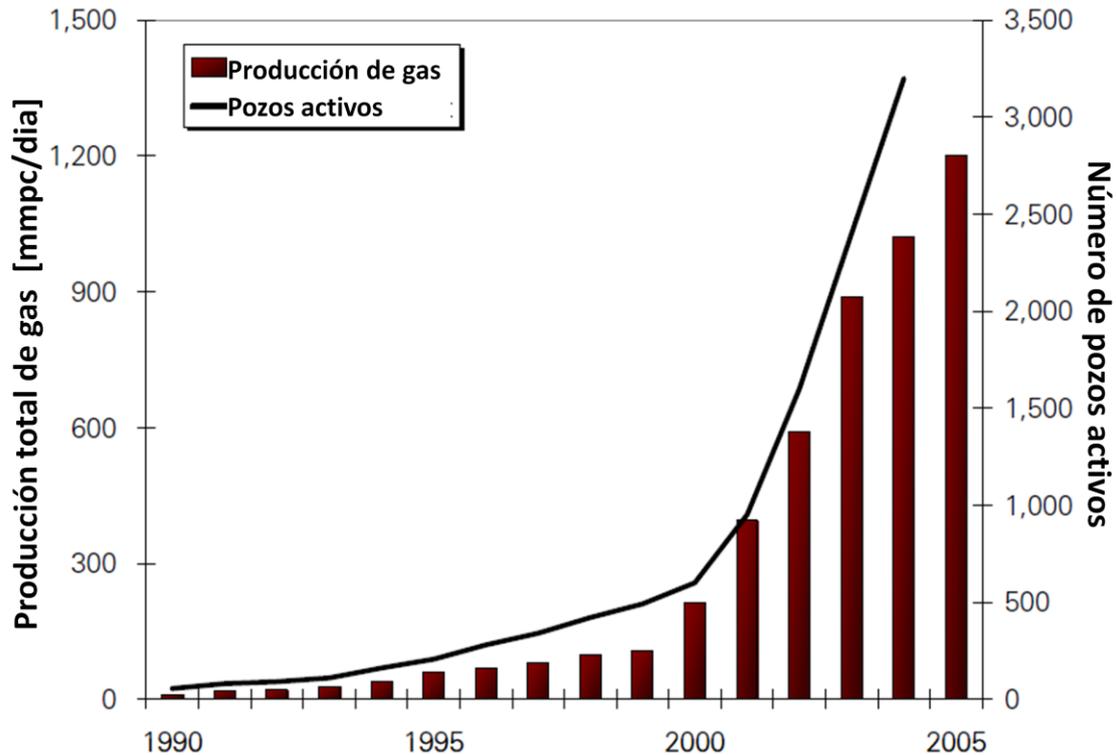


Fig.2.10. Historia de la producción en el *Barnett Shales*. Fuente: *The Barnett Shale: Visitor guide to the hottest gas play in the US*, Pickering Energy partners, 2005.

Se sabe que la formación Barnett es un campo de gas “estrecho”, lo que indica que el gas no se extrae fácilmente, y que la lutita es muy dura y compacta por lo que en esta formación era virtualmente imposible producir el gas en cantidades comerciales hasta que se llevaron a cabo mejoras en tecnología de fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal; también porque mejoró el precio del gas natural y se hizo rentable su explotación. El desarrollo del campo a futuro se ve obstaculizado en algunos casos por el hecho de que las porciones importantes del campo están en zonas urbanas.

La lutita Barnett ha recorrido un largo camino en los métodos de explotación en los últimos diez años, desde la fractura con arenas ligeras hasta la perforación horizontal, tecnologías que han tenido una enorme actividad en este campo con más de 3800 pozos perforados hasta el mes de octubre de 2005. Actualmente existen más de 100 compañías trabajando en este campo, la industria ha expandido la cantidad de equipos, de 30 en 2003 a 100 en el presente año.

2.2.2. Lutita Marcellus, E.U.A.

La lutita Marcellus se extiende sobre una distancia aproximada de 600 millas en la región de los Apalaches, corriendo del sur de Nueva York, a través de la parte occidental de Pennsylvania en el medio oriente de Ohio y a través de West Virginia, (Fig.2.11). Su área de extensión se encuentra alrededor de las 54,000 millas cuadradas, apenas mayor que el área que ocupa Florida. La lutita es extremadamente variable en espesor, parte desde pocos pies hasta más de 250 pies de ancho, y generalmente llega a ser más gruesa en el este.

Se dice que la lutita de Marcellus posee una mineralogía favorable, se trata de una roca de menor densidad con una porosidad mayor que el promedio, lo que significa que puede contener mayor volumen de gas libre. La característica de este campo es que tiene una variación en espesor y contenido de materia

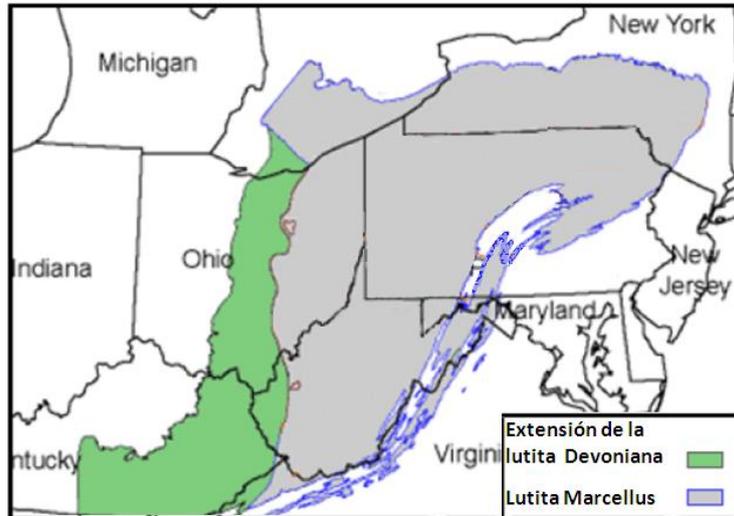


Fig.2.11. Ubicación de la lutita Marcellus. Fuente: *Shale gas: focus on the Marcellus shale*, Oil & Gas accountability Project, Mayo de 2008.

orgánica conforme se recorre de norte a sur o de este a oeste. El lado oeste tiene un alto contenido de materia orgánica pero la región es pequeña y de un espesor bajo, es en este lugar donde históricamente se ha tenido producción. El lado este es más profundo y con un espesor mayor, contiene mayor cantidad de cuarzo pero menor contenido orgánico. La parte norte del campo se encuentra geopresurizada ligeramente mientras que en la sección sur se encuentran bajas presiones.

De acuerdo a Terry Engelder, profesor de Ciencias de la Tierra de la Universidad Estatal de Pensilvania y Gary Lash, imparte ciencias de la tierra en la SUNY de Fredonia, hizo estimaciones muy conservadoras sobre el tamaño del campo; según su trabajo la lutita en Marcellus contiene 160 billones de pies cúbicos de gas (BPC), sin embargo el mismo Engelder comenta que en una estimación más optimista la reserva sería de unos 516 billones de pies cúbicos.

Acerca del tamaño de la reserva, los expertos calculan que del total solo un 10% de gas puede ser técnicamente recuperable, por tanto se tendría una reserva de 16.8 Billones de pies cúbicos en un escenario bajo y de 50 billones de pies cúbicos en un escenario alto. En el año 2006 los Estados Unidos consumieron más de 21 BPC de gas natural; por tanto, si las estimaciones de Engelder y Lash son correctas, el gas de *Marcellus Shale* podría soportar ese nivel de consumo por 2.4 años.

2.2.3. Lutita Fayetteville, E.U.A.

El Fayetteville Shale (lutita de Fayetteville) es un yacimiento de gas no convencional rico en materia orgánica situado en Arkansas del lado de la cuenca Arkoma, con un espesor que va de 50 a 550 pies y una profundidad que va de 1500 a 6500 pies. La lutita es del Misisipico, esta lutita es equivalente geológicamente a la que se encuentra en Caney en Oklahoma y el Barnett Shale que encuentra en el norte de Texas (**Fig.2.12**).

Las reservas al 2007 en este campo son de 216 BPC de gas, es decir, el 49% del total de la reserva probada. Southwestern comenzó a perforar en esta región en el verano de 2004, actualmente están operando más de 500 pozos productores de gas, de los cuales aproximadamente 460 son

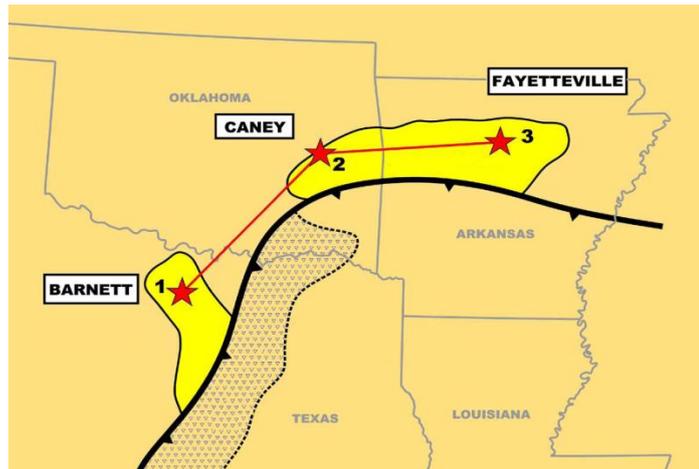


Fig.2.12. Mapa que muestra la ubicación de Fayetteville y los campos Barnett y Caney. Fuente *The Fayetteville shale play of north central Arkansas: a project update*. Convención anual AAPG 2008, Sn Antonio, Texas.

pozos horizontales, la producción total a la fecha en Fayetteville a llegado a 53 BPC, mientras que el promedio de la

producción diaria fue superior a los 230 millones de pies cúbicos (MPC) en julio de 2007. La producción bruta de Fayetteville aumento solo de enero de 2006 a finales de Junio del mismo año de 10 MPC por día a 200 MPC por día según cifras de la compañía SouthWestern Energy.

Además, se ha sumado la producción de las arenas convencionales de la era del Pensilvaniano a este *play*. La producción diaria de estos yacimientos convencionales actualmente excede los 16 MPC diarios. En general, la actividad de perforación en Fayetteville ha venido en aumento rápidamente, por ejemplo la compañía Southwestern tiene en la actualidad 19 equipos, la compañía Chesapeake ha incrementado su presencia a 13 equipos en la zona, y así mismo otros operadores continúan aumentando la cantidad de equipos en este campo.

2.2.4. Lutita Woodford, E.U.A.

El Woodford Shale (lutita Woodford) ubicada al sur de Oklahoma ha producido gas desde 1939 sin embargo no fue hasta el año 2004 que los trabajos de perforación y terminación se incremento pasando de un promedio de dos pozos al año a 35 pozos anuales; para 2007 eran 200 pozos los que se habían perforado y terminado

satisfactoriamente. Los pozos perforados son de una profundidad que va de los 6000 a 11,000 pies, con un costo promedio de \$3.3 MUSD por pozo incluyendo la perforación, terminación y fracturamiento.



Fig.2.13. Afloramiento en Oklahoma de la lutita de Woodford. Fuente: Fotografía de Brian Cardott, *Gas Shales Tricky to Understand*, AAPG, Noviembre 2006.

El espesor de la sección de lutita con gas es de 120 a 200 pies (Fig.2.13). Los expertos estiman que la reserva es de 2 a 2.5 MPC equivalentes por pozo. Comparando la lutita Woodford con la lutita Barnett, se tiene un resultado favorable a las primeras, el contenido orgánico de esta región es de 6 a 8% contra el 4%.

Por lo anterior, se tiene que el potencial de este campo rebasa las expectativas que se tuvieron del Barnett Shale; las condiciones son favorables para que el campo Woodford pueda ser en un futuro el yacimiento más importante de lutita gasíferas en los Estados Unidos.

2.2.5. Lutitas gasíferas en Canadá

Las regiones de interés en Canadá son principalmente las ubicadas en el oeste de Alberta y el este de la Columbia Británica, ambas contenidas en la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (CSOC o WCSB). Las formaciones en las que se centra el potencial son el Cretácico superior de Wilrich y sus equivalentes, Jurásico Nordegg-Ferggie, Triásico Doig-Doig, Fosfato-Montney, Exshaw-Bakken y el Devoniano Ireton-Duvernay (Fig.2.14).



Fig.2.14. Área que abarca la Cuenca sedimentaria de oriente, Canadá. Fuente: Comisión de seguridad e intercambio, 2005.

Un cálculo de los recursos acumulados en las formaciones Wilrich, Duvernay, Doig and Doig, Montney y Fosfato sugiere que el volumen de hidrocarburos es del orden de los 86 BPC. A pesar que no se tienen estimaciones sobre el potencial de la lutita como productor de gas en el oeste de Canadá, las secuencias sedimentarias en esta región poseen características favorables para la producción de gas.

CAPÍTULO 3

Características de la lutita gasífera

3.1. Introducción

Las rocas sedimentarias consisten en sedimentos que, en la mayoría de los casos se han litificado para formar rocas mediante el proceso diagenético, donde la compactación y cementación son los fenómenos más comunes que originan que el sedimento forme rocas. El sedimento tiene tres fuentes principales de procedencia:

(1) Como material detrítico, que se origina y es transportado en forma de clastos a partir del intemperismo mecánico y químico, que, cuando se litifican, forman las rocas sedimentarias detríticas o terrígenas o siliciclásticas.

(2) A partir de material soluble producido fundamentalmente por intemperismo químico, que, cuando precipita, forma rocas sedimentarias químicas. Por lo anterior las rocas sedimentarias se pueden dividir en dos grupos principales: detríticas y químicas.

(3) Cuando ocurre una mezcla de terrígenos finos con carbonatos se forman las rocas calcáreo-arcillosas.

Todas las rocas detríticas tienen una textura clástica, que consiste en fragmentos discretos y clastos de diferentes tamaños que se cementan y compactan. El principal criterio de subdivisión de las rocas detríticas es el tamaño de los clastos, lo que indica la energía del medio que la transporto. Las rocas detríticas comunes son el conglomerado, la arenisca, la limolita y la lutita.

De las rocas detríticas comunes, la lutita es la más abundante, componen alrededor de la mitad de las columna geológicas de cualquier cuenca sedimentaria, Schuchert (1931) estimó en una cuenca que el porcentaje de lutitas es del 44%, Leith y Mead (1915) en un 46% y Kuenen (1941) en 56%. Haciendo algunas consideraciones geoquímicas se calcula que las lutitas están constituidas entre 70% (Holmes, 1937) y 80% (Clarke, 1924) de todo los sedimentos producidos durante el tiempo geológico que involucre el ciclo hidrológico. Si hablamos únicamente de rocas sedimentarias se considera que las calizas, areniscas y lutitas, que forman más del 95% de las rocas sedimentarias de la parte superior de la litosfera, los porcentajes de ocurrencia son variados, tal como han calculado diferentes autores, las comparaciones se muestran en la **Tabla 3.1**.

Porcentaje de ocurrencia de las rocas sedimentarias				
	Mead (1907)	Clarke (1924)	Holmes (1913)	Wickman (1954)
<i>Lutitas</i>	82	80	70	83
<i>Areniscas</i>	12	15	16	8
<i>Calizas</i>	6	5	14	9

Tabla.3.1. Composición del porcentaje de rocas sedimentarias que rellenan una cuenca sedimentaria.

Fuente: Chapter 2, Clay Sedimentology, Herve Hamley, Berlin 1989.

A pesar de su abundancia, las lutitas no están expuestas como las areniscas y calizas que son rocas más resistentes, debido a su grano fino no son tan conocidos como algunos otros materiales sedimentarios ya que en la superficie fácilmente se intemperizan. Lo fino de sus partículas hace más difícil su estudio pues no se definen bien a través de los estudios petrofísicos tradicionales en el microscopio. Para su estudio se debe recurrir a los análisis de composición química o técnicas especiales, tales como rayos X y análisis térmico diferencial. Por estos motivos, la descripción, clasificación y la interpretación de las lutitas son poco exactas al respecto.

3.2. Propiedades

La arcilla es un término de textura para definir las partículas clásticas sedimentarias de grado más fino, aquellas con un diámetro menor a 4 [μm], es decir menores a 1/256 [mm], esas partículas no son distinguibles para el ojo humano por lo que es necesario utilizar microscopios con alto poder óptico como el microscopio electrónico. Los minerales de la arcilla consisten en un grupo de filosilicatos minerales que corresponden con los componentes principales de las partículas del tamaño de la arcilla.

Las arcillas son particularmente abundantes en lodos, arcilitas, lodolitas, lutitas y arguilas, aunque también pueden ocurrir junto con otros tipos de rocas sedimentarias suaves y duras, incluyendo silicoclasticos gruesos, evaporitas salinas y carbonatos.

3.2.1. Origen

Las arcillas pueden tener varios orígenes. Uno de los más comunes consiste en la erosión, transportación y depositación de fragmentos muy pequeños procedentes de formaciones geológicas y pedológicas (suelos) que están expuestas en la superficie de la Tierra. Para explicar lo anterior es necesario realizar un resumen de la génesis de la

arcilla en esas formaciones a fin de conocer en qué medida se pueden incorporar los sedimentos como materiales producto de la erosión.

Los procesos superficiales resultado de la interacción entre las rocas (litosfera), el aire (atmosfera), el agua (hidrosfera) y los organismos (biosfera), se denominan como intemperismo que origina materiales sueltos susceptibles de erosionarse. La erosión incluye todos los mecanismos responsables de la fragmentación de la roca, la producción de iones disueltos y el desarrollo de formaciones pedológicas en la superficie de la Tierra. El intemperismo tiende a alcanzar un estado de equilibrio si las condiciones ambientales permanezcan estables; la intensidad de la erosión es principalmente controlada por la litología, el clima y la morfología. Las rocas serán más sensibles a la erosión entre más suaves, porosas, heterogéneas y fracturadas se encuentren. El clima y los factores morfológicos determinan el carácter dominante de la erosión ya sea físico, químico o biológico.

La *erosión física* conduce a la fragmentación y desintegración de la roca. Esto interviene principalmente en las áreas con pendientes sujetas a grandes variaciones de temperatura o humedad como ocurre en las montañas, acantilados en la costa, desiertos, etc. Se debe en gran medida a la cristalización del agua o sales (halita, yeso) en las fracturas de las rocas por el congelamiento y deshielo alternado o una fuerte evaporación. La cristalización determina un aumento de volumen, que induce a la fragmentación de la roca. La erosión física también incluye el ciclo de humedad y desecación en los sedimentos arcillosos, dando paso a la formación de fragmentos de arcilla fácilmente removibles por el viento o por el agua. Las madrigueras de animales y el crecimiento de raíces pertenecen a otro orden de acciones biológicas para el mismo proceso.

La *erosión química* es por mucho el fenómeno más extenso, interviene solo o en suma al proceso de erosión física. Está determinado por la acción aguas naturales y los procesos subsecuentes del intemperismo químico fundamentalmente procesos que se pueden resumir en la **Fig.3.1**.

Roca primaria + Ion reducido en agua → Meteorización compleja + ion enriquecido en agua



Fig.3.1. Reacción fundamental del proceso de intemperismo químico

Fuente: Chapter 2, Clay Sedimentology, Herve Hamley, Berlin 1989.

El complejo de erosión evoluciona con el tiempo y origina suelos que constituyen la transición natural entre roca madre y atmosfera. El tamaño de la fracción de la arcilla y los minerales de arcilla forma los componentes principales de los complejos de erosión y el suelo.

La erosión química comprende cuatro diferentes tipos, de acuerdo con la composición de la solución que ataque a la roca. (**Tabla 3.2**)

- (1) Acidólisis: Se desarrolla en ácidos orgánicos en ambientes ácidos, donde existen minerales-orgánicos de manera fácil.
- (2) Salinólisis: Se caracteriza por ambientes de evaporitas salinas.
- (3) Alcalinólisis: Corresponde a condiciones básicas y al agua con cierto contenido de Ca o Mg.
- (4) Hidrólisis: Consiste en el ataque a las rocas por agua ligeramente ionizada, bajo condiciones medias de PH. La hidrólisis es por mucho el proceso más desarrollado y mejor conocido. Millot (1964-1970), Loughnan (1969), Carroll (1970), Duchaufour (1977), Drever (1985) y Colman y Dethier (1986) dan mayores datos al respecto.

Principales procesos de intemperismo químico			
	pH > 5	5 < pH < 9.6	pH > 9.6
Solución de ataque reducidos en elementos salinos	Acidólisis, agua rica en ácidos orgánicos disolventes	Hidrólisis, agua pura o agua rica en CO ₂	
Solución de ataque concentrados en elementos salinos		Salinólisis, agua cargada con sales y ácidos fuertes (sulfatos, clorídricos)	Alcalinólisis, agua cargada con sales de ácido débil

Tabla 3.2. Principales procesos de intemperismo químico. Fuente: *Clay Sedimentology*, Herve Chamley, Berlín, 1989.

3.2.2. Tamaño de grano

La distribución del tamaño de las partículas o la “composición mecánica” de las arcillas que componen a las lutitas han sido investigados extensamente. Sin embargo el análisis del tamaño de cada material es materia de una limitación marcada, debido a su grano fino; el tamaño de las arcillas usualmente se determina por métodos basados en la solución de velocidades diferenciales. Estas velocidades son afectadas notablemente por la forma y la gravedad específica de las partículas así como por su tamaño. Por tanto son erróneos los resultados del análisis en que los valores de tamaño registrado para las velocidades de caída están basados en la premisa de que las partículas son esferas de cuarzo (Krumbein and Pettijohn, 1938); por lo tanto el análisis de la muestra puede estar muy alejado desde el inicio del análisis de valores reales. Esa dispersión debida a algunos agentes físicos o químicos, probablemente destruya o modifique profundamente la distribución original de los tamaños.

Muchas arcillas, especialmente aquellas que se acumulan en aguas marinas, están en un estado de parcial o completa floculación en el momento de depositación. Las curvas de gradiente se determinan por análisis que pueden quitar aquellos sedimentos originales no deseados. Ahora bien, algunos lodos homogéneos una vez que son agregados en pelets son quizá transportados y depositados como tal. El análisis del tamaño usual de tales lodos revela un poco de la historia de su depositación (Harrison, 1971).

La lutita se define como aquella roca detrítica cuyas partículas tengan un diámetro promedio menor a 1/256 mm. Se trata de una roca laminada o con fisibilidad. En las lutitas más antiguas se encuentra una limitación más seria debido al efecto de la diagénesis en su distribución de tamaños. A causa del estado de división de los materiales finos y la gran superficie total de los granos así como la inestabilidad de algunos minerales de arcilla, estos materiales son propensos a cambios diagenéticos; cada reorganización producida por la diagénesis puede alterar grandemente la distribución de tamaños, por esa razón, el análisis del tamaño de las arcillas como sedimentos y lutitas como rocas se debe interpretar con gran precaución.

El resultado más significativo del análisis del tamaño o incluso de inspecciones ocasionales de secciones delgadas, es la afirmación de que la mayoría de las lutitas contiene un gran porcentaje de limo. La lutita marina del Missouri en Perry Farm, Pennsylvania, contiene un 74 % de su peso de arena fina y limo además de un 14 % de material del tamaño de la arcilla y carbonato balanceado (Keller y Ting, 1950), una lutita similar en Illinois contiene 68% de limo (Krumbein, 1938). Krynine estimó en 1984 que el contenido promedio de limo en las lutitas es de cerca del 50%. Recientes estudios mineralógicos de lutitas sugieren que la lutita es dos partes limo y una parte arcilla, una proporción muy cercana con respecto a las observaciones de Keller y de Ting y Krumbein. Siendo así, su composición esta cerca al promedio de material formado en el delta del Mississippi, (Fig. 3.2).

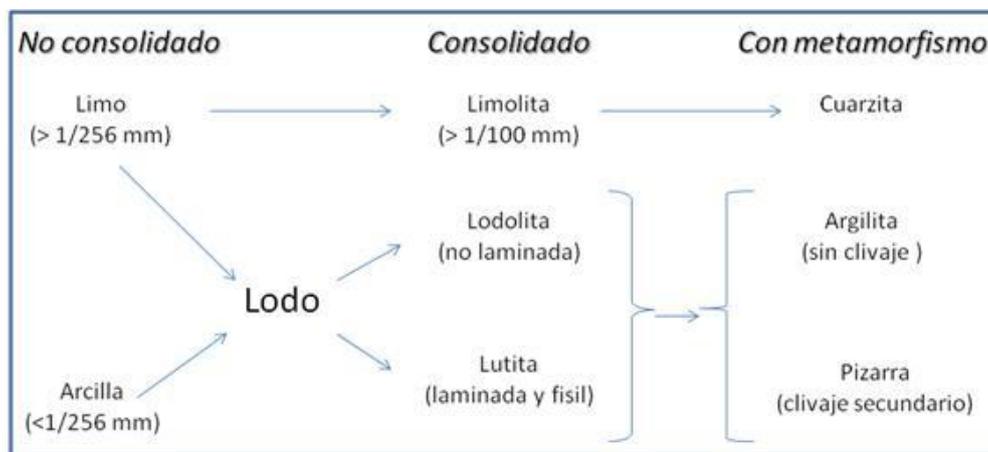


Fig.3.2. Nombres que toma el lodo dependiendo si tamaño y grado de consolidación.
Fuente: *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, Sam Boggs, 2006.

Una característica de algunas acillas es que presentan la estructura de pelet (Grim y Allen, 1938; Allen y Nichols, 1943; Harrison, 1971), los pelets son pequeños agregados redondos de minerales de arcilla y granos de cuarzos finos a través de una matriz del mismo material. Los pelets se pueden separar de la matriz por deposito de materiales orgánicos. El tamaño de los pelets varia de carbonatos de 0.1 a 0.3 mm de diámetro y en pocos casos de varios milímetros de longitud. Se han atribuido a la acción de las corrientes de agua, en otros casos pueden ser pelets fecales (Moore, 1939; Harrison, 1971) aunque estos son más comunes en carbonatos.

Muchos depósitos arcillosos y las lutitas presentan laminación, que corresponde con una estructura producida por la orientación paralela de sus componentes de mica en la estratificación. Bajo el microscopio las tendencias de paralelismo se pueden observar y diferencias mirar rápidamente. Aunque muchos cristales individuales no son exactamente paralelos a la estratificación, los cortes perpendiculares de la sección en la estratificación muestran un efecto de extinción masiva como si la sección fuera de un solo cristal.

En algunas arcillas y lutitas, sin embargo, los minerales de arcilla muestran una orientación aleatoria (Keller, 1946), esto puede ser resultado en algunos casos del crecimiento autigénico de cristales en el lugar. En otros casos esto es causado por una interrupción en las estructuras originales por las perforaciones hechas por organismos que habitan en el fondo de la zona de depósito y que se alimentan de lodo.

Los depósitos más recientes de lodo tienen un contenido extremadamente alto en contenido de agua y una porosidad muy alta, la cual en una etapa inicial puede ser por mucho de un 70 u 80% (Trask, 1931). Las lutitas promedio tienen una porosidad del 13%, esto se debe a que el deposito inicial se ha compactado y deshidratado enormemente, cabe mencionar que esta reducción de porosidad tiene lugar por la compactación y no por que los poros sean rellenados por cementante como en el caso de las areniscas.

3.2.3. Estructura química

Los cristales de arcilla consisten fundamentalmente en silicón, aluminio y magnesio, oxígeno e hidróxidos (OH) con varios cationes asociados según su especie.

Estos iones y los grupos OH están organizados en estructuras bidimensionales de dos tipos llamadas estratos:

- (1) *Estratos tetraédricos*. Tienen una composición general de T_2O_5 . El silicón se localiza en el centro del tetraedro y las cuatro esquinas están formadas por aniones de oxígeno. El tetraedro individual está conectado con el tetraedro adyacente por compartir tres esquinas (los tres oxígenos basales), constituidos por un arreglo de red hexagonal; los cuatro puntos de las esquinas del

tetraedro están en una dirección normal del estrato. El oxígeno forma parte del estrato octaédrico.

- (2) *Estratos octaédricos*. Comprende cationes de tamaño mediano en el centro (usualmente Al, Mg, Fe^{2+} o Fe^{3+}), y oxígeno en las ocho esquinas. El octaedro individual está ligado lateralmente con el octaedro vecino, y verticalmente con el tetraedro por compartir oxígenos. La unidad estructural más pequeña de los estratos octaédricos contiene tres octaedros, de tal forma que si los tres octaedros tienen cationes octaédricos en su centro (iones bivalentes como Mg^{2+} , Fe^{2+}), el estrato es llamado trioctaédrico. Si únicamente están ocupados dos octaedros y un octaedro está vacante (iones trivalentes como Al^{3+} , Fe^{3+}), los estratos son llamados dioctaédricos.

El tipo de capa y su carga permiten la identificación de ocho grupos de capas de silicatos minerales; estos incluyen los minerales comunes de la arcilla, las micas frágiles, y las llamadas fibras arcillosas. Existe también una división más profunda en subgrupos y especies basadas en el tipo de estrato octaédrico, la composición química y la geometría de la capa de de la superposición de la intercapa. Se tienen por tanto los grupos principales y subgrupos propuestos por Bailey (1980), de acuerdo con las recomendaciones del comité de nomenclatura de la AIPEA (Association Internationale Pour l'Etude des Argiles), (Tabla 2.3). Se podrían agregar a esta lista la mezcla de capas o el inter estratificado de las arcillas, formado por la real o aparente superposición de dos o más unidades estructurales simples.

La definición de arcilla basada en su composición química puede fallar debido a que los minerales de arcilla constituyen poco menos de un tercio del total de la roca, (**Tabla 3.3**).

Clasificación general de los filosilicatos relacionados con los minerales de arcilla			
<i>Tipo de capa</i>	<i>Grupo</i>	<i>Subgrupo</i>	<i>Ejemplos</i>
1.1	Kaolinita serpentina	Serpentina	Crisolita, antogorita, lizardita, amesita, bertierina
2.1	Pirifilita talco	Caolin Talco Pirofilita	Caolinita, dikita, nacrita Talco Pifilita
	Smectita	Montmorilonitas Saponites	Montmorilonita, beidelita, nontronita Saponita, hectorita sauconita, stevensita
	Vermiculita	Dioctahedral vermiculitas Trioctahedral vermiculitas	Dioctahedral vermiculita Trioctahedral vermiculita
	Mica	Micas octahedrales Micas trioctahedrales	Muscovita, paragonita, illita, glaucónita Pologopita, biotita, lepidolita
	Mica frágil	Mica fragil dioctahedral Mica fragil trioctahedral	Margarita Clintonita
2.2.1	Clorita	Clorita dioctahedral Clorita trioctahedral Clorita di-trioctahedral	Donbasita Clorita, clinoclora, chamosita, nimita Cokesita, sudoita
2.1	Paligoscita sepiolita	Paligoscitas	Paligoscita
	Cintas invertidas	Sepiolitas	Sepiolita, xylotila

Tabla.3.3. Clasificación general de los filosilicatos relacionados con los minerales de arcilla.

Fuente: *Clay sedimentology*, Herve Chamley, Berlin 1989.

3.2.4. Composición

La composición de las arcillas transportadas (sedimento) y las lutitas es compleja y variada, porque estos materiales consisten en productos de abrasión, productos finales de la erosión (arcillas residuales), además de agregados químicos y bioquímicos. Estos componentes químicos también son materiales precipitados de solución y depositados simultáneamente con la acumulación de las arcillas, por ejemplo el carbonato de calcio en otros casos o son materiales agregados por reacción o intercambio con el medio circundante (usualmente agua de mar), por ejemplo el potasio o el magnesio.

Las numerosas variedades o subclases de Lutitas dependen principalmente de las diversas fuentes que contribuyeron en su génesis, por lo que la composición

mineralógica y química depende del tipo de roca que se intemperizó, del clima y del relieve. Si tales materiales son ausentes o raros, las lutitas (lodo) se enriquecen entonces de los materiales residuales, y de materiales precipitados de calcita, aragonita, siderita, chamosita, sílica y en algunos casos materia orgánica. La composición mineral de la lutita promedio se ha determinado por varios investigadores, cuyos resultados se muestran en la **Tabla 3.4**.

Componente	Clarke (1924)	Leith and Mead (1915)	Yaalon 1962a)	Shaw and Weaver (1965)
Cuarzo	22.3	32	20	36.8
Feldespato	30.0	18	8	4.5
Minerales de Arcilla	25.0	34 a	50	66.9
Oxido de Hierro	5.6	5	3	<0.5
Carbonatos	5.7	8	7	3.6
Otros minerales	11.4	1	3	<2.0
Materia Orgánica	-----	1	-----	1

^a Caolinita y minerales 10, sericita y paragonita 18, clorita y serpentina 6.

Tabla.3.4. Porcentaje de ocurrencia de los minerales en la arcilla según diferentes autores.

Fuente: *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, Sam Boggs, 2006.

La diferencia entre las estimaciones más antiguas y las más recientes, es que las últimas son resultado de un mejor entendimiento de los minerales arcillosos. Muchos de los componentes químicos atribuidos a los feldespatos, óxidos de hierro y otros componentes, deben asignarse ahora a los minerales de la arcilla por sus características químicas, físicas y por su tamaño.

El porcentaje de mineral de arcilla es notablemente más alto en las lutitas que en otras rocas de grano fino. Shaw y Weaver (1965) hicieron un mejor esfuerzo para realizar una estimación cuantitativa de la composición de la lutita, utilizaron una técnica radiográfica que involucra a la difracción-absorción. El análisis de unas 300 muestras de lutitas paleozoicas y más recientes demostró un rango de contenido de cuarzo de menos de 10 a cerca del 80 % y promediado a un 34 %, el feldespato tiene amplias variaciones, de 0 a casi 30 % pero promediado únicamente a 3.6%.

En los análisis de lutita los carbonatos estaban generalmente ausentes, promediados en un 2.7 por ciento, aunque algunos contienen alrededor del 50 %. El contenido de minerales de arcilla se promedió en 64 por ciento pero varió desde 50 % a cerca del 90 %.

Debido a que la composición mineral de las fracciones de sedimento difiere de la de la fracción de arcilla en la lutita, claramente se deduce que la composición mineralógica y

química es dependiente de la textura (**Tabla 3.5**). La relación entre tamaño de grano y la composición fue determinada por análisis químicos de sedimentos separados artificialmente y de las fracciones de arcilla. Si las fracciones finas consisten en los mismos minerales observados en fracciones más gruesas (pero en diferentes proporciones), entonces se tiene la misma fuente generadora de sedimento, esto se hace para calcular la probable composición mineral de cada fracción. El resultado de los cálculos se muestran en la tabla 2.5, donde se puede observar que las fracciones más finas son más pobres en cuarzo y ricas en minerales de arcilla (caolinita, sericita, paragonita y óxido de hierro).

Componentes	Tamaño de fracción de arcilla		
	Sedimentos	Arcillas gruesas	Arcillas finas
<i>Caolinita y minerales de arcilla</i>	7.5	17	23.2
<i>Sericita y paragonita</i>	16.6	21.2	22.1
<i>Cuarzo</i>	36.7	19.3	13.1
<i>Clorita y Serpentina</i>	8.2	10.3	7.3
<i>Limolita, hematita y piritita</i>	3	5.5	8
<i>Calcita y dolomita</i>	10.5	7.5	5.7
<i>Feldespatos</i>	12.6	7.2	7.3
<i>Zeolitas</i>	3	7.5	6.9
<i>Titanita y rutilita</i>	1.7	2	1.7
<i>Materia Carbonosa</i>	0.2	0.9	0.6
<i>Humedad</i>	0.9	1.3	4.1
TOTAL	100.9	99.7	100

Tabla.3.5. Cálculo de composición mineral de las fracciones de arcillas y lutitas.
Fuente: *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, Sam Boggs, 2006.

3.2.5. Litificación y diagénesis

La litificación es un complejo proceso que convierte un sedimento recientemente depositado en una roca; este proceso puede ser parcial o incompleto, y puede ocurrir poco después de la depositación, al mismo tiempo o mucho tiempo después que la depositación ha ocurrido.

La diagénesis se refiere primeramente a las reacciones que tienen lugar en un sedimento entre un mineral y otro, o bien entre varios minerales y los fluidos intersticiales. En los sedimentos acumulados que han sido transportados mecánicamente y en fracciones precipitadas químicamente, no es necesario que los materiales se encuentren en equilibrio químico entre sí. Si se tienen las condiciones adecuadas, tales como temperatura o presencia de un medio adecuado, pueden darse entonces reacciones entre las diferentes fases presentes. Estas reacciones se consideran diagenéticas en condiciones de baja temperatura y baja presión, en caso de tener una temperatura y presión elevadas se consideran metamórficas.

El termino diagénesis fue usado por primera vez en 1888 por Gumbel, y ha sido definido de diferentes maneras. Muchos autores excluyeron los cambios metamórficos del campo de las lutitas, sin embargo Deverin en 1924 señaló que es posible no distinguir entre diagénesis y metamorfismo. La diagénesis es en realidad el inicio del metamorfismo porque esto los conduce a modificar su textura, estructura y la composición mineral del sedimento y son esas modificaciones las que dirigen a los sedimentos a metamorfinarse de acuerdo con Grubenmann.

Se han hecho esfuerzos por distinguir entre el reordenamiento químico y la sustitución que ocurre en el piso marino después de que se han eliminado los sedimentos por contacto directo con el agua de mar. El primer grupo de cambios fue denominado halmyrolosis por Hummel en 1922; muchos de los cambios en las regiones donde la sedimentación es muy lenta involucran la descomposición de silicatos, y estos cambios son análogos en la causa y efecto del intemperismo de la Tierra, por tanto, han sido denominados como intemperismo submarino. El enriquecimiento de los minerales gelificantes con hierro es un resultado común; a los cambios que tienen lugar después del levantamiento o consolidación, se denomina epigénesis o metarmosis. La diagénesis incluye la halmyrolosis y la metarmosis por grados y pasa hasta el inicio del metamorfismo. Por tanto, se puede reconocer perfectamente la continuidad de los procesos de reorganización interna y el de sustitución.

El proceso de intemperismo y el de diagénesis, aunque aparentemente son muy diferentes y sin relación, resulta muy complicado reconocer la separación entre uno y otro (Krumbein y Bleckwelder, 1947). Algunos autores podrían incluir los cambios físicos que ocurren después de la depositación y antes de la consolidación en la definición de diagénesis; incluyendo la compactación y varios tipos de deformaciones de los sedimentos; estos cambios ocurren principalmente mientras el sedimento aun está en el ambiente de depositación; a excepción de la compactación, la expulsión de fluidos del poro y disolución de sólidos; los cambios físicos no están incluidos en la diagénesis.

La prueba de la reacción diagenética consiste en recristalización deposicional, sustituciones, crecimientos forfiblasticos de cristales, segregaciones de materiales

minerales y soluciones. Los cambios diagenéticos son realizados por los procesos ordinarios de reorganización química como son la solución, precipitación, cristalización, recristalización, oxidación, reducción y demás procesos asociados. La diagénesis sin embargo, se entiende mejor si los procesos de funcionamiento se analizan en términos de la naturaleza geológica del proceso y sus efectos.

Los procesos diagenéticos principales son la cementación, reorganización diagenética (autogénesis), diferenciación diagenética y segregación, metasomatismo diagenético, solución intrastratal y compactación.

La cementación es el proceso de precipitación del mineral original en el espacio poroso de sedimentos clásticos, el resultado final es la roca endurecida; este es el principal camino por el cual se litifican las areniscas y los conglomerados.

La reorganización diagenética o autigénesis es el resultado de la reacción entre varios componentes de un sedimento, tanto las de origen detrítico como las de origen químico, por lo que ocurre la formación de nuevos minerales, ampliación o crecimiento de otros ahí presentes; los nuevos minerales son minerales autigenéticos. La diferenciación diagenética es la redistribución de materiales dentro de los sedimentos, conduce a la segregación de minerales menores en los nódulos, concreciones y cuerpos relacionados. El metasomatismo diagenético involucra la introducción de materiales desde el exterior, mismos que conducen a la sustitución sin cambios de volumen apreciables en el estrato en cuestión así como en la producción de remplazo de dolomías. La solución interestatal está implícita en todos los cambios diagenéticos, pero un análisis por separado de este proceso parece garantizar que en cierta medida conduce a la formación de algunas estructuras visibles como las estilolitas y microestilolitas. La compactación es la reducción del espacio poroso y la expulsión de los fluidos intersticiales resultantes de la reorganización de los granos por la carga. La compactación resulta mayor y más importante únicamente en los sedimentos de grano más fino.

3.3. Ambientes sedimentarios

Las lutitas se forman a partir de sedimentos arcillosos acumulados en ambientes sedimentarios acuosos, caracterizados por existir un nivel de energía muy bajo, como son: las llanuras de inundación de ríos, partes distales de abanicos aluviales, deltas y abanicos submarinos; fondos de lagos y mares, etc. Aquí trataremos los sistemas fluviales, abanicos aluviales, deltas, lagunas costeras, ambientes marinos, ambientes de plataforma y los ambientes oceánicos.

3.3.1. Sistemas fluviales

Los depósitos fluviales, también conocidos como depósitos aluviales, abarcan un amplio espectro de los sedimentos generados por actividad en los ríos, arroyos y procesos gravitacionales asociados. Estos depósitos actualmente ocurren bajo una gran variedad de condiciones climáticas en diferentes situaciones, pueden ser clasificados de muchas maneras y también son muy variados los sub ambientes de sistemas fluviales que pueden ser reconocerse, los depósitos fluviales más antiguos pueden ser asignados a un medio ambiente dentro de los dos grandes tipos: abanicos aluviales y fluviales; estos ambientes se pueden interrelacionar y superponer.

3.3.2. Abanicos aluviales

Los abanicos aluviales son depósitos con formas gruesas aproximadamente a un segmento de cono y exhibiendo un perfil de la sección transversal convexa hacia arriba, muchos tienen laderas bastante inclinadas. Los sedimentos sobre los abanicos aluviales son típicamente mal seleccionados e incluyen en abundancia grava de tamaño detrítico. Los abanicos aluviales modernos están comúnmente ubicados en áreas de alto relieve, generalmente en la base de una cadena de montañas, donde está disponible en abundancia el suministro de sedimento. Esto ocurre en regiones áridas con escasa vegetación o regiones semiáridas, donde los sedimentos transportados ocurren frecuentemente por la gran fuerza de la corriente durante lluvias intensas y más en áreas húmedas donde las lluvias son más frecuentes.

3.3.3. Ambientes de transición

3.3.3.1. Pantanos

El agua estancada en los pantanos favorece la acumulación de material leñoso y de otros tipos de restos de plantas que dan origen a los depósitos de carbón. Los medios pantanosos por lo común se localizan cerca de los sitios donde terminan las llanuras costeras, particularmente en las áreas circundadas por playas de barrera o en las áreas limitadas por depósitos de los canales distributarios de los deltas. La característica esencial es el encharcamiento del agua en áreas amplias, de muy poca elevación, en las cuales crecen en forma abundante, árboles y otros tipos de vegetación. En función de la relación de la distribución entre las áreas arboladas con vegetación abundante y las áreas abiertas, se pueden presentar acumulaciones de diferentes tipos de materiales. En las áreas arboladas el material depositado está formado por fragmentos de árboles parcialmente descompuestos introducidos dentro de una matriz básicamente formada por material completamente descompuesto del mismo origen. Esta matriz presenta las características de un gel coloidal de material orgánico; con el tiempo, estos depósitos se pueden transformar en carbón. En las áreas abiertas, el polen y las esporas se pueden almacenar; estos depósitos dan origen a un carbón de

tipo diferente llamado carbón de canal. En algunos sitios, especialmente con aguas abiertas estancadas, se pueden desarrollar grandes cantidades de algas que se depositan en el fondo y que con el tiempo pueden originar capas de carbón de ciénega y eventualmente pueden transformarse en el material kerogénico que constituye las denominadas lutitas bituminosas. La característica esencial para la formación de cualquier tipo de material carbono es la abundancia relativa de restos de arboles, plantas, esporas y algas conservado en los sedimentos. La distribución de las áreas arboladas y las áreas abiertas, los tipos de plantas presentes, el tiempo durante el que prevalecen las condiciones de estancamiento, la proporción de aporte de terrígenos y la subsecuente historia geológica con los factores esenciales en la transformación sufrida por la materia orgánica.

3.3.3.2. Lagunas costeras

Las lagunas costeras son cuerpos de agua situados a lo largo del litoral que en la mayoría de los casos tienen una comunicación permanente con el mar y una entrada continua de agua dulce por medio de ríos; en algunos casos la boca se llega a cerrar por acusas naturales durante cierto tiempo, son una parte de costa poco profunda limitada hacia el mar por una isla barrera y comunicada con este por uno o varios canales.

Son el resultado del encuentro de dos tipos de agua (la de mar y la de los ríos), lo anterior hace que el agua sea salobre, a la región donde se da la unión se le denomina estuario por lo que manifiestan un comportamiento ecológico muy especial y propio de cada laguna.

Los materiales que se depositan en una laguna costera son predominantemente lutíticos y limosos. En algunos casos pueden existir delgadas capas de arena aportada por el viento, por mareas u olas, sobre todo en época de tormentas. En algunos, y en función del clima, pueden existir otros tipos de sedimentos, como son salinos, turbidíticos en las inmediaciones de la costa, etc. Varios organismos viven en estas regiones, pero su anómala salinidad produce que se de la selección de especies, es decir la fauna posee características marinas anormales. En esta región la bioturbación de los sedimentos es intensa.

3.3.3.3. Estuarios

Los estuarios son cuerpos marinos semicerrados y marginales cuya salinidad es parcialmente diluida por el agua de los ríos que llega a él. Los sedimentos se depositan bajo la influencia de la acción de mareas, de las olas marinas y locales, la descarga fluvial, lluvias y, fauna y flora local. Las mareas (astronómicas y meteorológicas) son el factor de control más importante en la sedimentación. Los depósitos consisten en intrestratificación de areniscas bien seleccionadas traídas por el océano y fangolitas fundamentalmente aportadas por los ríos e intensa bioturbación.

3.3.3.4. Planicies mareales

Se desarrollan en costas de baja energía. Están asociadas a los estuarios, las bahías e islas de barrera. El aporte es marino y consiste en arenas y pelitas con laminación horizontal aunque son sobre todo masivas, por la intensa actividad orgánica. Tienen canales con barras en punta y planicies con manglares salinos sometidos a la influencia de las mareas. Lo más importante en esos ambientes es la actividad de animales y plantas, ya que atrapan los sedimentos dando lugar a la generación de estructuras biogénicas, es decir trazas de alimentación, movimiento, etc. Consecuentemente hay importantes acumulaciones de conchillas.

3.3.3.5. Deltas

Se denomina delta al territorio triangular formado en la desembocadura de un río, mediante sedimentos que se depositan a medida que la corriente del río va desapareciendo. Está compuesto por brazos fluviales que separan a las islas en las que se han venido depositando los sedimentos acarreados por ese río, al llegar al mar, océano o lago. Los depósitos de los deltas de los ríos más grandes se caracterizan por el hecho de que el río se divide en múltiples brazos que se van separando y volviendo a juntarse para formar un cúmulo de canales activos e inactivos.

Durante las crecidas los ríos transportan arena, grava y lodo que, una vez sedimentados, da origen a los deltas.

1. Erosión: El río nace en montañas o colinas. En esta zona elevada, el agua fluye y baja con fuerza por las rocas.
2. Transporte: En su curso medio, el río avanza lentamente y transporta los sedimentos rocosos. Generalmente en las zonas de llanura previas de los deltas aparecen meandros.
3. Sedimentación: Los sedimentos se depositan formando un montículo en las desembocaduras de los ríos. Luego los ríos fluyen sobre ellos dando lugar a los ríos distributarios.

Los deltas y los estuarios constituyen las dos formas principales de desembocadura de los ríos en los mares, océanos, lagos o en otros ríos más grandes. Su presencia en las desembocaduras está originada por la amplitud de las mareas. Cuando las mareas son muy intensas, la desembocadura de los ríos en los océanos suele ser del tipo de estuario, ya que durante la pleamar se represan las aguas del río, mientras que en la bajamar se produce una gran aceleración de la velocidad de las aguas, lo que impide la acumulación de los sedimentos que forman las islas en el caso de los deltas. Es por ello que los deltas suelen producirse más en los lagos, mares y hasta en ríos grandes donde las aguas no sufren la acción de las mareas, que en el caso de los océanos abiertos.

El material térreo que forma el delta es bastante variado, pudiendo estar formado por una mezcla de arcilla, limo y arena. Estos materiales pueden ser arrastrados por la corriente en función de la velocidad de esta, y acumularse o no, según sea la mayor o menor intensidad de las mareas. El suelo de los deltas es generalmente fértil aunque algunas veces tienen un nivel de sal elevado. Se forman en las desembocaduras de ríos por la acumulación de materiales hasta formar la penetración de tierra en el mar.

3.3.4. Ambientes marinos

Los ambientes marinos tienen como límite la zona dominada por procesos en la costa en ambiente transicional. El tirante de agua puede variar desde unos pocos metros hasta más de 10,000 m. La salinidad del agua en el océano abierto tiene un promedio del 35%, aunque las mayor y menor salinidad puede ocurrir localmente en cuerpos de agua apartados del océano. Las formas de vida marinas están generalmente caracterizadas por su gran diversidad y grandes poblaciones, y muchos de estos organismos están poco adaptados a las condiciones normales de salinidad. La energía del agua en el fondo, justo por encima del piso oceánico, es generalmente muy baja, excepto en la superficie de la plataforma continental, que se ve afectada por una variedad de procesos como son marea, viento, oleaje y tormentas.

La principal división del campo oceánico es entre la margen continental y la cuenca oceánica. Estas regiones a su vez pueden subdividirse como se muestra en la fig.2.3. La plataforma continental se extiende mar adentro desde la costa en una suave pendiente de alrededor de un grado, hacia un punto donde ocurre un aumento perceptible y la plataforma continental termina. El rompimiento de la plataforma ocurre en el océano a una distancia promedio de 75 km, aunque los rangos de distancia van desde pocas decenas de metros a más de 1000 km. El promedio de profundidad para el rompimiento de la plataforma es de 130 m. El talud continental desciende del rompimiento de la plataforma a la profundidad del piso oceánico una pendiente típica alrededor de los cuatro grados. Sobre los márgenes oceánicos pasivos o divergentes el pie de la pendiente continental se combina con la misma pendiente continental, la cual es una superficie inclinada suavemente originada por la fusión de los abanicos submarinos en la base de la ladera. La emersión continental sucede gradualmente en el suelo de la cuenca oceánica. Partes del piso profundo del océano consiste en áreas casi planas llamadas planicies abisales, las cuales están cubiertas por sedimentos de grano fino. Otras partes del piso oceánico se caracterizan por relieve volcánico que se eleva por encima del piso marino, desde pocos cientos de metros a más de 1000 m. La parte central de las mayores cuencas oceánicas están ocupadas por una gigantesca cadena mid-oceánica que puede sobresalir más de 2.5 km por encima del suelo oceánico. En los márgenes activos o convergentes, el talud continental puede descender en una fosa de aguas profundas mientras que la emersión continental se mantiene ausente. En las cuencas de las aguas profundas, dividimos el océano en dos

zonas principales: la zona nerítica y la zona oceánica. La somera zona nerítica se extiende de la línea de costa al rompimiento de la plataforma. La zona oceánica se extiende a lo largo de la plataforma continental y abarca la parte más profunda del océano. La **Fig. 3.3** corresponde con un esquema que ilustra las secciones mencionadas anteriormente.

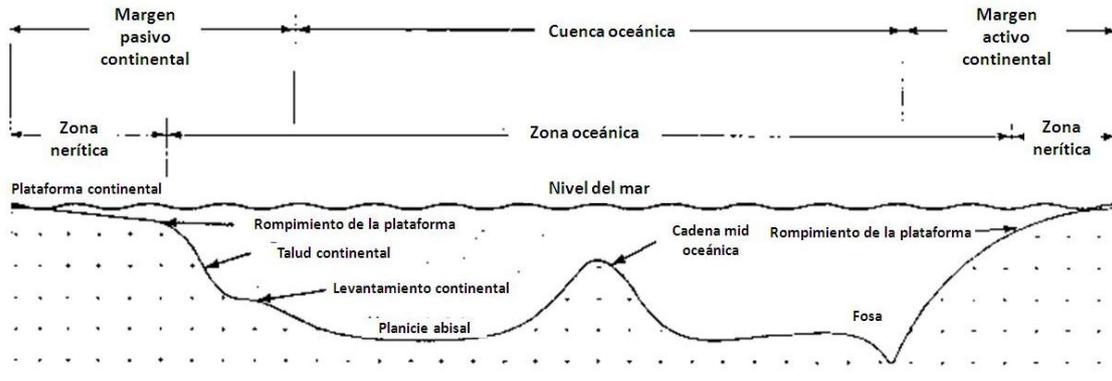


Fig.3.3. Esquema de la sección transversal del ambiente marino. No se encuentra a escala.

Fuente: *Principes os Sedimentology and Stratigraphy*, Sam Boggs, 2006.

3.3.5. Ambiente de plataforma

La zona nerítica abarca el área de aguas someras del océano situadas entre los ambientes transicionales y el rompimiento de la plataforma continental. En el océano, el ambiente marino somero ocupa principalmente el área de la plataforma continental

alrededor del margen de los continentes, formando lo que se refiere como pericontinental, o mares marginales. En varias secciones del tiempo geológico, los mares someros epicontinentales o epeiricos, ocuparon extensas áreas del continente, algo similar a lo que sucede hoy en el área de la Bahía de Hudson en la región ártica de

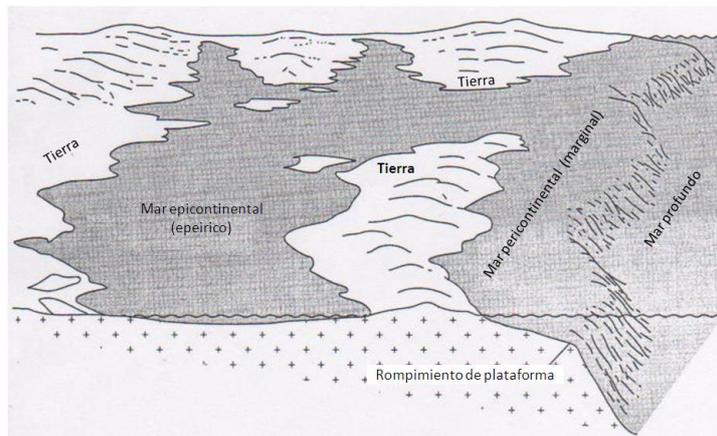


Fig.3.4.Diagrama esquemático que ilustra la diferencia entre mar pericontinental y mar somero epicontinental. Fuente: *Recognition of ancient sedimentary environments*, Society for Sedimentary Geology, 1972.

Norte América. Los ambientes terrígenos o clásticos de plataforma están influenciados por varios ambientes costeros sobre tierra y por la pendiente continental en el mar. Esto se puede dividir en el interior somero de la plataforma, el cual es dominado por procesos de la marea, viento y oleaje, la plataforma media y las aguas profundas fuera de la plataforma. (**Fig.3.4**).

3.3.5.1. Abanicos submarinos y turbiditas

Son complejos de lóbulos y canales formados por flujos gravitacionales en un ambiente marino, sus depósitos son de material detrítico el cual es esparcido sobre la llanura abisal en forma de abanico, transportados por deslizamientos gravitacionales desde la plataforma o por corrientes de turbidez localizadas en los cañones submarinos.

La energía gravitacional es el principal agente de transporte de sedimentos a favor de la pendiente de la plataforma submarina, el talud y llanura abisales. Las corrientes de turbidez es una mezcla de masas de agua y sedimentos que fluyen por la plataforma continental. Accionadas por la gravedad alcanzan hasta 70 [m/h] de velocidad, aunque suelen moverse más despacio. Las corrientes de turbidez se dan una vez cada 100 años en promedio. Los extremos en cuanto a la frecuencia del fenómeno:

- a) Zonas de subducción, trincheras cerca de continentes: Alto aporte de sedimentos + actividad tectónica (terremotos) = Alta frecuencia de corrientes de turbidez.
- b) Trincheras den el interior, cerca de Islas Oceánicas: Bajo aporte de sedimentos + actividad tectónica menor = Baja frecuencia de corrientes de turbidez.

A su vez las turbiditas son depósitos de corrientes de turbidez depositados en aguas profundas. En cuencas submarinas pueden cubrir muchos km² y depositarse a 100 km o más del margen de la plataforma. Son depósitos caracterizados por presencia de fauna alóctona de poca profundidad, interestratificados con limos, arcillas de aguas profundas y sedimentos retrabajados por la corriente de fondo. Los abanicos submarinos se suelen extender perpendicularmente a la orientación de la cuenca, estos cuerpos se forman por sucesivos depósitos turbidíticos, se pueden subdividir:

- a) Abanico Interno: Porción más proximal y vehiculo alimentador del abanico.
- b) Abanico Medio: Parte media del abanico, rica en sedimentos arenosos.
- c) Abanico Profundo: Parte distal del abanico, sedimentos más finos.

Y se describen las siguientes facies:

- a) Superior: Facies arenisca-conglomerados (suelen ser lenticulares) y facies de lutitas bioturbadas.
- b) Media: Facies de grano medio y cantidades menores de hemipelagitas.
- c) Externa: Facies turbidíticas de grano fino-medio, lateralmente de muy buena continuidad e intercaladas con hemipelagitas.

Las corrientes de turbidez se asientan en la desembocadura de los cañones submarinos y depositan su carga al pie del talud dando origen a los abanicos submarinos. Estos sedimentos depositados están interestratificados con limos y

arcillas de aguas profundas (hemipelagicos y pelagicos) así como por sedimentos retrabajados por las corrientes de fondo (contornitas).

Hemos tratado los sistemas deposicionales, enfocándonos en los continentales, marinos marginales y marinos someros, debido a que la mayoría de los sedimentos registrados preservados hoy en día se depositaron en esos ambientes. En términos de tamaño del ambiente de depositación, estos ambientes de plataformas someras y no marinos actualmente cubren un área mucho menor en la superficie terrestre que los ambientes de aguas más profundas. Por ahora la porción más grande en la superficie del planeta se encuentra en el mar de las plataformas continentales sumergidas en tirantes de cerca de 200 m de agua. Aproximadamente un 65% de la superficie terrestre está ocupado por el talud continental, elevaciones continentales, trincheras submarinas y el piso oceánico profundo. Aun así, la mayoría de textos que tratan de ambientes sedimentarios, suelen hablar poco sobre los ambientes oceánicos. La mayoría de los sedimentos depositados en las profundidades del océano se originan en la plataforma y deben recorrer su camino a través de esta para llegar a los ambientes más profundos del océano, esto sucede a través del movimiento de los sedimentos en la plataforma, incluidos el transporte de sedimentos mas grandes por la turbidez presente y la advección mar adentro de sedimentos finos por flujos nefeloides.

3.4. El gas en lutitas

La lutita está formada por partículas del tamaño de la arcilla, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad muy baja. Claramente, esta descripción ofrece pocos elementos con que destacar a la lutita como objetivo de exploración y desarrollo de hidrocarburos gaseosos, sin embargo, se sabe que algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica para generar hidrocarburos, y si generan petróleo o gas, depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen; de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis; de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas.

La materia orgánica puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas, sin embargo, antes de que se produzca esta formación, esos restos deben estar preservados en cierta medida; el grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica producirá finalmente.

La mayor parte del material animal o vegetal que al morir se acumula y conforman los sedimentos es consumido por otros animales y bacterias o procesos de descomposición, de manera que la preservación usualmente requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente anóxico (reductor) que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos e

0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua. No obstante, aun en estos ambientes, los microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico en el proceso.

La sedimentación en superficie sobre todo de sedimentos terrígenos incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo. La materia orgánica se transforma lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica (fundamentalmente lípidos del tejido animal y materia vegetal, o lignina, de las células vegetales) se transforma en kerógeno. Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco.

3.4.1. Origen del Gas

El kerógeno, un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica durante la diagénesis, es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos. El kerógeno ha sido clasificado en cuatro grandes grupos, cada uno de los cuales posee una incidencia clara sobre el tipo de hidrocarburos que se producirán en caso que exista producción.

- *Kerógeno Tipo I:* Generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento, es rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, es potencialmente aceítífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura; en la catagénesis únicamente genera aceite. Los kerógenos de Tipo I no son abundantes y son responsables solamente del 2.7% de las reservas de petróleo y gas del mundo.
- *Kerógeno Tipo II:* Generado habitualmente en medios reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y posee bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración durante la catagénesis, en la metagénesis genera gas seco. El azufre se asocia con este tipo de kerógeno, ya sea como pirita y azufre libre, o en estructuras orgánicas de kerógeno.
- *Kerógeno Tipo III:* Proveniente principalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno Tipo III posee menos contenido de hidrógeno y mayor contenido de

oxígeno que los Tipos I o II, y por ende genera mayormente gas seco, durante la catagenesis.

- *Kerógeno Tipo IV*: Generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos redepositados después de la erosión. Antes de la sedimentación, puede haber sido alterado por procesos de intemperismo subaéreo, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno esta compuesto por materia orgánica residual, con alto contenido de carbono y ausencia de hidrogeno. Se le considera una forma de “carbón muerto”, sin potencial para la generación de hidrocarburos.

A partir de este análisis, podemos plantear lo siguiente:

- Los kerógenos marinos o lacustres (Tipo I y II) tienden a producir aceite la catagenesis.
- Los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas durante la catagenesis.

Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los tipos II y III, son más comunes en las facies arcillosas marinas. Los kerógenos ricos en contenido de hidrogeno desempeñan un rol más importante en la generación de aceite. Por el contrario, el kerógeno con menores cantidades de hidrogeno generara gas. Después de agotado el hidrogeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesara naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible.

Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren calor y tiempo. El calor aumenta gradualmente con el tiempo conforme la materia orgánica continúa siendo sepultada a mayores profundidades, bajo una carga de sedimentos cada vez más grande; el tiempo se mide a lo largo de millones de años. Mediante el incremento de la temperatura y presión durante el proceso de sepultamiento, y posiblemente acelerados por la presencia de minerales catalizadores, los materiales orgánicos liberan petróleo y gas; este proceso es complicado y no se conoce completamente; sin embargo, el modelo conceptual es bastante directo. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico a profundidades someras, con el sepultamiento y el incremento de la temperatura, la materia orgánica remanente se transforma en kerógeno; la mayor profundidad de sepultamiento y el incremento de calor transforman el kerógeno o el bitumen, luego hidrocarburos líquidos y gaseosos y por ultimo gas termogénico; empezando con gas húmedo y terminando con gas seco.

El proceso de sepultamiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos puede resumirse en general en tres grandes pasos: diagénesis, catagenesis y metagenesis.

La **diagénesis** es donde se inicia el proceso de transformación de la materia orgánica, a menudo se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a baja temperatura, habitualmente a temperaturas inferiores a 50[°C] (122[°F]) aproximadamente. Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material. Los procesos biológicos también alteran la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado. En esta etapa, la degradación bacteriana puede producir metano biogénico (biológico o bioquímico); con el incremento de la temperatura y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades en bitumen. El kerógeno es la fracción insoluble y el bitumen la fracción soluble.

Durante las primeras fases de la diagénesis, se puede incorporar azufre en la materia orgánica. Los sulfatos de agua de mar proveen la fuente de oxidantes para la biodegradación de la materia orgánica por colonias de bacterias sulfato-reductoras. Estas bacterias liberan polisulfuros, ácido sulfhídrico [H₂S] y azufre nativo, que pueden recombinarse luego con el hierro de las arcillas para formar pirita [FeS₂], o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos de organoazufre.

La **catagenesis** generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando también el rango de temperatura de aproximadamente 50° a 200°C [122° a 392[°F]], lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno. Los hidrocarburos son generados durante ese proceso, siendo producido el petróleo por los kerógenos tipo I, y el petróleo parafínico por los kerógenos Tipo II, y el gas por los kerógenos Tipo II y III. Los incrementos de temperatura y presión ulteriores producen craqueo secundario de las moléculas de petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas adicionales.

La **metagénesis** es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación casi total del kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío, o gas seco, junto con hidrocarburos no gaseosos, tales como CO₂, N₂ y H₂S. En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, las temperaturas generalmente oscilan entre 200° y 315°C (392° y 599°F) aproximadamente.

En general, al proceso de alteración del kerógeno, comúnmente conocido como "maduración" o ventana de generación, que ocurre durante la catagenesis produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrogeno cada vez mayor, llegando finalmente al gas metano; a medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez asociada con la temperatura, su composición química cambia progresivamente, transformándose en un residuo carbonáceo con contenido de hidrogeno decreciente, que finalmente termina como grafito en el metamorfismo.

La preservación y maduración de la materia orgánica no son procesos exclusivos de las lutitas gasíferas. El modelo de generación de petróleo y gas en realidad es el mismo para los recursos convencionales y no convencionales. Sin embargo, la diferencia es la localización. En los yacimientos convencionales, el petróleo y el gas migran desde la roca generadora hasta la trampa de arenisca o carbonato. En los yacimientos de gas de lutita no convencionales, los hidrocarburos deben ser producidos directamente desde la roca generadora.

3.4.2. Contenido orgánico total (COT).

En los yacimientos de gas en Lutita el potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita, siendo el kerógeno tipo III el que origina gas seco termogénico o el kerógeno tipo I y II genere también gas durante la metagénesis. En la evaluación detallada también se consideran los registros geofísicos de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, recortes de formaciones y muestras de afloramientos. El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. En general cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación, (Tabla 3.6). Se ha desarrollado una diversidad de técnicas geoquímicas sofisticadas para evaluar el contenido de carbono orgánico total (COT) y la madurez de las muestras.

Los valores COT pueden obtenerse a partir de 1 gramo (0.0022 [lbm]) de muestra de roca pulverizada que se trata para eliminar los contaminantes y que luego se combustiona a una temperatura de 1200 °C (2192 [°F]). El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO₂ o CO. Las fracciones

de carbono liberado se miden en una célula infrarroja y se convierten en COT, registrándose como porcentaje en

peso másico de la roca. Si esta prueba de clasificación inicial detecta muestras de suficiente riqueza orgánica, las mismas se someten a pruebas adicionales.

Para caracterizar la riqueza orgánica en mayor detalle, muchos laboratorios geoquímicos utilizan una técnica de pirolisis programada desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo. Este método, que se ha convertido en un estándar industrial para las pruebas geoquímicas de las rocas generadoras, requiere solo 50 a 100 [mg] (0.00011 a 0.00022 [lbm]) de roca pulverizada y puede llevarse a cabo en

Contenido orgánico total (COT), % en peso	Calidad del kerógeno
< 0.5	<i>Muy pobre</i>
0.5 – 1	<i>Pobre</i>
1 – 2	<i>Regular</i>
2 – 4	<i>Buena</i>
4 – 12	<i>Muy buena</i>
> 12	<i>Excelente</i>

Tabla.3.6. Contenido orgánico de la roca generadora. Fuente: Producción de gas desde su origen, Oilfield Review, Schlumberger 2006.

aproximadamente 20 minutos. Cada muestra se calienta en etapas controladas, mediante una prueba de pirólisis, durante la primera etapa del proceso de calentamiento hasta una temperatura de 300 °C [572 °F], los hidrocarburos libres presentes en la roca se liberan de la matriz. Al aumentar el calor durante la segunda etapa hasta alcanzar 550 °C (1022 °F), se liberan los hidrocarburos volátiles formados por craqueo térmico. Además de los hidrocarburos, el kerógeno emite CO₂, al aumentar las temperaturas de 300 °C a 390 °C (572 °F a 734 °F). Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con detector de ionización de llama.

Estas mediciones, junto con la temperatura, se registran en una grafica y muestran tres picos bien definidos, estos picos permiten a los geoquímicos conocer la abundancia relativa del hidrogeno, carbono y oxigeno presentes en el kerógeno. Con esta información, los geoquímicos pueden determinar el tipo de kerógeno y el potencial para la generación de petróleo y gas. La temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos corresponde al pico S₂, y se conoce como T_{max}. La maduración térmica de una muestra puede vincularse con el valor de Tmax.

3.4.3. Reflectancia

La reflectancia de la vitrinita es otra herramienta de diagnostico para evaluar la maduración, ya que la vitrinita es un componente clave del kerógeno; la vitrinita es una sustancia brillante formada mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales. La reflectancia de la vitrinita es la primera prueba que fue utilizada para diagnosticar la clase, o madurez térmica de los kerógenos. Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos rangos pueden dividirse finalmente en ventanas de petróleo o gas.

La reflectancia (Ro) se mide mediante un microscopio provisto de una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro. Las mediciones de reflectancia de la vitrinita se calibran cuidadosamente en función de los estándares de reflectancia del vidrio o de los minerales, y las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite (Ro). Cuando se determina un valor medio de reflectancia de la vitrinita a partir de muestras múltiples, se designa como Rm.

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de Ro varían entre un tipo orgánico y otro. Esto significa que el inicio de la generación de hidrocarburos en la materia orgánica Tipo II, y dado que el rango de temperatura de la ventana de gas se extiende más allá del rango del petróleo, los valores de Ro para el gas mostraran un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Por lo tanto, los valores de maduración altos (Ro>1.5%) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de maduración intermedios (1.1%<Ro<1.5%)

indican la presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango. El gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango ($0.8\% < R_o < 1.1\%$). Los valores más bajos ($0.6\% < R_o < 0.8\%$) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que $R_o < 0.6\%$ indica kerógeno inmaduro.

Los valores de R_o solos, a veces pueden ser engañosos y deberían considerarse con otras mediciones. Otros indicadores comunes de la madurez incluyen el índice de alteración debido a la temperatura (TAI), basado en el examen microscópico del color de las esporas, la evaluación de la temperatura de pirólisis; y, en menor medida, el índice de alteración del color de los conodontes (CAI), basado en el examen de unos dientes minúsculos fosilizados. Debido a la popularidad de la reflectancia de la vitrinita, estos otros indicadores a menudo se correlacionan con los valores de R_o .

3.4.3. Registro de pozos

Otras propiedades de la lutita se pueden estimar a partir de los registros de pozos, o por algunas respuestas sísmicas características. La actividad intensa de los rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio, lo que incide en la curva de rayos gamma. La resistividad puede ser alta debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de fluido y el tipo de arcilla. Las densidades volumétricas son a menudo bajas debido al contenido de arcilla y la presencia de kerógeno, que posee un peso específico bajo de 0.95 a 1.05 g/cm³.

Los registros geofísicos de pozos se utilizan además para indagar acerca de la compleja mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora. Utilizando una combinación de *registros triple combo* y registros geoquímicos convencionales, los petrofísicos pueden determinar el contenido de carbono orgánico de la lutita y calcular el gas adsorbido. Los registros geoquímicos permiten además que se diferencien distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de la producibilidad y para la determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico subsiguientes.

El valor de COT mínimo para las lutitas se considera normalmente de 0.5%; algunos geocientíficos sostienen que es bueno tener ese valor de materia orgánica pues el exceso de kerógeno puede rellenar los espacios porosos que pudieran ser ocupados por hidrocarburos.

3.4.4. COT de rocas en México

En México, en la Cuenca de Burgos se tiene a la Formación Pimienta del Jurásico Superior, la cual se conforma de lutitas calcáreas, en donde predominan cantidades

superiores al 1% de COT; esa cantidad se tiene también en las secuencias del Cretácico como en las formaciones *Eagle Ford* y *Agua Nueva* del Turoniano, *San Felipe* del Coniaciano y Santoniano, la formación *Méndez* del Campaniano y Maastrichtiano.

En la cuenca de Tampico Misantla se diferencian tres provincias productoras de aceite: la cuenca, propiamente dicha, la Faja de Oro y el Paleocanal de Chicontepec, los estudios geoquímicos indican que las rocas generadoras más importantes son las del Jurasico Superior donde el contenido de carbono orgánico es superior al 1% en el 57% de las 309 muestras analizadas de las formaciones *Santiago*, *Tamán* y *Pimienta*, en el Cretácico Inferior se tiene el *Horizonte Otates* del Aptiano Superior constituido por calizas arcillosas gris oscuro, laminares, en las cuales se tienen valores superiores al 2% de COT y más de 10 mg de hidrocarburo por gramo de roca y en el Cretácico Superior la formación *Agua Nueva* del Turoniano mostró valores de carbono orgánico superiores al 1% en 11 de las 41 muestras analizadas.

En la Cuenca de Veracruz el conocimiento geoquímico no ha permitido saber con seguridad el origen de los aceites de los yacimientos de Cretácico ni de los gases que se obtienen del Mioceno, pero las rocas que presentan mayor contenido orgánico se han detectado a nivel Jurasico Superior en donde los estudios de pirolisis y ópticos presentan algunas muestras de la *Plataforma de Córdoba* con concentraciones de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales de 2% y 5 mg/g, respectivamente; así también en el Cretácico Superior donde la mitad de las muestras tomadas de las calizas arcillosas oscuras de la *Formación Maltrata* rebasan el 1% de COT y más de la tercera parte generó más de 5 mg de hidrocarburos por gramo de roca, lo que indica su potencial generador; se tienen también las rocas del Oligoceno que consisten en lutitas marinas gris oscuro, intercaladas con areniscas, mismas que presentan valores altos de carbono orgánico, en su mayoría superiores al 1%, que en muchas ocasiones sobrepasan el 2%; por último se tienen las rocas del Mioceno Inferior y Medio donde la información geoquímica indica que las formaciones La Laja, Depósito y Encanto contienen cantidades importantes de carbono orgánico que promedian arriba del 5%, existiendo valores de hasta 12%.

La Cuenca del Sureste constituye el área petrolera mas importante de México, bajo el nombre de Cuenca del Sureste se incluye a las provincias terrestres mejor conocidas como Chiapas-Tabasco, Salina del Istmo y Macuspana, además de la parte marina conocida como Sonda de Campeche. La evaluación de 5981 muestras analizadas por pirolisis y algunas de ellas por estudios ópticos por luz transmitida permitió definir {algunas unidades como generadoras de hidrocarburos, entre las que destacan por su alto contenido de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales, en primer término, las calizas arcillosas negras y oscuras del Tithoniano que presentan valores de carbono orgánico que superan en su mayor parte el 1% , en segundo término se tienen las lutitas, lutitas bentoníticas gris verdoso y calcáreas del Eoceno Medio donde las

muestras arrojan valores del 1% de COT y el Oligoceno Inferior presenta valores de 1% de COT en lutita plástica gris.

La Cuenca de Sabinas está constituida por rocas sedimentarias del Mesozoico, las más altas concentraciones de carbono orgánico (>1%) se conocen en las formaciones *La Casita* y *Pimienta* del Kimmeridgiano-Tithoniano y *La Peña* del Aptisiano Superior. En segundo término con concentraciones promedio entre 0.5 y 1 %, se encuentran las formaciones *Eagle Ford* del Turuniano y *Upson* del Campaniano.

La Cuenca de la Sierra de Chiapas es una de las provincias petrolíferas más recientes en cuanto a su descubrimiento, los análisis geoquímicos realizados e la secuencia de anhidritas, dolomías y calizas ligeramente arcillosas d estos yacimientos y de otros pozos aledaños, no han permitido establecer sólidamente la presencia de rocas generadoras, aunque algunas muestras del Pozo Lacantún 1B contienen carbono orgánico entre 0.5 y 1%.

La cuenca de California ubicada al norte de nuestro país, presenta lutitas intercaladas con las areniscas productoras como roca generadora, estas lutitas cuenta con un valor de COT superior al 1% y madurez entre 1.1 y 1.4% de reflectancia de Vitrinita (R_o).

Las rocas generadoras de la Cuenca de Chihuahua corresponden a las formaciones paleozoicas Percha y Paradise del Devoniano y Mississípico, las cuales están constituidas por calizas arcillosas y lutitas, donde el COT varía entre regular y bueno (0.6 y 2.5%); la Formación *La Casita* del Jurasico Superior es también una excelente roca generadora, donde la riqueza orgánica varía entre regular y muy buena (COT= 0.5 – 4%); se tiene además la formación *La Peña* que está compuesta por lutitas del Aptiano Superior y el COT varía entre el 1 y 3%, cabe mencionar también la existencia de la Formación *Ojinaga*, la cual está constituida por lutitas carbonosas del Turoniano y cuyo COT residual oscila entre 0.5 y 1.5%.

Por lo anterior, se afirma que en nuestro país existe un enorme potencial para explotar el gas de las lutitas, ya que el contenido orgánico total es el ideal para que existan grandes cantidades de gas en lutitas, principalmente en las cuencas de la región norte de México.

CAPÍTULO 4

Explotación de campos

4.1. Introducción

Los *plays* en lutitas gasíferas son en nuestros días de gran interés, en gran medida gracias al crecimiento de la demanda de gas a nivel mundial, e igualmente importante, debido al desarrollo de una ola creciente de tecnologías nuevas en el desarrollo de campos petroleros convencionales y no convencionales. Esta tendencia se está expandiendo en Estados Unidos, donde el aumento de los precios del gas y el consumo de casi 23 TPC de gas por año, están impulsando un crecimiento de la actividad de perforación en tierra firme para explotar el gas de estos yacimientos. Las compañías de E&P están concediendo los derechos de perforación que poseen en cientos de miles de acres, mientras que las tecnologías de perforación y terminación de pozos están ayudando a extender los límites de las cuencas de gas de lutita conocidas. Estos *plays* están extendiendo además los límites de la ciencia, incitando a que se preste mayor atención a esta roca detrítica común, y estimulando el desarrollo de nuevos instrumentos y técnicas para evaluar los recursos de lutita.

Para exponer mayor área del pozo al yacimiento y extraer el gas aprovechando las fracturas naturales presentes en un campo, los operadores están recurriendo cada vez más a la perforación de pozos horizontales; si bien no es una técnica nueva para la industria, ha sido clave para la expansión del éxito de los desarrollos de gas de lutitas. El rol de las operaciones de perforación de pozos horizontales es demostrado claramente por el crecimiento de las operaciones de desarrollo de la Formación Barnett Shale, en el centro- norte de Texas; lugar donde comenzaron con un pozo vertical perforado por Mitchell Energy en 1981 y durante los 15 años posteriores se invirtió para superar los 300 pozos en este *play*. El primer pozo horizontal se perforó en el Barnett Shale en 1992 y fue terminado con resultados no mucho mejores que los pozos verticales; diez años después, con el mejor entendimiento de la geología del subsuelo debido a la sísmica 3D, mejores propiedades mecánicas de la roca, técnicas refinadas de terminación, junto con la mejor comprensión de una óptima ubicación de los pozos en términos de su azimuth y su posición estratigráfica, han dado lugar a la gran expansión de la perforación en el Barnett Shale a 20 condados en el norte de Texas. En el año 2002, Devon Energy, después de adquirir Mitchell, comenzó a perforar pozos horizontales, Para el año 2005, se habían perforado mas de 2000 pozos horizontales. Además, la experiencia en la Formación Barnett Shale ha demostrado que los pozos horizontales de este *play* triplican aproximadamente la recuperación total estimada (RTE) de los pozos verticales, por sólo el doble del costo. Por tanto los

pozos horizontales representan un porcentaje creciente en la actividad de perforación en yacimientos de baja permeabilidad como lo son los yacimientos de lutitas gasíferas.

4.2. Perforación horizontal

La mayor ventaja de un pozo horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo mejorar la productividad del pozo, ya que el perforar horizontalmente no es un objetivo en sí mismo, el objetivo es producir. De la misma forma trae consigo la desventaja de que solo puede drenarse una zona productora.

Uno de los aspectos más importantes de la perforación horizontal es la selección de los sitios a perforar, considerando que los pozos horizontales son más costosos de perforar en comparación con los pozos verticales, debido en parte a la longitud que pueda tener. Por ejemplo, un pozo puede tener una profundidad total de 2000 pies solamente, pero el fondo del pozo puede estar a 4000 pies, lejos de la porción vertical del pozo. Debido a este único costo adicional, la cuidadosa selección de los candidatos a pozos horizontales es muy recomendada. Además existen costos de equipo relacionados con la perforación horizontal que también deben ser considerados, estos incluyen bujes de impulso, fluidos de perforación especializados, motores de fondo, sartas especiales de tubería de perforación y equipo de medición al perforar MWD entre otros.

Un ejemplo de la aplicación de esta tecnología es la perforación en la Formación *Devonian Shale*, donde la compañía *Recursos Naturales Columbia Inc.*, y *Servicio de sistemas de gas de Columbia Co.*, subsidiarias ambas de *Sistemas de gas de Columbia*, y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DEEU), perforaron y terminaron satisfactoriamente un pozo horizontal en la lutita devoniana en el condado de Martin en Kentucky. El objetivo de este proyecto de colaboración fue evaluar la eficacia y la factibilidad económica de aplicar la perforación horizontal y las técnicas de estimulación para mejorar la producción de gas natural en el *Devonian shale*. El pozo *Columbia* fue uno de tres pozos del programa del DEEU llamado "Pozos horizontales en el *Devonian Shale*".

La perforación comenzó el 1 de Junio de 1990, y termino el 7 de Julio del mismo año. Este pozo contiene tres secciones, una parte convencional vertical, una sección curvada y finalmente la sección horizontal. El pozo alcanzo una profundidad medida (MD) de 6263 pies, 3754 pies de profundidad vertical real (TVD) y un desplazamiento horizontal de 2872 pies logrados en la dirección deseada, N12°W; se utilizaron fluidos de perforación aireados y espumados. La sección vertical, tangente entre la curva y la sección horizontal del pozo, fue perforada usando el método de perforación rotaria convencional. Los motores de fondo se usaron para la construcción del ángulo en la sección curvada. El perfil esquemático del pozo se muestra en la **Fig. 4.1**.

La lutita devoniana de este de los Estados Unidos se caracteriza por ser un yacimiento no convencional de gas, debido a sus típicos gastos de gas los cuales son volumétricamente muy pequeños. Sin embargo, este campo posee vastas cantidades de gas natural, la reserva se estima por encima de los 2500 billones de pies cúbicos (BPC). Dependiendo del precio del gas, se estima que el gas recuperable utilizando tecnología convencional esta en el orden de 20 a 60 BPC. La habilidad para acelerar y mejorar la recuperación final de gas de este recurso requiere del desarrollo y la aplicación de prácticas de perforación y desarrollo de campos avanzadas. Las aplicaciones satisfactorias de la perforación horizontal no solo tienen un significativo impacto económico, sino que contribuyen sustancialmente al incremento de la reserva de gas natural.

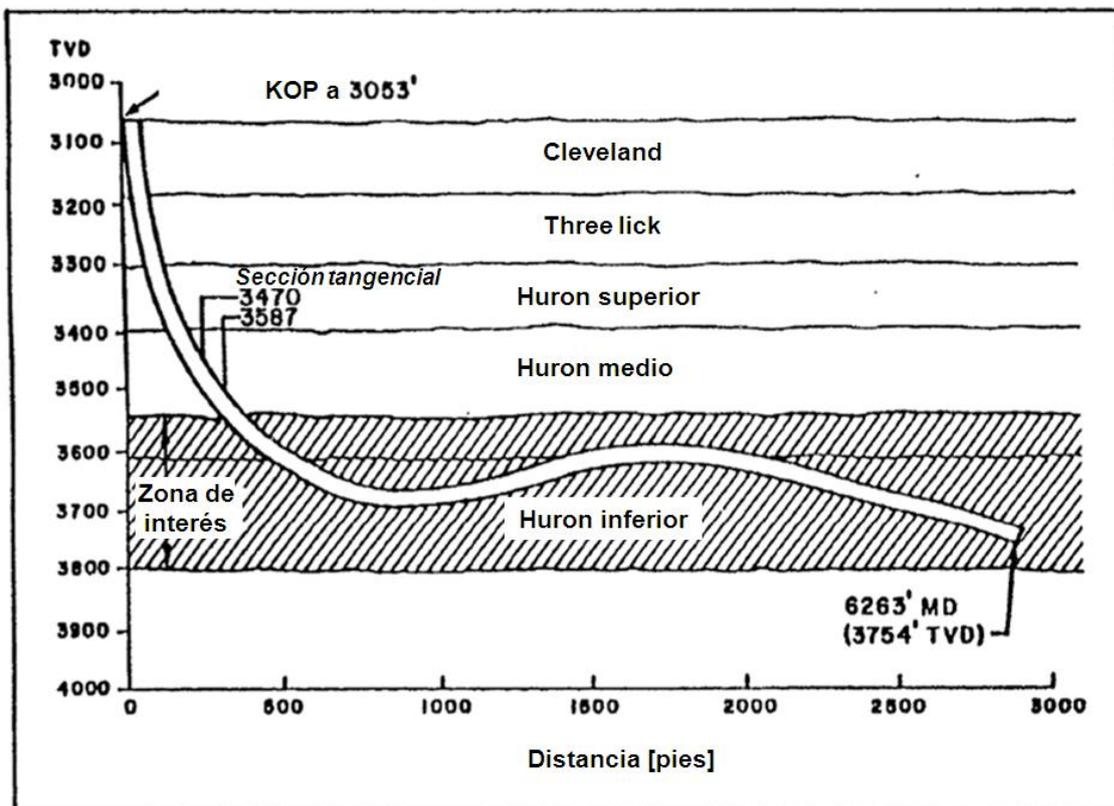


Fig.4.1. Perfil del pozo Columbia mostrando su trayectoria a partir del KOP

Fuente: *Horizontal well in the Devonian Shale, Martin County, Kentucky, SPE 23447, 1991.*

4.2.1. Eficiencia de la perforación horizontal

Ingenieros del Departamento de Energía de los Estados Unidos, se interesaron en evaluar la eficiencia de drenaje de los pozos horizontales; por lo que; con la finalidad de responder a esta pregunta, se realizó una simulación para dos pozos verticales ubicados en los puntos finales de los 610 metros del pozo horizontal WHW2. Esto equivale a 2,916,000 m² de espaciado entre pozos (lo cual no es raro para los pozos vertical es en lutitas); el área de drenaje para esos dos pozos verticales se

comparó con el de pozo horizontal WHW2. Las áreas de drene fueron casi idénticas, sin embargo, los valores de producción acumulada en 20 años mostraron que el pozo horizontal fue tres veces más eficiente que los dos pozos verticales (no estimulados), en la producción de gas para un volumen fijo de roca (**Tabla 4.1**). Este análisis mostro el alto potencial de los pozos horizontales para producir el gas que actualmente está siendo dejado en el campo con los pozos verticales en los yacimientos de lutitas.

Pozo	Año de Terminación	Producción acumulada* (MMpc)
W1	1932	310
W2	1941	382
W3	1942	804
W4	1955	1370
W5	1969	189
W6	1965	24
W7	1984	13

Predicción de producción acumulada por simulación = 3098 MMpc

Producción acumulada actual = 3092 MMpc

* Valores reportados al final de 1985

Tabla.4.1.Producción acumulada por pozo por año.

Fuente: *Recovery efficiency aspects of horizontal well, drilling in Devonian Shale, SPE 16411, S.P. Salamy.*

4.2.2. Efecto de la perforación horizontal en el desarrollo de un campo

Se realizo la siguiente simulación que fue diseñada para determinar la eficacia un pozo horizontal de 610 m., que podría convertirse en un pozo de desarrollo en un yacimiento virgen. En el total de los siete pozos verticales se obtuvo una producción a partir del año 1932 hasta finales de 1985 y una producción acumulada que se comparo a la de un pozo horizontal estimulado WHW2. Los siete pozos verticales mostraron una producción acumulada de 4.56 MMPC, mientras que únicamente el pozo horizontal tuvo una producción de 4.43 MMPC para el mismo periodo. Esto indica que los pozos horizontales corresponden con una opción viable de desarrollo para áreas vírgenes en yacimientos de gas en lutitas, así como para perforaciones extras en yacimientos existentes.

4.2.3. Análisis económico

Se realizo el análisis económico para un pozo horizontal estimulado en el condado de Wayne, con el objetivo de determinar que costos de perforación y terminación podrían tener y de esta manera calcular la ganancia aproximada después del pago de impuestos en tres y cinco años, para precios de \$2.00 USD/MPC y \$3.50 USD/MPC. El análisis mostro que se requiere un precio del gas de \$3.50 USD/MPC para pagar una inversión de no más de \$687,000 USD en cinco años con una tasa de retorno del 20%. El dato fue generado usando un modelo de descuento de flujo de caja desarrollado específicamente para los pozos del *Devonian Shale* y se resumen en la **Tabla 4.2**. Se

realizó también el análisis para determinar si dos pozos verticales podrían competir con un pozo horizontal de 610 m. Se predijo que el pozo horizontal tendría un tiempo más corto de pago y grandes ganancias después del pago de impuestos, superiores a las de los dos pozos verticales a cualquier precio del gas; estos datos están resumidos en la **Tabla 4.3**. También se realizó el análisis para un pozo estimulado en Meigs, en este caso el aspecto económico no fue tan favorable para el pozo horizontal de 610 m, con una inversión de no más de \$255,999 USD, que podrían requerirse para el pago de un pozo en cinco años a un precio del gas de \$3.50 USD/MPC; esta información está resumida en la **Tabla 4.4**. Nuevamente, se obtuvo que para un pozo horizontal el tiempo de pago era corto y grandes ganancias después del pago de impuestos, por encima de lo calculado para dos pozos verticales en el condado de Meigs, para cualquier precio del gas. Estos datos están resumidos en la **Tabla 4.5**.

	20 años de producción (MMPC)	Ganancia antes de impuesto en 20 años (1986 K\$)	Costo de perforación y terminación (1986 K\$)
Caso No.1			
Precio del gas = \$2.00 USD/MPC	835	467	207
Tiempo de pago = 3 años			
Tasa de retorno = 0.2			
Caso No.2			
Precio del gas = \$2.00 USD/MPC	835	376	326
Tiempo de pago = 5 años			
Tasa de retorno = 0.2			
Caso No.3			
Precio del gas = \$3.50 USD/MPC	835	855	397
Tiempo de pago = 3 años			
Tasa de retorno = 0.2			
Caso No.4			
Precio del gas = \$3.50 USD/MPC	835	707	687
Tiempo de pago = 5 años			
Tasa de retorno = 0.2			

Tabla.4.2. Analisis económico de un pozo horizontal en el condado de Wayne

Fuente: *Recovery efficiency aspects of horizontal well, drilling in Devonian Shale, SPE 16411, S.P. Salamy.*

Precio del gas (\$/MPC)	Antes del pago de impuesto		Tiempo de pago	
	2 verticales	1 horizontal	2 verticales	1 horizontal
2	-78	157	--	12
2.5	-14	333	--	8
3	51	510	15	6.5
3.5	116	687	10.5	5.5
4	180	863	9	5
4.5	245	1040	8	4.6
5	310	1217	7.4	4
5.5	374	1394	7	3.4
6	439	1570	6.6	3
6.5	504	1747	6	2.5
7	568	1924	5.5	2.2
7.5	633	2102	5.2	1.8
8	698	2277	4.5	1.4
8.5	762	2454	4	1.2

Costos asumidos de perforación y terminación

\$133,000 Pozo vertical

\$657,000 Pozo horizontal a 610 m, incluyendo la sección vertical

Tabla.4.3. Análisis económico de un pozo horizontal contra dos verticales en el condado de Wayne
Fuente: Recovery efficiency aspects of horizontal well, drilling in Devonian Shale, SPE 16411, S.P. Salamy.

	20 años de producción (MMPC)	Ganancia antes de impuesto en 20 años (1986 K\$)	Costo de perforación y terminación (1986 K\$)
Caso No.1			
Precio del gas = \$2.00 USD/MPC	571	282	44
Tiempo de pago = 3 años			
Tasa de retorno = 0.2			
Caso No.2			
Precio del gas = \$2.00 USD/MPC	571	253	90
Tiempo de pago = 5 años			
Tasa de retorno = 0.2			
Caso No.3			
Precio del gas = \$3.50 USD/MPC	571	606	108
Tiempo de pago = 3 años			
Tasa de retorno = 0.2			
Caso No.4			
Precio del gas = \$3.50 USD/MPC	571	540	225
Tiempo de pago = 5 años			
Tasa de retorno = 0.2			

Tabla.4.4. Análisis económico de un pozo horizontal en el condado de Meigs
Fuente: Recovery efficiency aspects of horizontal well, drilling in Devonian Shale, SPE 16411, S.P. Salamy.

Precio del gas (\$/MPC)	Antes del pago de impuesto		Tiempo de pago	
	2 verticales	1 horizontal	2 verticales	1 horizontal
2	-103	-38	--	--
2.5	-69	82	--	17
3	-34	203	--	13
3.5	0	324	--	11.5
4	35	445	16.8	9
4.5	69	566	14	8
5	103	687	12.6	7.5
5.5	138	808	10.5	7
6	172	929	9.5	6.5
6.5	207	1050	8.6	6
7	241	1170	5	5.8
7.5	276	1291	7.4	5
8	310	1412	6.8	4.8
8.5	345	1533	6.3	4.5

Costos asumidos de perforación y terminación

\$133,000 Pozo vertical

\$657,000 Pozo horizontal a 610 m, incluyendo la sección vertical

Tabla.4.5. Análisis económico de un pozo horizontal contra dos verticales en el condado de Meigs

Fuente: *Recovery efficiency aspects of horizontal well, drilling in Devonian Shale*, SPE 16411, S.P. Salamy.

Lo anterior demuestra de manera contundente la ventaja que tiene el uso de pozos horizontales sobre los pozos verticales; de ahí la proliferación de estos en el desarrollo de los campos de gas en lutitas en los últimos años, se ha convertido en la técnica más viable para la explotación de estos yacimientos.

4.3. Fracturamiento

Las prácticas de perforación y terminación de pozos han tenido cambios significativos desde el primer pozo comercial vertical en el *Barnett Shale*, perforado en 1981 por la compañía *Mitchell Energy* (C.W. Slay No.1). Desde entonces se han perfeccionado los métodos de simulación usados para obtener una producción optimizada de los yacimientos de lutitas gasíferas. Se usaron fluidos reticulados convencionales desde mediados de los 80's a 1996. Los primeros intentos de fracturamiento fueron muchos a lo largo de las zonas consideradas normales para el desarrollo de gas en arenas compactas. Estos tratamientos consistieron en titanio y zirconio basado en fluidos reticulados con HPG (hydroxypropyl guar) y CMHPG (carboxymethyl hydroxypropyl guar). Un tratamiento típico consistió en aproximadamente 600,000 galones de fluido polimérico y poco más de 1 millón de libras de arena blanca del norte de tamaño de malla 20/40. Estos fluidos reticulados sufrieron una transición a sistemas de borato y

geles cargados los cuales redujeron totalmente de 25 hasta 15 libras de polímero por 1000 galones de fluido.

Como resultado del creciente éxito en el fracturamiento usando agua en las arenas del *Cotton Valley* en el este de Texas hacia el año de 1997, la compañía *Mitchell Energy* y otros operadores comenzaron a experimentar con esta técnica en otros yacimientos de gas en formaciones compactas como en la lutita Barnett. Muchos de los primeros tratamientos exitosos se encontraron con la dificultad en la presencia de altas concentraciones de apuntalante, por lo tanto, se limitó el apuntalante a concentraciones de 0.05 a 0.5 ppg en promedio. El volumen típico de fluido para pozos verticales es de aproximadamente 2000 – 2400 galones por pie de espesor en el intervalo. Una importante observación del fracturamiento es la correlación positiva del volumen de fluido bombeado con los gastos iniciales de producción y sus reservas correspondientes. Varios factores llegan a ser evidentes en el entendimiento del porque del gran volumen de agua fracturante ha sido satisfactorio en los yacimientos de lutita que contienen varias mezclas de arcilla, silicatos y carbonatos minerales, etc. Típicamente la lutita consiste en 30-39% de componentes de arcilla, 29-38% cuarzo y 25-30% de otros minerales como la calcita, dolomita, feldespatos y pirita. La propia naturaleza de este tipo de mineralogía provoca que la lutita sea muy frágil y por consiguiente puede ser fácilmente fracturado el yacimiento. El análisis de núcleos, así como la mejora de técnicas de registros han demostrado la presencia de fracturas naturales, algunas de estas se encuentran rellenas con depósitos secundarios, tales como calcita y halita. El diseño del pozo es influenciado por el grado de fracturas naturales debido a su beneficioso impacto en la maximización de la exposición del yacimiento. Estas fracturas pueden ocurrir en conjuntos de fracturas y son consideradas como muy complejas. La presencia de fracturas naturales y la interacción con fracturas inducidas hidráulicamente crea una fractura patrón en el yacimiento la cual no puede considerarse una fractura simétrica con plano de dos alas. La geometría de un tratamiento de fractura en un yacimiento de lutita se considera demasiado compleja y a través de la prueba de los mapas tecnológicos de fracturas, las fracturas *fairway* se han identificadas con orientaciones múltiples. Por lo tanto las grandes superficies que están en contacto, en última instancia, contribuyen a la producción.

Inicialmente casi todos los tratamientos de fractura en lutitas usaron arena blanca del norte de malla 20/40. Sin embargo, debido a la compleja naturaleza del sistema de fracturas se han instalado límites a la cantidad de apuntalante que puede ser usado. El promedio de concentración de apuntalante se mantuvo muy bajo, rara vez superaron los 0.3 ppg hasta la fase final cuando se aumentó la concentración de apuntalante en un incremento de 0.3 hasta 1 y 2 ppg. En 2000, las pruebas piloto fueron diseñadas utilizando apuntalante de malla 40/70 en los niveles iniciales del trabajo con un doble objetivo; el primero, el menor tamaño de partícula de 40/70 de malla puede ser transportado más lejos de los pozos debido a un ajuste de velocidad menor que la

malla 20/40; en segunda, el tamaño más pequeño de partícula puede ajustarse en las fracturas más pequeñas y podría lograr un mayor empacamiento del apuntalante que permita mayores concentraciones en el lugar. Muchos de los tratamientos donde se uso la arena de malla 40/70 también utilizaron arena de malla 20/40 como última opción de apuntalante para asegurar una buena conductividad, cerca del pozo.

EL resultado de miles de trabajos usando apuntalante no solo ha demostrado el éxito en la colocación de mayores volúmenes de apuntalante, sino también ha proporcionado pruebas de la mejora de la recuperación de líquidos y de gastos de producción más elevados. Recientemente con la expansión del *play Barnett Shale* fuera de los condados de lo que se considera Newark del Este “área núcleo” se uso arena de malla 100 con buenos resultados.

El fracturamiento hidráulico es una práctica de estimulación a la formación usada para crear permeabilidad adicional en una formación productora. Por crear permeabilidad adicional, el fracturamiento hidráulico facilita la migración de fluidos del pozo para propósitos de producción. El fracturamiento hidráulico puede ser usado para superar barreras en el flujo de los fluidos, una de las principales razones por las que está limitada la explotación de este tipo de yacimientos. Las barreras pueden incluir bajas permeabilidades naturales comunes en formaciones de lutitas o permeabilidad reducida resultado del daño a la permeabilidad causada durante las actividades de perforación de pozos cercanos. Mientras los aspectos del fracturamiento hidráulico han madurado y tenido cambios, esta tecnología se utilizado por la industria para incrementar la producción que mantenga la demanda de energía por más de 60 años.

El proceso de fracturamiento hidráulico es típicamente usado para el desarrollo de lutitas gasíferas lo que implica bombeo de decenas de miles de barriles de arena cargada en el agua en la zona objetivo de las lutitas. Los fluidos bombeados en las lutitas crean fracturas o aberturas por las cuales fluye la arena, al mismo tiempo la arena actúa de apuntalante en las fracturas que se van abriendo. Una vez que el bombeo de fluidos se detiene, la arena permanece en el lugar permitiendo que los fluidos (tanto gas como agua) vuelvan hacia el pozo.

4.3.1. Diseño de la estimulación por fractura

Las prácticas modernas de fracturamiento de estimulación son procesos complejos y sofisticados los cuales cuestan millones de dólares. La fractura hidráulica de estimulación son modelos ingenieriles los cuales son usados por las compañías de producción para diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico para emplazar las redes de fracturas en áreas específicas. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico están diseñados como estimulación a la formación en el que las características específicas de la formación objetivo (espesor de lutita, características de

la roca fracturada, gradiente de fractura, etc.) son usadas para el desarrollo de las redes de fracturas.

El proceso de diseño para un tratamiento de fractura hidráulica comienza con la evaluación de la pre-estimulación del yacimiento el cual involucra típicamente el proceso de recolección de datos de campo. Entendiendo el carácter del yacimiento y la dinámica de la relación de fractura existente son dos de los componentes ingenieriles críticos usados en el diseño de la estimulación por fractura. Datos relacionados con el yacimiento pueden interpretarse de la sísmica antes de la perforación, después se realizan análisis de núcleos, registros en agujero abierto o revestido y análisis del rendimiento de la producción. Los datos recolectados incluyen porosidad, permeabilidad y litología de la formación productora, datos de saturación de fluido, fracturas de carácter natural y gradientes de fractura presentes actualizados, los cuales identifican el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal de carga. Los datos de la fractura natural que incluyen orientación, altura, longitud media, ancho de la fractura y la permeabilidad, son usados para determinar donde se necesitan nuevas fracturas y para evaluar cómo se pueden desarrollar las nuevas fracturas en la formación. El diseño del fracturamiento hidráulico constantemente está siendo perfeccionado para optimizar la creación de redes de fractura y para optimizar la producción de gas, lo cual garantiza que el desarrollo de la fractura está reducido a la formación objetivo.

Un método usado para optimizar el diseño de la estimulación por fracturas es el uso de un simulador computacional. Los simuladores computacionales son programas diseñados para usar los datos recolectados de la formación productora y crear un modelo, usando formulas matemáticas de la propagación de la fractura, para predecir las propagaciones de la fractura. Los simuladores permiten a los ingenieros modificar los programas de estimulación (volúmenes y tipos de apuntalantes, fluidos y aditivos) para evaluar cómo es que podrían desarrollarse las fracturas dentro del yacimiento, permiten también evaluar el diseño del tratamiento del fracturamiento en hidráulico en un escenario controlado y evaluar las fracturas resultantes que predicen el desarrollo. Esto es una variedad de los modelos que pueden ser usados, con cada modelo teniendo diferentes opciones. Se puede usar un simulador para predecir la geometría de la fractura en tercera dimensión, integrando las soluciones acidas fracturantes o para revisar el diseño de las etapas de ingeniería para características específicas.

Los programas de modelado también permiten a los diseñadores modificar los planes de datos adicionales que fueron recogidos en relación con la formación objetivo específicamente. El uso de modelos permite a los diseñadores lograr avances en el diseño de las operaciones de fracturamiento hidráulico para desarrollar caminos mas eficientes para crear más caminos de flujo hacia el pozo, disminuyendo riesgos.

Cuando se diseñan los tratamientos de estimulación por fracturamiento, los operadores tienen en consideración los gradientes de sobrecarga de la formación para predecir la probable propagación de la fractura. El uso de un simple evento de fractura y el monitoreo microsísmico en un pozo vertical en la formación de interés antes de la perforación de los pozos horizontales, puede usarse para diseñar la orientación lateral en la dirección preferida. Las principales tres categorías que existen en la formación son: sobrecarga vertical, carga máxima horizontal y carga mínima horizontal. La carga varía totalmente en el yacimiento, primeramente en la dirección vertical debido a las diferentes propiedades de la formación en el subsuelo. La magnitud y la dirección de estas cargas son muy importantes porque ellos dictan la presión requerida para crear una propagación de la fractura y la orientación de la misma. El esfuerzo vertical en muchas formaciones productivas es típicamente la mayor presión debido a la profundidad a la que se encuentra la formación, por esta razón las fracturas se propagan verticalmente cuando ocurre la operación de fracturamiento. Además, las redes de fracturas se extienden paralelamente al esfuerzo máximo horizontal en la roca del yacimiento (perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo principal). La orientación de la fractura influye en la dirección lateral del pozo horizontal, en la orientación preferida de perforación, área de drenaje, espaciado efectivo entre los pozos y las eficiencias de barrido del fluido. Cuando se perforan pozos horizontales en dirección del máximo esfuerzo horizontal se crean fracturas longitudinales, cuando los pozos se perforan en dirección del mínimo esfuerzo horizontal se crean fracturas transversales, además de la colocación con orientación lateral de las perforaciones, en los pozos influyen muchos factores durante el fracturamiento y en la vida del pozo. Cuando las perforaciones están orientadas propiamente, el pozo puede tener altos gastos de producción y durante el tratamiento de estimulación por fractura mucho del apuntalante puede ubicarse efectivamente proveyendo de fracturas más efectivas y así tener menos producción de arena.

Otra consideración cuando se diseña un tratamiento por fractura es la llamada tortuosidad, esta se refiere a una gradual o severa redirección de las fracturas para el plano referido. Este proceso puede crear desafíos significativos en el fracturamiento hidráulico, incluyendo pantallas de salida prematuras y fricción cercana al pozo. Se ha observado que la tortuosidad se produce en campos de alta presión diferencial, en pozos desviados, en grandes intervalos perforados y perforaciones por etapas, además de yacimientos con fracturas naturales. Las pantallas de salida ocurren cuando el fluido fracturante ya no es capaz de llevar la arena apuntalante o la concentración de arena llega a ser grande, causando que la arena se quede en la tubería y no sea acarreada a dentro de las fracturas. La tortuosidad se deberá tomar en cuenta para garantizar el gasto requerido y para que las presiones a utilizar se mantengan durante el tratamiento de fractura.

4.3.2. Monitoreo de la fractura

Los nuevos avances en el fracturamiento hidráulico aplican un análisis de objetivos a través de tecnologías de monitoreo, estas son usadas para hacer un mapa de donde ocurren las fracturas durante el tratamiento de estimulación e incluye técnicas como el mapeo micro sísmico de fracturas y la medición de los metros de inclinación. Estas tecnologías pueden ser usadas para definir el acierto y la orientación de las fracturas creadas durante un proceso de estimulación.

El monitoreo micro sísmico es el proceso por el cual las ondas sísmicas generadas durante el fracturamiento de la roca de formación son monitoreadas y usadas para crear un mapa de la localización de las fracturas generadas (**Fig.4.2**). El monitoreo se logra usando una tecnología similar a la utilizada para monitorear eventos sísmicos más grandes que ocurren naturalmente asociados con terremotos y demás procesos naturales. Como un seguimiento al proceso microsísmico activo, puede usarse para realizar cambios en tiempo real al programa de fractura. El monitoreo microsísmico proporciona a los ingenieros la capacidad para gestionar recursos a través de la colocación inteligente de pozos adicionales para aprovechar las condiciones naturales del yacimiento y los resultados de fractura esperados en nuevos pozos.

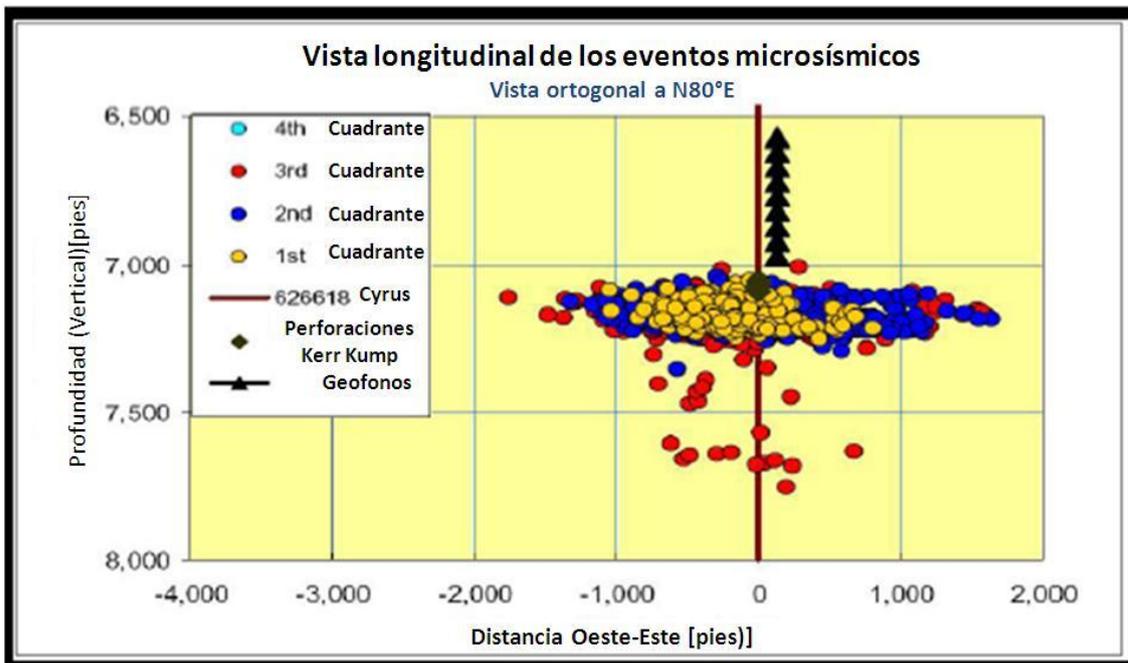


Fig.4.2. Mapeo de eventos microsísmicos.

Fuente: *Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale gas Reservoirs*, SPE 121038, 2009, J. Daniel Arthur, Oilfield Service Company.

Los medidores de inclinación son tecnologías de monitoreo pasivo que registran la deformación de las rocas inducida por el proceso de fractura hidráulica. Estos dispositivos pueden colocarse en la superficie del terreno fuera de un pozo o en el agujero dentro del pozo. Estos medidores (Tiltmetros) registran cambios en la

inclinación en dos direcciones ortogonales, que después pueden ser traducidos en el esfuerzo de rotación, resultado del fracturamiento hidráulico. Los Ingenieros pueden basados en el esfuerzo de rotación la localización del evento de fracturamiento hidráulico que ha sido causado por este esfuerzo.

4.3.3. Proceso de fracturamiento hidráulico y equipamiento usado

El fracturamiento hidráulico de los pozos horizontales de gas de lutitas se diseña en etapas. La longitud lateral en un pozo de gas de lutitas desarrollado típicamente es de 1000 pies a más de 5000 pies de longitud. Debido a la longitud del pozo en cuestión, usualmente no es posible mantener la presión suficiente en el agujero para estimular la longitud total de la porción lateral del pozo.

La **Fig.4.3** presenta el diagrama de flujo del proceso mostrando el orden de los eventos que ocurren para una etapa de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, mismo que comienza con el equipo en el sitio, una vez en el sitio el equipo es instalado (rig-up). Instalar involucra hacer todas las conexiones necesarias entre la cabeza de fracturar en el pozo, las bombas de fracturamiento, los remolques manifold y el equipo adicional que alienta los fluidos y aditivos a las bombas. Las conexiones de hierro están normalmente aseguradas con restricciones para mantener la seguridad en caso de un fallo en la línea.

Cada etapa de fractura está diseñada dentro de un intervalo aislado (por ejemplo, un intervalo de 500 pies) dentro del cual se crea un grupo de perforaciones usando herramientas de perforación. Las perforaciones permiten el paso de fluidos de la tubería de revestimiento a la formación durante el tratamiento de fractura y también permiten que el gas fluya hacia el pozo durante la fase de producción en la operación. Con el fin de aislar cada etapa de la fractura de un tratamiento de fracturamiento, se utiliza un empacador para aislar cada intervalo. Un tipo de empacador usado para lograr el aislamiento por zona es el “empacador de canica” el cual tiene una canica de acero que es bombeada hacia el punto de asiento localizado normalmente en donde se ha completado la última etapa del fracturamiento. La canica actúa como un agente sellador de la zona tratada previamente aislando el siguiente intervalo a tratar.

Las etapas de tratamiento individual de fracturas en lutitas gasíferas normalmente incluyen múltiples sub-etapas, durante las cuales los diferentes fluidos y las concentraciones de apuntalantes son bombeados hacia el pozo. Las sub-etapas iniciales son diseñadas normalmente como un nivelador y a menudo pueden incluir simplemente el bombeo de agua fresca hacia el pozo. Después del bache de agua dulce viene el bache de ácido para limpiar el cemento de las perforaciones cerca del área del pozo para facilitar el flujo de fluidos durante el proceso de fracturamiento.



Fig.4.3.Diagrama de flujo del proceso de tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Fuente: *Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale gas Reservoirs*, SPE 121038, 2009, J. Daniel Arthur.

Después del ácido normalmente se usa un espaciador el cual empuja el ácido en la formación y comienza la propagación del fracturamiento. Luego de que es bombeado el bache espaciador, la siguiente sub-etapa es normalmente el cierre del pozo durante lo cual se calcula el gradiente de fractura de formación. Cuando el pozo se abre nuevamente, se inyecta un fluido limpiador de fractura como colchón para lubricar la tubería del pozo y las fracturas de la formación ayudando en la distribución de las sub-etapas del apuntalamiento. El siguiente paso es una serie de etapas en las cuales el apuntalante es usado para crear y mantener las fracturas.

En algunos tratamientos de fractura, se usan dos o más apuntalantes para optimizar el apuntalamiento de las fracturas a varias distancias del pozo. Los tratamientos de fractura de la lutita Barnett normalmente incluye el uso de apuntalantes múltiples los cuales pueden incluir hasta cuatro diferentes apuntalantes a partir de una arena de malla 100, luego arena de malla 40/70, después una arena de malla 30/50 y finalmente apuntalantes de arena de malla 50 recubierta de resina. La colocación inicial de las sub-etapas de apuntalantes comienza con bajas concentraciones normalmente alrededor de 0.1 libras de arena por galón (ppg.) de fluido. En cada una de las sub-etapas, se diseña un incremento en la concentración del apuntalante a un gasto regular, son normales los incrementos de 0.2 ppg. por sub-etapa. El número de sub-etapas es determinado por el volumen de apuntalante y el fluido fracturante diseñado para el tratamiento de fractura. Para un programa de tratamiento de apuntalamiento múltiple, la concentración del apuntalante es normalmente mantenida en el momento de la transición de un apuntalante y otro ocurre, tal que la densidad final de la mezcla podría ser la misma que la densidad inicial de la mezcla de la siguiente etapa. Una vez que el volumen prescrito de fluidos y el apuntalante han sido bombeados, se envía un bache final para limpiar el pozo y la línea de apuntalante. Para un tratamiento de fracturamiento hidráulico, es necesario un equipo especializado para realizar los pasos requeridos para estimular la formación.

Este equipo incluye tanques de almacenamiento, bombas, camiones de químicos y una variedad de tuberías y accesorios para conectar todas las partes. A continuación se dará una breve descripción de algunas partes que son normalmente utilizadas durante el tratamiento de fractura de un pozo horizontal de gas de lutitas. Fracturador o tanques "frac" son grandes trailers los cuales están diseñados para contener varios cientos de barriles de agua fresca la cual es usada como la base del fluido para los tratamientos de fracturamiento con "slickwater", que consiste en agua combinada con un aditivo químico reductor de fricción lo cual ayuda a bombear más rápidamente el fluido a la formación. Los camiones de químicos son unidades con una cama plana que se usa para transportar químicos de sitio a sitio. Los camiones de aditivos químicos pueden también ser usados para transportar algunos de los aditivos hacia el lugar, algunos de estos camiones también contienen bombas las cuales son usadas para

bompear los aditivos a los “Blenders”, camiones que funcionan como mezcladores del fluido, químicos y aditivos para obtener la mezcla final. El ácido es normalmente transportado al lugar de trabajo por medio de camiones, los cuales pueden contener cerca de 5000 galones de ácido. Los camiones que transportan el ácido pueden tener múltiples compartimientos que permiten transportar varios ácidos y aditivos diferentes. El ácido también puede ser transportado con un ácido fracturante o en la parte de atrás de la bomba, la cual es una unidad que bombea y mantiene la presión en la tubería de revestimiento o en el trabajo de bombeo de ácido.

Las unidades de almacenamiento de arena son grandes tanques usados para contener el apuntalante (normalmente arena), estas unidades suministran arena al Blender a través de una banda transportadora, una unidad almacenadora de arena puede contener de 350,000 a 450,000 libras de apuntalante. La unidad mezcladora *Blender* toma fluidos frescos del tanque “frac” (Fig.4.4) usando bombas de succión y combina

el agua con el apuntalante en una tolva. Los fluidos y el apuntalante son mezclados con otros aditivos en concentraciones programadas; la mezcla es entonces presurizada y transferida a las bombas de fractura. Las bombas de fractura son bombas de alta presión que envían fluidos fracturantes hacia el *Blender* y presuriza el fluido a través de un desplazamiento positivo de la bomba antes de descargar el fluido hacia el camión



Fig.4.4. Contenedores de agua – Tanques “Frac” en la lutita de Fayetteville. Fuente: ALL Consulting 2008, SPE 121038, 2009.

colector de tubería múltiple (*Manifold*). El *Manifold* es un gran sistema de tuberías que actúan como una estación de transferencia para todos los fluidos, los fluidos mezclados por las bombas del *Blender* se mueve a través del *Manifold* en camino a las unidades de bombeo. Igualmente, los fluidos presurizados de las bombas de fractura son bombeados a través del *Manifold* hacia las líneas superficiales las cuales transfieren los fluidos a la cabeza de fracturamiento.

El vehículo de monitoreo técnico (VMT) de datos es el área de trabajo para los supervisores de servicios de fracturamiento, ingenieros, operadores de bomba y representantes de las compañías involucradas. En este vehículo es donde se monitorean y coordinan las actividades asociadas con el tratamiento de fractura, esto incluye el monitoreo de todas las presiones de tratamiento, químicos, densidad del apuntalante, velocidad del fluido y el registro y revisión de todos los datos. En el VMT

se monitorea el total de la estimulación de fractura para cada etapa que ha sido prediseñada.

Las estimulaciones por fracturamiento hidráulico son monitoreadas continuamente por operadores y compañías de servicio para evaluar y documentar los eventos del tratamiento de fracturamiento hidráulico. El monitoreo del tratamiento de fractura incluye el seguimiento del proceso con las presiones de cabeza y fondo del pozo, gastos de bombeo, medidas de densidad de la mezcla del fluido de fracturamiento, seguimiento del volumen de los aditivos, seguimiento del volumen de agua y garantizar que el equipo funcione propiamente. Durante un evento normal de fracturamiento hidráulico para un pozo horizontal, puede haber más de 30 representantes de compañías de servicio en el sitio del desarrollo y monitoreo de la estimulación así como el personal adicional de la operadora y tal vez la agencia estatal del aceite y gas. El nivel del recurso humano también sirve como un equipo de respuesta emergente a un incidente imprevisto que podría presentarse.

El refinamiento del proceso del fracturamiento hidráulico ocurre cuando el operador recolecta más recursos de datos específicos. Este proceso generalmente ayuda a crear un patrón de fractura más óptimo en la formación objetivo para propósitos de incrementar la producción de gas en un pozo así como garantizar que no se produzcan más fracturas fuera de la formación objetivo. El refinamiento del proceso de fracturamiento hidráulico fue un paso necesario en el éxito en el *Barnett Shale* en el desarrollo alejado de la zona central de *Barnett*. El fracturamiento hidráulico en algunas áreas de *Barnett* resultaron en fracturas extendidas hacia la formación subyacente *Ellenberger*. Los pozos en los que se extendieron las fracturas dentro de la formación *Ellenberger* tuvieron un incremento en la producción de agua así como en el agua de carga que fluía en *Ellenberger* dentro de estos pozos. Esto resultó en el manejo de parámetros como altos costos y agua indeseable. Como resultado, los procesos de fracturamiento se han perfeccionado y las fracturas de las zonas adyacentes se han convertido en una cuestión menor conforme la tecnología ha evolucionado.

4.3.4. Fluidos fracturantes y aditivos

El agua es el componente primario para el tratamiento de fracturamiento con *Slickwater*, usado en la mayoría de los *plays* de lutitas gasíferas, (**Fig.4.5**). La disponibilidad de agua es un factor de gran importancia para la explotación de los diversos *plays* de gas de lutitas. Con los tratamientos de fractura se requieren decenas de miles de litros de agua por etapa para las operaciones de estimulación por fractura dentro de un *play* de gas de lutitas, y se deben identificar todas las opciones viables para obtener agua dulce. Por ejemplo, en el proyecto del aeropuerto de *Fort Worth* en Dallas del *play* de gas de lutitas de *Barnett*, la compañía *Chesapeake Energy* construyó

grifos en el sistema de agua meteórica del aeropuerto de Dallas en Fort Worth; el agua fue bombeada por las líneas hacia su almacenamiento en pequeñas presas hasta que fue transportada por líneas temporales superficiales hacia la localización del pozo para el tratamiento de fractura. La compañía ha instalado estas pequeñas presas o embalses de manera estratégica en toda el área del proyecto. Las localizaciones fueron elegidas sobre la base de consideraciones relativas a la ubicación de los almacenes de agua y de la nueva construcción de grupos de pozos y así buscar el máximo acceso y la reutilización del recurso.

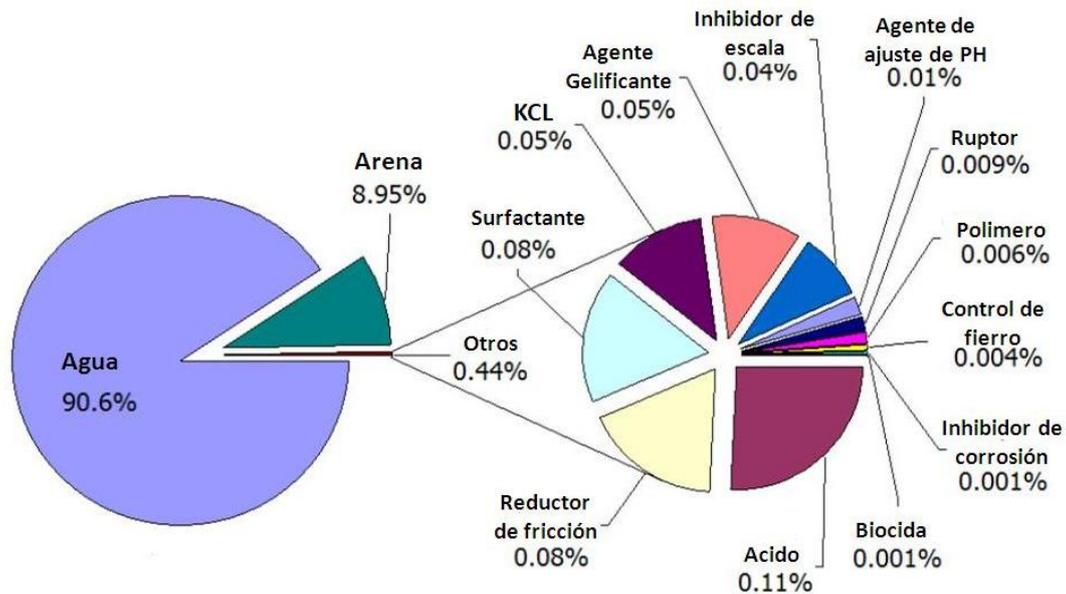


Fig.4.5. Composición del fluido fracturante cargado con apuntalante.

Fuente: *Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale gas Reservoirs*, SPE 121038, 2009, J. Daniel Arthur.

La naturaleza urbana del play de Barnett ha permitido a los operadores desarrollar otras áreas alrededor del Fort Worth en Dallas para aprovechar los hidrantes de la ciudad y utilizar los acuíferos locales superficiales bajo los campos de golf para almacenar y suministrar agua. En el área rural del desarrollo de la lutita de Fayetteville, *Chesapeake Energy* está en proceso de construir el pequeño yacimiento del Río Rojo, el reservorio de 500 acres-pie será suministrado por el agua desviada del pequeño Río Rojo durante periodos de alto flujo. El actual permiso permite hasta 1550 acres-pie de agua para coleccionar anualmente y almacenar para el uso futuro en fracturamiento y perforaciones. El agua es transportada del acuífero del Río Rojo por medio de líneas temporales y camiones pipas hacia la localización del pozo cuando esto es necesario.

Después del agua, lo más complejo de un fluido de fractura utilizado en pozos de tratamiento de gas de lutitas es el apuntalante. El apuntalante es un material granular, usualmente arena, el cual es mezclado con el fluido fracturante para asegurar o mantener abiertas las fracturas creadas que permitan el flujo de gas al pozo. Otro apuntalante comúnmente usado incluye arena recubierta de resina, una cerámica apuntalante de resistencia intermedia (ARI), y un apuntalante de alta resistencia como

bauxita sinterizada y óxido de zirconio. La arena cubierta de resina es usada regularmente en los *plays* de gas de lutitas durante las etapas finales del fracturamiento, la cubierta de resina puede ser aplicada para mejorar la resistencia del apuntalante o puede ser diseñada para reaccionar y actuar como un pegamento para mantener juntos algunos de los granos recubiertos. La resina se usa generalmente en las etapas finales del trabajo para retener los demás apuntalantes y mantener el pozo con permeabilidad.

La viscosidad del agua fresca tiende a ser baja, lo cual limita la capacidad del agua para transportar el apuntalante necesario para un tratamiento de estimulación por fractura. Como resultado, algunos fluidos de fracturamiento hidráulico poseen un gel como aditivo para incrementar la viscosidad de los fluidos de fractura. Normalmente se usa un aditivo de comportamiento lineal o bien un gel polimérico. La selección del Gelificante se basa en las características de la formación en el yacimiento, como el espesor, porosidad, permeabilidad, temperatura y presión. La goma guar es un polvo que es agregado al agua, con esto las partículas de la goma se hinchan creando un gel. Ya que la temperatura se incrementa, estas soluciones tienden a ser gravemente delgadas en consistencia. Con el fin de evitar la pérdida de viscosidad, la concentración de polímeros puede incrementarse (carga de polímeros) o en su lugar, los agentes poliméricos pueden agregarse para aumentar el peso molecular, lo que aumenta la viscosidad de la solución.

Además del agua y el apuntalante, muchos otros aditivos son esenciales para la exitosa estimulación por fracturamiento en los yacimientos de gas de lutitas. El ácido es utilizado en el inicio del proceso de fracturamiento para limpiar el cemento que se presente en la perforación y proporcionar una ruta de acceso a la formación una vez que el fluido fracturante se bombea. Un tipo común de ácido que es usado en las operaciones de fractura es el ácido clorhídrico, el cual es utilizado en la limpieza del hogar y en el mantenimiento de piscinas. El HCl es más usado en concentraciones de 15% HCl (15% HCl y 85% agua), aunque esto puede ser efectivamente utilizado en concentraciones del rango de 3% a 28%. Los ácidos son normalmente diluidos para obtener las concentraciones deseadas antes de su transportación a la localización de trabajo. Una vez que se añade a los fluidos fracturantes, es más diluido por un factor de 1000 o más antes de la inyección al subsuelo.

En estimulaciones donde se utiliza un ácido ionizado, se usa un inhibidor de corrosión para detener la corrosión de la tubería de acero, el revestimiento del pozo, herramientas y tanques. El aumento en 0.1% a 0.2% de un inhibidor de corrosión puede disminuir la corrosión por más del 95%. Las concentraciones del inhibidor de corrosión dependen de la temperatura de fondo y el tipo de tuberías y revestimientos. A temperaturas que exceden los 250 °F, las concentraciones del inhibidor de corrosión son mayores, puede ser necesario un refuerzo o un intensificador. Un inhibidor de

corrosión normalmente utilizado en los *plays* de lutitas gasíferas es el N.n. dimetil formamida. Este aditivo es utilizado también regularmente como un medio de cristalización en la industria farmacéutica; cuando es usado en la industria petrolera se transporta a los sitios de trabajo por medio de camiones de aditivos químicos. Antes del inicio de la etapa de acidificación del tratamiento de fractura, el inhibidor de corrosión se transfiere del camión de químicos al *Blender* o a la unidad CAS y es mezclado antes de presurizarse y transferirse a las bombas de fractura.

Los biocidas son aditivos que se utilizan para minimizar el daño de la corrosión bacteriana en el pozo. Los fluidos de fractura normalmente contienen geles orgánicos, los cuales proporcionan un medio ideal para el crecimiento de bacterias, lo que provoca reducción de viscosidad y de la capacidad del fluido para acarrear efectivamente el apuntalante. Los biocidas como el gluteraldeído (este mismo químico es usado como un esterilizante en la industria del cuidado de la salud), es un aditivo líquido que se diluye en el fluido fracturante de manera similar en que se adiciona el inhibidor de corrosión; son transportados a la localización en los camiones de aditivos químicos, y son añadidos al *Blender* o la unidad CAS antes de ser transferidos a las bombas de fracturamiento. Además del gluteraldeído, los biocidas pueden también contener un decolorante como el DAZOMET o 2.2-dibromo3-nitrilopropionamida.

Cuando una formación contiene arcilla, la permeabilidad puede reducirse significativamente cuando se expone al agua que es menos salina que el agua de formación. Como resultado, son generalmente utilizados en el tratamiento como base líquida soluciones que contienen de 1% a 3% de sal cuando el hinchamiento de la arcilla es probable. El cloruro de potasio (KCl) es el químico usado más comúnmente como un estabilizador de arcillas debido a su capacidad para controlar la arcilla contra la invasión de agua para prevenir su hinchazón. El cloruro de potasio es transportado normalmente a la localización del fracturamiento en forma de polvo aireado y mezclado con el agua de fractura en el *Blender* o la unidad CAS.

El rompimiento térmico del gel polimérico ocurre cuando la temperatura excede los 225°F, sin embargo en pozos que tienen una temperatura menor, como los pozos de lutitas gasíferas en los *plays* del Barnett y Fayetteville, se añade un rompedor al fluido de fractura en las últimas etapas del proceso para romper la viscosidad de los agentes gelificantes y así ayudar en la liberación del apuntalante y mejorar el volumen de agua que regresa y se recibe después de la terminación. El tipo más común de rompedor o ruptor es el peroxydisulfatos, estos aditivos son normalmente agregados cuando el gel se comienza a bombear, este se debe a que si se les da suficiente tiempo esto podría reducir la viscosidad antes del bombeo.

4.3.5. Transporte y disposición del agua

La producción asociada de agua con el gas producido de los yacimientos de lutitas varía entre los *plays* de gas de lutitas y también varía significativamente con las regiones de cada *play*. Por ejemplo, en el *play Barnett* en Texas, la producción de agua es mayor en el frente occidental del *play* y disminuye a cerca de cero en la región oriental. El *play Fayetteville* tiene muy poca producción de agua asociada. La mayoría de las preocupaciones son el transporte del agua y su disposición, el agua de retorno, o de la recuperación parcial de los fluidos que son utilizados para la estimulación por fractura en el pozo. La eliminación del agua crea problemas adicionales para los operadores en las áreas de los *plays* de lutitas gasíferas. Las instalaciones de aplicación en tierra son el principal método de disposición utilizado en Fayetteville. Estas actividades están reguladas por el Departamento de Calidad del Medio Ambiente de Arkansas.

En la lutita *Barnett*, la disposición clase II de inyección en pozos es el principal método. En la región de Marcellus han comenzado a explorarse los métodos clase II de inyección y las instalaciones de tratamiento de agua industrial y municipal. La compañía *Chesapeake Energy* actualmente tiene más de 60 solicitudes de permiso que han comenzado a negociar en Nueva York, sin embargo, con la finalidad de hacer la inyección un método aceptable de disposición a largo plazo en todos los *plays* de lutitas gasíferas, será necesario emprender investigaciones adicionales sobre las formaciones de recepción para ajustar el número de pozos que serán necesarios. A medida que hay más pozos produciendo, los operadores se encargaran de encontrar nuevas y mejores tecnologías para el manejo del agua.

Otra opción para la administración de grandes volúmenes de agua de retorno de la estimulación por fracturas es el reciclaje. La Administración de Aguas "Fuente Codorniz" usa un proceso de reciclaje que permite reutilizar aproximadamente un 80% del fluido de fractura utilizado en el *Barnett Shale*. Se utilizan unidades de destilación en la localización que calientan y separan la salmuera del agua. El agua tratada es entonces utilizada en tratamientos de fracturamiento futuros, reduciendo la presión sobre el asunto del agua disponible y el problema de la disposición final del agua. Hasta el 26 de abril del 2008 la compañía "Fuente Codorniz" ha procesado más de 5.7 millones de barriles de agua de retorno para recuperar más de 4.5 millones de barriles de agua que ha sido reutilizada en estimulaciones por fractura adicionales. La compañía *DTE Recursos de Gas Inc.* Diseñó un estudio piloto para dos pozos utilizando un sitio de separación y filtración, pero encontraron que el proceso no es rentable económicamente. La empresa *Devon Energy Production Co.* también diseñó un proyecto piloto en cinco de diez pozos similares de gas en *Barnett*, es un proceso aprobado por la *DTE Gas Resources*; en suma los operadores condujeron con éxito los proyectos piloto y probaron la tecnología disponible; el reciclaje puede llegar a ser el método más destacado de disposición de aguas de retorno y así impulsar cada vez más el uso de las nuevas tecnologías entre los operadores.

CAPÍTULO 5

Posibilidades en México

5.1. Introducción

Como ya se describió en capítulos anteriores, el gas de lutitas es gas natural producido desde formaciones de arcillas, mismas que funcionan como yacimiento y roca generadora del gas natural. En términos de composición química, el gas de lutitas es típicamente gas seco, compuesto primordialmente por metano (90% o más).

Si bien las diferentes lutitas con potencial gasífero fueron depositadas en ambientes sedimentarios similares (anóxicos), las depositaciones de las secuencias sedimentarias posteriores que los cubren y que incrementan la temperatura y presión litostática tienen como resultado considerables diferencias en la condición actual de las lutitas. Para estudiar a las cuencas con posibilidad en nuestro país, primero daremos un recorrido por las condiciones de los plays de lutitas gasíferas desarrollados en Estados Unidos, para después adentrarnos en las formaciones generadoras de hidrocarburos en nuestro territorio.

En la **Tabla 5.1** se resumen las condiciones que deben satisfacer o exceder los yacimientos de gas de lutita, para considerarse comercialmente viables, todo esto basándose en la experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita en EUA.

Parámetro	Valor mínimo
Porosidad	> 4%
Saturación de Agua	< 45%
Saturación de Petróleo	< 5%
Permeabilidad	> 100 nanodarcies
Contenido Orgánico	>2%

Algunas características relevantes de los campos de lutitas gasíferas se pueden observar en la comparación de datos presentada en la **Tabla 5.2**, misma que resume las características claves de los plays seleccionados de lutitas gasíferas en los

Estados Unidos. Por ejemplo la secuencia de lutitas de Antrim en la parte norte de la península de Michigan y las secuencias de lutitas de Nueva Albania son mucho más someras que las otras cinco secuencias de lutitas caracterizadas en esta tabla. Estas secuencias constituyen dos plays que corresponden a las únicas lutitas que presentan un volumen considerable de producción de agua de formación. La distribución espacial es otra característica que varía considerablemente, la lutita Barnett se estima que se extiende por un área de 5,000 millas cuadradas de zona urbanas y semi-urbana cercanas a Forth Worth, Texas. En contraste la lutita Marcellus tiene una extensión aproximada de 95,000 millas cuadradas de área, que incluye tanto una zona rural como una zona urbana de los estados de Nueva York, Pennsylvania, Ohio, Kentucky y Virginia del Oeste.

Tabla 5.1. Parámetros de yacimiento críticos.
Fuente: Producción de gas desde su origen, Schlumberger 2009.

Cuenca de Lutitas Gasíferas	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Antrim	Nueva Albania	Lewis
Área estimada de Cuenca en [m ²]	5000	95000	9000	9000	11000	12000	43500	10000
Profundidad [ft]	6500-8500	4000-8500	1000-7000	10500-13500	6000-11000	600-2200	500-2000	3000-6000
Espesor Neto [ft]	100-600	50-200	20-200	200-300	120-220	70-12	50-100	200-300
Materia orgánica total [%]	4.5	3-12	4-9.8	0.5-4	1-14	1-20	1-25	0-45-2.5
Porosidad Total [%]	4-5	10	2-8	8-9	3-9	9	10-14	3-5.5
Contenido de Gas [ft ³ std]/ton	300-350	60-100	60-220	100-330	200-300	40-100	40-80	15-45
Producción de agua [bpd]	0	0	0	0	0	5-500	5-500	0
Espaciamiento entre pozos [Acres]	60-160	40-160	80-160	40-560	640	40-160	80	80-320
Gas original en sitio [BPC]	327	1500	52	717	52	76	160	61.4
Reservas [BPC]	44	262500	41.6	251	11.4	20	19.2	20
Producción estimada de gas [mcpd/pozo]	338	3100	530	625-1800	415	125-200	--	100-200

Tabla 5.2. Comparación de datos de los campos de Lutitas gasíferas en los Estados Unidos. Fuente: *Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale gas Reservoirs*, SPE 121038, 2009, J. Daniel Arthur.

Otras características distintivas corresponden con las diferencias de espesor de las lutitas y de las formaciones o barreras naturales que proveen de fluidos a las lutitas productoras, como ocurre con las fuentes de agua subterránea. En el área de Haynesville y Woodford, las barreras naturales son de 1,000 a 10,000 pies de espesor. En contraste las lutitas de Nueva Albania y Antrim tienen desde cientos de pies de sepultamiento llegando a ser de aproximadamente 2,200 pies de espesor. El gas de lutitas también muestra un amplio rango en las cantidades estimadas de gas en el sitio, desde estimaciones bajas de 52 BPC para el Fayetteville y Woodford a estimaciones altas de 1,500 BPC para Marcellus.

El gas de lutitas se encuentra en secuencias que varían en edad del Cámbrico al Terciario, la **Tabla 5.3** presenta un resumen que representa la edad de las plays de lutitas gasíferas conocidas en Estados Unidos. Las lutitas de Conasauga del Cámbrico en Alabama son el play geológicamente más antiguo, por otro lado, las lutitas McClure del Mioceno en California son el más joven. La depositación de lutitas oscuras ricas en gas en Norte América prospero desde la mitad del Devoniano hasta el Mississipico. Están incluidos en esta tabla los cuatro plays con el área de mayor extensión: el Huron, Ohio, Marcellus, Chattanooga, y sus equivalentes.

Periodo		Formación de lutitas	Localización
Terciario	Mioceno	McClure/Monterey	California
	Eoceno	Green River	Colorado, Utah
Cretácico	Tardío	Gammon	Montana
		Mowry	Wyoming
		Lewis Mancos	New Mexico, Utah
		Niobrara	Colorado
Tardío	Tardío	Haynesville	Louisiana
Pensilvánico		Excello	Kansas, Oklahoma
		Hovenweep	Colorado, Utah
Mississípico	Tardío	Barnett	Texas
		Fayetteville	Arkansas
		Floyd/Neal	Alabama, Mississippi
		Moorefield	Arkansas
	Temprano	Caney	Oklahoma
Mississípico/ Devoniano		New Albany	Illinois, Indiana
		Woodford	Oklahoma, Texas
Devoniano	Tardío	Chattanooga	Alabama, Arkansas, Kentucky, Tennessee
		Antrim Shale	Michigan
		Ellsworth	Michigan
		Huron	Ohio, Virginia, West Virginia, Kentucky
		Ohio	Kentucky, Ohio, West Virginia
		Marcellus	New York, Pennsylvania, West Virginia
Ordovícico		Utica	New York
Cámbrico		Conasauga	Alabama

Tabla 5.3. Estratigrafía de los campos de lutitas gasíferas en Estados Unidos. Fuente: *Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale gas Reservoirs*, SPE 121038, 2009, J. Daniel Arthur.

A pesar de haberse depositado en diferentes tiempos geológicos, estas lutitas comparten ambientes deposicionales similares. Las lutitas oscuras se acumularon en ambientes en los que hubo poco o no hubo existencia de oxígeno libre presente en el agua (ambientes anaeróbicos). Las lutitas del Devoniano al Mississípico se depositaron en una época en la que el mar se internaba en gran parte de la sección continental de Estados Unidos, desde las montañas Apalaches hacia el oeste hasta las Montañas Rocallosas de hoy en día. Estas lutitas se depositaron en las profundidades a través de las cuencas por debajo del pinoclinal, una capa de agua por debajo de la cual una diferencia de densidad de agua previene el agua de retorno; además induce el oxígeno desde las porciones más bajas de agua, como ocurrió en las cuencas someras *Silled*, en las cuales el agua de recarga se acumuló, o bien en las plataformas marinas en las

cuales el oxígeno se ha agotado. Los tres ambientes deposicionales están caracterizados por la depositación mínima de sedimentos clásticos (de ríos y arroyos), teniéndose como característica principal una circulación de agua restringida que favoreció una alta preservación de la materia orgánica y la falta de oxígeno en las profundidades. Depósitos similares contemporáneos se observan en el moderno Mar Negro y en fiordos (valles tallados por glaciares que luego son ocupados por mares) del norte de Europa, donde una capa de agua de baja salinidad atrapa el agua de salinidad normal y la deja fuera de contacto con el suministro de agua oxigenada y de la atmósfera. La depositación de grandes cantidades de materia orgánica por debajo del picnoclinal y la actividad tectónica resultaron en el rápido sepultamiento; la cantidad de materia orgánica en estas lutitas oscuras es muy alta. Estos ambientes de depositación también favorecen una acumulación importante de Uranio, que junto con su producto el Radio, es usualmente encontrado en lutitas oscuras en concentraciones que pueden ser mayores que en otras formaciones geológicas del subsuelo.

En el caso de nuestro país, desde 1938, geólogos y geofísicos de Petróleos Mexicanos y de otras instituciones públicas y privadas han realizado trabajos de exploración en todo el territorio nacional, delimitándose las cuencas geológico-petroleras. Pero solamente aquellas cuencas sedimentarias que rodean el Golfo de México, tanto en el continente como en aguas someras, reunieron todos los factores del sistema petrolero, y es ahí que PEMEX ha priorizado sus inversiones en exploración y producción. Los geólogos concluyeron que al resto de las cuencas sedimentarias que están en el continente faltan uno o dos de los subsistemas que conforman el sistema petrolero. Es decir, que aproximadamente el 70% del territorio nacional no fue considerado prioritario para la exploración y producción de hidrocarburos convencionales, pero algunas regiones sí tienen potencial de contener gas en yacimientos no convencionales.

Si revisamos las principales condiciones geológicas de las cuencas sedimentarias en nuestro país, mismas que se encuentran resumidas en la **Tabla 5.4**, se puede decir que existen algunas cuencas con posibilidad de contener y ser explotadas como yacimientos de lutitas gasíferas, debido a que reúnen los factores para su explotación como campos no convencionales de gas, o bien gracias a que algunas formaciones que afloran en el territorio de Estados Unidos se extienden hasta algunas áreas del norte de nuestro país, tal es el caso de la Cuenca de Chihuahua y la Cuenca de Sabinas Coahuila, ambas consideradas como las cuencas de mayor potencial de yacimientos de gas no convencional en lutitas.

Cuenca	Roca Generadora	Edad	Contenido de Materia Orgánica [%]	Potencial generador [mg de hcs/g de roca]	Tipo de Kerógeno
Burgos	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Jurásico Superior	>1	5	II
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Cretácico Superior	>1	-	-
Tampico Misantla	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgian o-Tithoniano	>1	2.5	I,II,III
Veracruz	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgian o-Tithoniano	2	5	II
	Calizas arcillosas	Cretácico Superior	>1	5	II
	Lutitas marinas	Oligoceno	>2	5	II,III
	Lutitas gris y gris verdoso	Mioceno Inferior y Medio	12	-	III,IV
Sureste	Calizas arcillosas negras y gris oscuro	Kimmeridgian o-Tithoniano	>1	5	I,II
	Lutitas, lutitas bentoníticas gris verdoso y calcáreas.	Eoceno Medio	>1	5	II
	Lutita plástica gris	Oligoceno Inferior	>1	2.5	II,III
Chihuahua	Lutitas y calizas arcillosas	Paleozoico	2.5	-	II,III
	Lutitas y calizas arcillosas	Kimmeridgian o-Tithoniano	4	-	III
	Lutitas y calizas arcillosas	Aptiano Superior	3	-	II,III
	Lutitas negras carbonosas	Turoniano	1.5	-	II,III
Sabinas	Lutitas carbonosas negras	Kimmeridgian o-Tithoniano	2.6	-	II y III
	Calizas y lutitas	Aptiano Superior	1.1	-	II y III
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Turoniano	5	-	II y III

Tabla 5.4. Algunas características de las cuencas Mexicanas. Fuente: Tabla realizada a partir de datos tomados del Boletín AMGP, VOL 17, 1992. Hernández D., 2009.

5.2. Cuenca de Chihuahua

En el caso de México, la Cuenca de Chihuahua se encuentra en la misma franja de las cuencas que contienen gas en lutitas en el territorio sur de EUA. La Cuenca de Chihuahua desde el punto de vista geológico ha sido estudiada desde sus afloramientos hasta el subsuelo mediante trabajos de geología superficial, gravimetría, sísmica y pozos de exploración petrolera, sin embargo, hasta el momento no se ha tenido éxito ya que no se han encontrado yacimientos de hidrocarburos convencionales. Las cuencas productoras de hidrocarburos convencionales también tienen potencial de gas en lutitas, ya que estas rocas son en gran medida las que han originado los yacimientos de aceite y gas de los campos petroleros mexicanos. En varias de las cuencas sedimentarias de México no se han descubierto acumulaciones convencionales de hidrocarburos, pero considero que dadas las similitudes que hay con las cuencas de EUA, que las lutitas del Devónico, Misisípico, Jurásico, Cretácico y

Terciario tienen un gran potencial de hidrocarburos no convencionales, condición que se fortalece por la existencia de manifestaciones superficiales de petróleo y gas.

La Cuenca de Chihuahua está ubicada en el Norte de México, en la Provincia de Sierras y Cuencas (Fig.5.1). Las sierras son fragmentos de anticlinales donde afloran las rocas del Paleozoico y del Mesozoico, mientras que las depresiones están rellenos de terrígenos aluviales cenozoicos con intercalaciones ígneas con espesores entre 1000 y 2000 m. Esta cuenca se encuentra entre tres altos del basamento Paleozoico, que funcionaron como elementos paleogeográficos positivos hasta el Jurásico Tardío: la Península del Diablo, al NNE; la Península de Aldama, al WSW y la Isla o Península de Coahuila, al SE. La columna sedimentaria paleozoica y mesozoica alcanza espesores de más de 7,000 m, estando compuesta por rocas siliciclásticas y carbonatadas del Jurásico Superior al Aptiano, carbonatos con lutitas del Albiano-Cenomaniano y en la parte superior por siliciclásticos del Turoniano-Senoniano. El basamento está constituido por rocas sedimentarias metamorfizadas del Paleozoico. El fuerte tectonismo laramídico y postorogénico influyó en la sobremaduración de las rocas generadoras y la destrucción de trampas, así como en la formación de abundantes vías de migración hacia la superficie, provocando la dispersión de los hidrocarburos convencionales

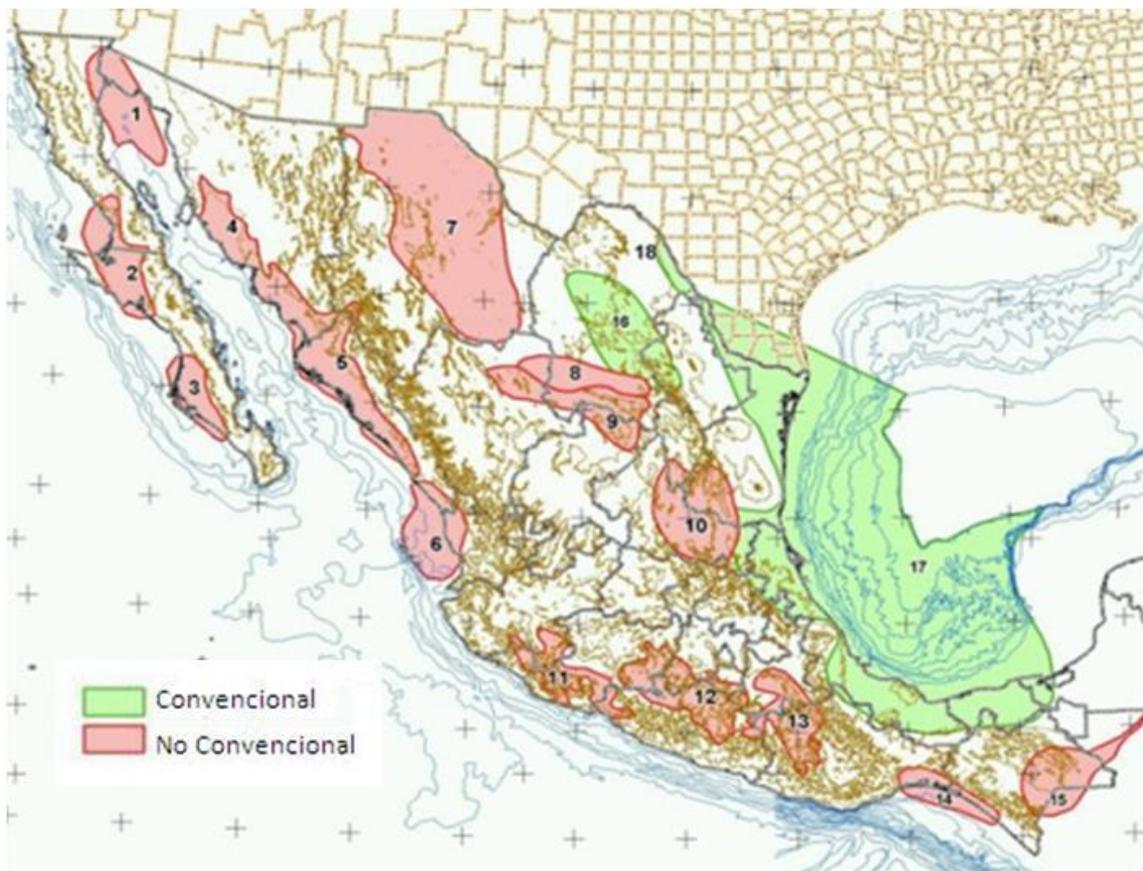


Fig.5.1. Localización de las Cuencas en México incluyendo convencionales y no convencionales.

Fuente: Propuesta Técnica de identificación y evaluación de los recursos no convencionales de hidrocarburos. México, Facultad de Ingeniería. Julio 2008

5.2.1. Rocas Generadoras

Como resultado del análisis en trabajos previos (Limón, 1989 y PEP-Chevron, 1993) y la interpretación de datos geoquímicos recientes, se delimitaron las rocas generadoras paleozoicas y mesozoicas. Las formaciones paleozoicas Percha y Paradise del Devoniano y Mississípico están constituidas por calizas arcillosas y lutitas negras cuyos espesores fluctúan entre 40 y 220 m. El carbono orgánico total (COT) varía entre regular y bueno (0.6 y 2.5%); la materia orgánica reportada es una mezcla de kerógenos tipos II y III, sobremaduros ($R_o=2-3\%$), ubicados en la zona de generación del gas seco. La Formación La Casita del Jurásico Superior (Kimmerigdiano-Tithoniano) está constituida por lutitas y calizas arcillosas cuyos espesores varían entre 80 y 950 m. La riqueza orgánica varía entre regular y buena ($COT=0.5-4\%$). El kerógeno residual es de tipo III, sobremaduro ($R_o=1.4-2.7\%$) que lo ubican en la zona de generación de gas seco. La Formación La Casita se considera como la más importante generadora de hidrocarburos por su contenido orgánico, espesor y distribución regional.

La Formación La Peña está compuesta por calizas arcillosas y lutitas del Aptiano Superior con espesores entre 50 y 100 m. Su COT varía entre 1 y 3% y está constituida por kerógeno tipo III y II-III, maduro a sobremaduro ($R_o=1-2\%$), que lo ubica en las zonas de generación de gas, aceite y condensado (Limón, 1989 y PEP-Chevron, 1993).

La Formación Ojinaga, constituida por lutitas negras carbonosas del Turoniano, tiene espesores de hasta 1,000 m. Su contenido de COT residual varía entre 0.5 y 1.5% y corresponde a un kerógeno del tipo II-III, maduro ($R_o=0.6-1\%$) y ubicado en la ventana del aceite y gas. Esta unidad es importante por sus grandes espesores y condiciones de madurez, adecuadas para la generación de aceite y gas; pero la ausencia de un sello regional suprayacente limita las posibilidades de formar yacimientos convencionales, pero si tiene potencial de contener hidrocarburos no convencionales.

5.2.2. Generación y Migración

El modelado termocinético de la generación de hidrocarburos sugiere que las rocas del Paleozoico (formaciones Percha y Paradise) generaron y agotaron su potencial entre el Tithoniano y el Turoniano, proporcionando una carga de hidrocarburos previa a la formación de las trampas estructurales. Esta falta de sincronía generación-formación de trampas le resta importancia económica a las rocas generadoras paleozoicas, dado que agotan su potencial mucho antes de haberse formado las estructuras almacenadoras de hidrocarburos convencionales. Por su parte, las rocas del Jurásico Superior (La Casita) generaron hidrocarburos durante el Cretácico, que bajo la fuerte subsidencia del Cretácico Tardío, las rocas paleozoicas y jurásicas alcanzaron a sepultarse a más de 6 km de profundidad con valores de temperatura mayores a 200 °C. Las rocas del Aptiano Superior (La Peña) generaron hidrocarburos desde fines del Albiano hasta principios del Paleoceno y las rocas del Turoniano (Ojinaga) estuvieron

en condiciones de generar hidrocarburos durante el Campaniano-Paleógeno. Por lo tanto, todas las rocas generadoras estuvieron en condiciones adecuadas para la generación y expulsión de los hidrocarburos que pudieran haber tomado yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

Las posibles trampas petroleras de yacimientos convencionales de tipo estructural se formaron durante la Orogenia Laramide (Cretácico Tardío-Eoceno). Solamente las rocas generadoras mesozoicas pueden considerarse como efectivas, ya que la generación y expulsión del hidrocarburo llegan a ser concurrentes con la formación de trampas estructurales, mientras que, entre ellas, solamente las rocas del Jurásico Superior son las que realizaron un alto potencial para llenar tanto trampas estructurales como posibles trampas estratigráficas relacionadas con los altos del basamento. Todas las trampas fueron afectadas por los efectos del vulcanismo y la tectónica extensional posorogénicos, que provocaron su rompimiento y/o la erosión de los sellos. Por lo tanto, la preservación de los hidrocarburos convencionales es de muy alto riesgo en la Cuenca de Chihuahua pero las secuencias de lutitas si pueden contener yacimientos de gas no convencionales susceptibles de estudiarse para conocer su potencial y la factibilidad de ser explotados con rendimiento económico favorable.

5.3. Provincia de Coahuila

Abarca principalmente todo el estado del mismo nombre, sus límites al Norte la frontera con los EUA, marcada por el Río Bravo; al poniente por la provincia de Chihuahua; al oriente por la provincia del NE de México, en lo que se considera la plataforma Burro-Picachos y la sierra Madre Oriental hasta la flexión que hace al Sur de la ciudad de Monterrey y al Sur por el Altiplano Mexicano.

Con el propósito de facilitar su estudio se le subdividió en: Cuenca de Parras, Sierra Torreón – Monterrey y Cuenca de Sabinas. A continuación trataremos lo referente a la Cuenca de Sabinas por ser la que tiene mayor potencial para la exploración y explotación como campo de lutitas gasíferas.

5.3.1. Cuenca de Sabinas

La Cuenca de Sabinas posee un área de 37,000 km², está situada en el noreste de México, en la parte central del Estado de Coahuila y en la porción occidental de Nuevo León (**Fig.5.2**). Es una cuenca sedimentaria mesozoica, con un espesor de más de 5000 m de rocas depositadas en ambiente marino, su génesis está relacionada con la apertura del protogolfo de México, en el Jurásico Medio y su extinción y deformación principal se debió al levantamiento tectónico laramídico, en el Paleógeno (Eguiluz, 2000).

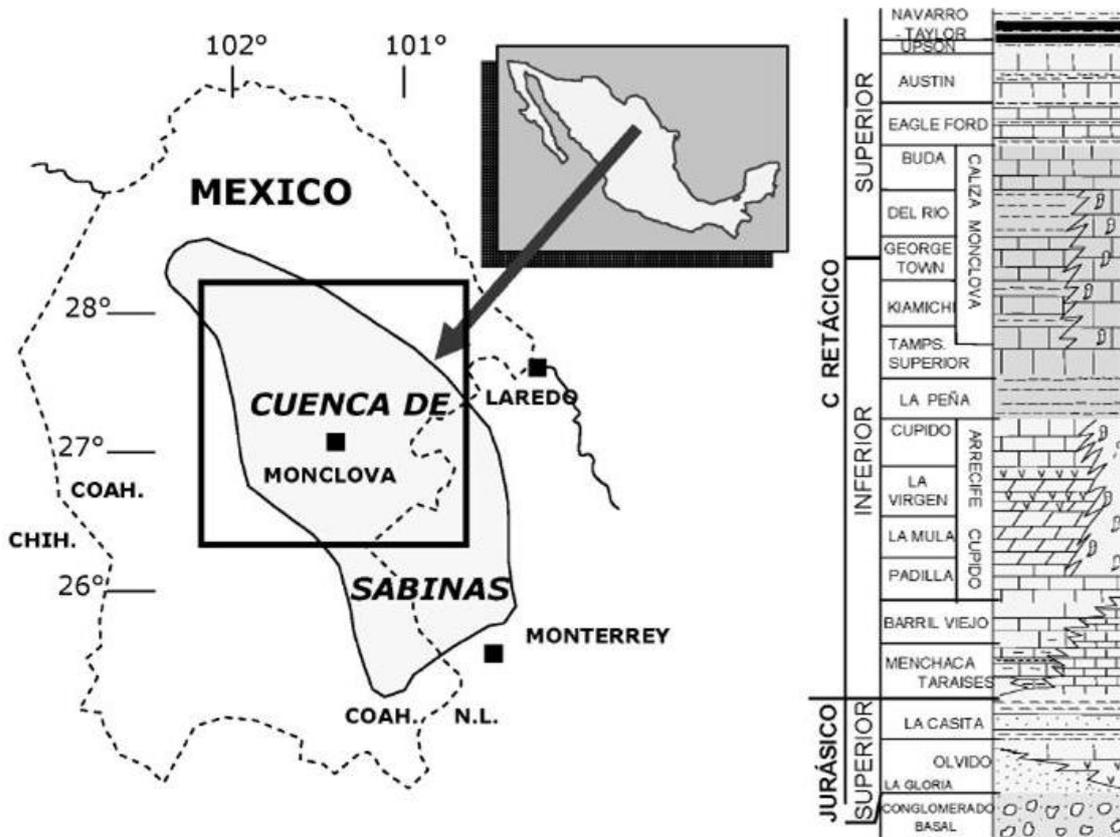


Fig.5.2. Localización del área y columna estratigráfica de la Cuenca de Sabinas.
 Fuente: Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de *plays* en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México, Servicio Geológico Mexicano, Eguiluz, 2007.

En los estudios de evaluación de cuencas, la caracterización geoquímica de las rocas generadoras, tiene vital importancia debido a que el tamaño de los campos y su localización dentro de la cuenca, está directamente relacionado con el potencial generador y los procesos de madurez y migración de los hidrocarburos, desde los focos de generación, hasta las trampas. De acuerdo a Eguiluz, 2007, la Cuenca de Sabinas tiene una madurez muy elevada, indicada por el contenido de isótopos de Carbono 13 en metano y el contenido de isótopos de Carbono 13 y Deuterio. Estos componentes definen a los gases como termogénicos no asociados o gas seco, generados por rocas con una madurez que varía entre 2 a 3% de reflectancia de vitrinita (R_o) y materia orgánica sapropélica (kerógeno I y II), los valores de reflectancia por encima de 1.5% nos indica que puede contener predominantemente gas seco en su roca generadora.

Los hidrocarburos en rocas del Turoniano-Coniaciano, del campo Patricio, corresponden a gases termogénicos asociados a condensados (GTAC), es decir, son gases que fueron formados en presencia de gas húmedo, en condiciones de madurez temprana ($R_o > 0.5$ a 1.2), por fraccionamiento termal de kerógeno tipo III y no por rompimiento termal de aceite, como ocurre en los gases de yacimientos de La Casita, Padilla o La Virgen. La relación Isótopo de Carbono 13 en Metano contra Isótopo de Carbono 13 en Etano, nos indica que los gases en rocas jurásicas y del Cretácico

Inferior en la cuenca, son de origen termogénico y no se determinaron gases termogénicos asociados a aceite, pues este campo genético está vacío.

Además de los hidrocarburos, existen otros fluidos, como ácido sulfhídrico (campos Totonaca y Ulúa), que indican condiciones de destrucción de los hidrocarburos, por una madurez muy elevada y rutas de migración (fallas), desde horizontes mesozoicos evaporíticos (formaciones Olvido y Novillo) profundos, hasta su posición de almacenamiento en las formaciones Cupido o La Virgen. El otro contaminante son cantidades variables de CO₂, como resultado de alteración de rocas evaporíticas, como ocurre en los pozos Kakanapo 1, Cuatro Ciénegas 1, Piedra 1, Cloete 1, Florida 1, entre otros. Los subsistemas generadores están identificados por la caracterización isotópica de gases, tipo de materia orgánica, contenido de carbono orgánico total (COT) y su grado de alteración por reflectancia de vitrinita (Ro), los datos están resumidos en la **Tabla 5.5.**

Subsistema generador	% mgHC/gr COT	%Ro	Tipo de materia orgánica	Ambiente
La Casita	1>2	2>4	II-III	Plataforma abierta
La Virgen	.11-.28	2-3.5	II-III	Sabkha

Tabla.5.5. Propiedades de los subsistemas generadores de gas en la Cuenca de Sabinas.
Fuente: Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de *plays* en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México, Servicio Geológico Mexicano, Eguiluz, 2007.

Las rocas generadoras del Kimeridgiano-Tithoniano fueron depositadas en ambientes euxínicos, con materia orgánica de tipo algácea y maderácea, que indica ambientes marinos y deltáicos de plataforma abierta. Su contenido de material orgánico va de rico con valores de 2 a más de 4 HC mg/gr COT, pero con transformación de este material en grado alto a severamente alto. Los isótopos de gas indican una transformación de su paso por la ventana del aceite. La Formación La Virgen, fue depositada en un ambiente evaporítico, salobre, con material algáceo tipo II, en un ambiente de sabkha, su contenido de carbono orgánico va de pobre a regular, con Ro de 2 a 3.5. Regionalmente el Mesozoico tiene una madurez alta, encontrada en los yacimientos jurásicos de Lampazos (Formaciones La Gloria y La Casita), Anáhuac (Formación Novillo), y Cadena (Formación Tareaises), las cuales poseen kerógenos húmicos y madurez que varía entre 2%, 3% y >4% de Ro, respectivamente. Los carbonatos de la Formación Padilla carecen de potencial generador, por su contenido de COT menor a 0.12%. De los datos anteriores se desprende que las rocas del Jurásico Superior, son las más adecuadas para considerarlas como la fuente generadora de los hidrocarburos, en los plays jurásicos y necomianos. Por consiguiente, la Formación La Virgen, no es suficientemente apta para haber generado hidrocarburos, para cargar a la misma unidad o a la Formación Padilla. El sistema generador La Virgen tiene contenidos de COT menores que las rocas jurásicas y la evolución de materia orgánica

es ligeramente menor, con predominio de materia orgánica de tipo algáceo (II). Los isótopos de ambas unidades provienen de una fuente original, que induce a pensar que es jurásica. La distribución de la roca generadora para los plays La Casita, Padilla y La Virgen, está representado por ambientes de depósito e isopacas, alteración de la materia orgánica, por medio de reflectancia de vitrinita y contenido de COT. De acuerdo a Eguiluz, 2007, la integración de los datos proporciona información para elaborar un mapa de riesgo de la roca generadora, la cual cargó de hidrocarburos a los plays en La Casita, Padilla y La Virgen. El espesor más grueso de roca generadora se ubica en la parte central de la cuenca y disminuye hacia el margen de los elementos insulares, al acuñarse y pasar a facies arenosas y rudíticas en su porción suroeste, y psamíticas en su porción noreste. La base de la sección estratigráfica del Kimeriddgiano Inferior, es una zona de inundación, seguida de un ciclo de nivel alto (HST) que pograda hacia la parte central de lacuenca, seguido nuevamente por otro sistema de depósito transgresivo-regresivo durante el Tithoniano.

Revisando la estratigrafía de la sección Jurasica en específico de la formación La Casita (secuencia de lutitas negras fosilífera), su COT (1%-2%) y los valores de reflectancia de la vitrinita (2%-4%), se puede observar que al compararse con la tabla 4.1, las condiciones están dadas para pensar que la Cuenca de Sabinas tiene el mayor potencial de contener campos gasíferos no convencionales en lutitas, siendo también la que probabilísticamente es la más rentable de entre las cuencas con posibilidades de gas no convencional en nuestro país (Fig.5.3).

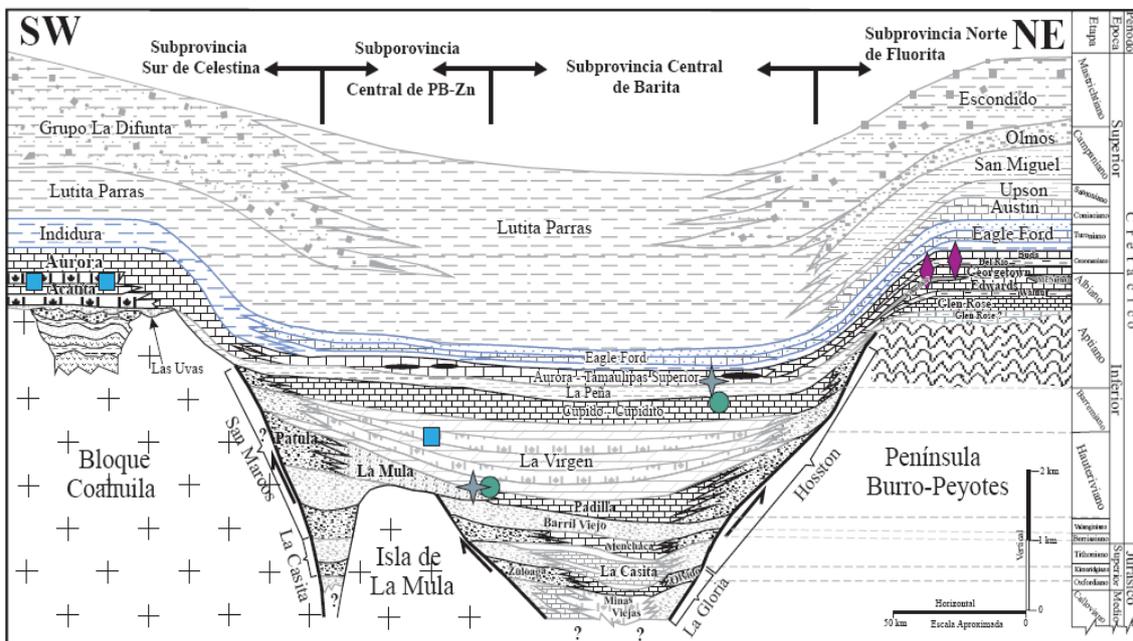


Fig.5.3. Sección transversal mostrando la configuración interna de la Cuenca Mezozoica del Noreste de México donde se puede observar la formación La Casita con posibilidad de contener hidrocarburos no convencionales. Fuente: *Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb*. F. González Sánchez, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, tomo LIX, 2007.

5.4. Otras cuencas sedimentarias con posibilidad en México

En la provincia de Coahuila se tiene también la Cuenca de Parras, misma que presenta condiciones que indican que puede tener posibilidad de resultar productora de gas en lutitas.

La Cuenca de Parras tiene a la Formación Parras, misma que se ubica en el Conaciano-Santoniano, es también conocida como Lutita Parras debido a que se trata de una masa potente de lutitas negras comprendidas entre la Formación Indidura (abajo) y la Formación Difunta (arriba). La localidad tipo está situada en las Lomas de San Pablo a 6.4 km., al NE de la Ciudad de Parras, Coahuila.

Esta unidad ha sido observada en el arroyo de Santiago en la Sierra de Parras y en el Cerro del Pilar al norte de la Estación Marte, pero aflora en la porción norte de la Sierra Torreón – Monterrey en la antefosa que se extiende al oeste y norte de Saltillo. Su litología es de lutitas carbonosas negras, físilas, nodulares y a veces calcáreas, que intemperizan en un color amarillento. El espesor de la columna general según Tardy es de 600 m.

Por otro lado la Cuenca del Golfo de California también presenta posibilidades, pues los estudios geoquímicos han definido la presencia de rocas generadoras en lutitas del Mioceno, que pudieron haber formado gas, el cual se originó recientemente, por el fuerte sepultamiento y los altos gradientes geotérmicos, superiores a 30°C/km y que llegan a alcanzar los 70°C/km en las zonas de apertura. En general, se considera que las condiciones adecuadas para la generación están restringidas a los puntos calientes relacionados a dichas zonas de apertura.

Otras cuencas con potencial a evaluar corresponden con la Cuenca Mesozoica del Centro de México, Cuenca de Tlaxiaco, Cuenca Guerrero-Morelos, etc. y todas las cuencas con yacimientos de gas convencional.

Tenemos que hay cuando menos dos Cuencas sedimentarias en nuestro país con un alto potencial, sin embargo es conveniente estudiar todas las cuencas sedimentarias de México, sobre todo evaluar el contenido de materia orgánica (COT), porcentaje de reflectancia y madurez del kerógeno; de esta manera se podrían descubrir yacimientos de gas no convencional que contribuiría a mantener o elevar la producción de gas natural en México.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- ◆ Las lutitas gasíferas son arcillas que funcionan como yacimiento y roca generadora del gas natural que contienen, el gas es típicamente seco y compuesto principalmente por metano (90%).
- ◆ El gas de lutitas se forma a partir de la materia orgánica depositada en ambientes anóxicos de poca energía sobre lutitas sometidas posteriormente a condiciones de presión y temperaturas óptimas para su correcta madurez.
- ◆ La producción y las reservas nacionales de gas están en declive y la demanda en nuestro país continuara en crecimiento, por lo que es urgente buscar nuevas alternativas de energía para soportar el declive en la producción mexicana de hidrocarburos.
- ◆ Los hidrocarburos no convencionales son una fuente alterna de energía de gran importancia, de entre estas se encuentra el gas en lutitas.
- ◆ Existen cuencas de hidrocarburos en México cuyas rocas generadoras tienen gran potencial de ser considerados como campos de lutitas gasíferas, siendo la Cuenca de Sabinas en Coahuila la que mejor posibilidad presenta, después se tiene a la Cuenca de Chihuahua.
- ◆ Las tecnologías de fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, usadas en EUA para la correcta explotación del gas en lutitas, son prácticas que se conocen en nuestro país, y que se pueden implementar para la explotación de gas en lutitas.
- ◆ Es necesario considerar la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales dentro de la cartera de proyectos del sector energético nacional.

Recomendaciones.

- ◆ Se debe reevaluar toda la información disponible del área nacional, para conocer y definir o descartar, la existencia de rocas con material orgánico con posibilidades de contener hidrocarburos no convencionales, particularmente el gas en lutitas.
- ◆ Se debe investigar en muy corto plazo, si existen o no algunos tipos de hidrocarburos no convencionales en el territorio Mexicano, evaluar sus reservas y evaluar la factibilidad de explotarlos comercialmente.
- ◆ Comenzar cuanto antes a implementar las tecnologías ya probadas de perforación y fracturamiento para explotar estos yacimientos de la mejor manera.
- ◆ Se recomienda realizar una evaluación integral de las características geológicas de las cuencas de Chihuahua y Coahuila, como áreas piloto con las mayores posibilidades de encontrar gas en lutitas susceptibles de explotarse con rendimiento económico.
- ◆ Se recomienda realizar estudios sobre los costos de extracción, ya que estos no deben ser demasiado altos para que sea atractiva la inversión económica.
- ◆ Lograr que los campos que contengan lutitas gasíferas sean considerados dentro de las líneas de acción en la Estrategia 1.3.3 dentro del Programa Sectorial de Energía 2007-2012 presentado por la Secretaría de Energía, donde se pretende “Promover el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en campos no convencionales y aquellos que impliquen retos importantes”.
- ◆ Buscar como minimizar la contaminación ambiental al explotar los campos de gas no convencional en lutitas.

Bibliografía

- Anthony Andrews, *Oil Shale: history, Incentives and Policy*, Report for congress CRS, Congressional Research Service, E.U.A., 13 de Abril de 2006.
- Castillo T. Carlos, *Notas de Geología de yacimientos petroleros*, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1980.
- Charles Boyer, John Kieschnick, Roberto Suarez Rivera, *Producción de gas desde su origen*, Oilfield Review, Schlumberger, E.U.A., Invierno de 2006.
- Charles W. Wickstrom, *Woodford Shale gas in Oklahoma*, Spyglass energy Group, Tulsa, Oklahoma, AAPG Anuel Convention, San Antonio Texas, E.U.A., 20 al 23 Abril de 2008.
- Creeties D. Jenkins, *Coalbed and Shale gas Reservoirs*, Schlumberger, JPT, E.U.A., Febrero 2008.
- Daniel Arthur, Brian Bohm, *Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs*, SPE 121038, 2009.
- Daniel M. Jarvie, *Unconventional Shale Resource Plays: Shale Gas and Shale Oil Opportunities*, energy Institute, Texas Chistian University, Worldwide Geochemistry, LLC, E.U.A., 22 de Junio de 2008.
- David C. Elliot, *The evaluation, classification and reporting of unconventional resources*, Alberta Securities Commission, SPE 114160, Canadá, 2008.
- Deputy Assistant Secretary for Petroleum Reserves, *Natural Strategic Unconventional Resource Model, a decisión support system*, Office of naval Petroleum and Oil Shale reserves, Departamento de energía de los E.U.A., Abril 2006.
- Ellison Miles Geotechnology Institute Brookhaven College, *Barnett Shale Symposium*, Farmers Branch, Dallas, Texas, E.U.A., 2003.
- Ellison Miles Geotechnology Institute Brookhaven College, *Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium*, , Farmers Branch, Texas, E.U.A., 22 y 23 de Junio 2004.
- Exxon Mobil, *Enabling Unconventional Resources*, 8th Foro de la industria del petróleo y gas en China en San Francisco, California, E.U.A., del 9 al 11 de Septiembre de 2007.
- Francis John Pettijohn, *Sedimentary Rocks*, 2da. Ed., Harper, New York, E.U.A., 1957.
- Gerald R. Coulter, Edward G. Benton, *Water Fracs and Sands Quantity: A barnett Shale Example*, SPE 90891, 2004.
- George Waters, Barry Dean, *Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Well in the Woodford Shale*, SPE 119635, 2009.
- Greg Swartz, *Optimization of Hidraulic Fracturing Techniques for Eastern Devonian Shales*, Terra Tek Research, SPE 10848, 1982.

- Halliburton White paper, *U.S. Shale Gas, An unconventional Resource. Unconventional Challenges*, Houston, Texas, E.U.A., 2008
- Harold Williams, Gary Addison, Brian AMcKinstry, *Gas Potential of Selected Shale Formations in the Western Canadian Sedimentary Basin*, Basim Faraj, GTI E&P Services Canada, Canadian Resources, GasTIPS, Canada, Invierno 2004.
- Herve Chamley, *Clay Sedimentology*, Springer, Berlin, Alemania, 1989.
- Javier Arellano Gil, *Identificación y Evaluación de los Recursos no convencionales de hidrocarburos en la provincia geológica de Chihuahua, México*, PEMEX, México D.F., Cd. Universitaria, Julio de 2008.
- John B. Curtis (CSM), David G. Hill (EnCana), Paul G. Lillis (USGS), *Realities of Shale Gas Resources: Yesterday, Today and Tomorrow*, E.U.A., Agosto de 2008.
- Joseph H. Frantz, Jr. And Valerie Jochen, *When your gas reservoir is unconventional so is our solution, Shale gas*, White paper, Schlumberger, E.U.A., Octubre de 2005.
- Lee R. Raymond, *HardTruths, facing the hard truths about energy, a comprehensive view to 2030 of global oil and natural gas*, Consejo Nacional del Petróleo, E.U.A., 2007.
- Lee H. Matthews, Gary Schein y Mark Malone, *Stimulation of Gas Shales: They're All the Same Right?*, SPE 106070, 2007.
- Lisa Sumi, *Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale*, Oil & Gas accountability Project, Earthworks, E.U.A., Mayo 2008.
- López Ramos E., *Geología General de México*, México D.F., 1980.
- McCurdy R., *CoalBed Methane (CBM) and CoalMine Methane (CMM) in North America where and why?*, NorWest Mine Services, Inc., E.U.A., Abril de 2002.
- Mario A. Guzmán Vega, J. Rogelio Román Ramos, IMP – PEMEX, *El Origen del Petróleo en las Subprovincias Mexicanas del Golfo de México*, Boletín AMGP Vol. XLIX, México 2001.
- *Martin County, Kentucky, C. E. Belinger, Horizontal Well in the Devonian Shale, Columbia Natural Resources Inc., SPE 23447, E.U.A., 1981.*
- Oil and Gas Investor, *Shale Gas*, Leslie Haines, Suplemento, E.U.A., Enero de 2006.
- Oil and Gas Investor, *Tight Gas*, Leslie Haines, Suplemento, E.U.A., Marzo de 2005.
- P.H. Stark, K. Chew, and Bob Frylund, *The role of Unconventional hydrocarbon resources in shaping the energy future*, IHS, International Petroleum Technology Conference, IPTC 11806, E.U.A., 2007.
- Paul E. Potter, J. Barry Maynard, Wayne A. Pryor, *Sedimentology of Shale, Study Guide and Reference Source*, 1ra. Ed, Springer, New York, E.U.A. 1980.
- PEMEX Exploración y Producción, *Subsistemas Generadores de la Región Norte de México*, Boletín AMGP Vol. XLIX, México 2001.

- Portilla E. Ochoa, *Lagunas Costeras de Veracruz*, Instituto de Investigaciones Biológicas, Universidad Veracruzana, Noviembre de 2005.
- Raúl González García, Noel Holguín Quiñones, *Las Rocas Generadoras de México*, PEMEX Coordinación de Exploración, Boletín AMGP Vol. XLII, México 1992.
- Sam Boggs, *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, 4ta. Ed., Upper Saddle River, Prentice Hall, New Jersey, E.U.A., 2006.
- Saradji B. S., *Recovery efficiency Aspects of Horizontal Well Drilling in Devonian Shale*, S.P. Salamy, SPE/DOE 16411, E.U.A. 1987.
- Samuel Eguiluz y de Antuñano, Servicio Geológico Mexicano, *Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de los Estudios de Plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México*, México, Abril de 2007.
- Secretaría de Energía, *Programa Sectorial de Energía 2007-2012*, México, 2007.
- Secretaría de Energía, *Diagnostico: Situación de Pemex*, México, 2008.
- Travis J. Kinley, Lance W. Cook, John A. Breyer, Daniel M. Jarvie, and Arthur B. Busbey, *Hydrocarbon potential of the Barnett Shale (Mississippian), Delaware Basin, west Texas and southeastern New Mexico*, Boletín AAPG, V. 92, No. 8, E.U.A., Agosto 2008.
- Voneiff G. W. and J.M. Gatens, *The Benefits of Applying Technology to Devonian Shale Wells*, SPE 26890, 1993.
- Walter Rose, Institute of Gas Technology; and Hans Olaf Pfannkuch, Universidad de Minnesota, *Unconventional ideas About Unconventional Gas*, SPE/DOE 10836, E.U.A., 1982.
- Waters G., J. Heinze, R. Jackson, *Use of Horizontal Well image Tools To Optimize Barnett Shale Reservoir Exploitation*, SPE 103202, 2006.
- Wood Mackenzie Energy, *Unconventional hydrocarbons, the hidden opportunity*, E.U.A., Abril de 2006.
- Yost A.B., W.K. Overbey, *Devonian Shale Horizontal Well: Rationale for Wellsite Selection and Well Design*, SPE/DOE 16410, 1987.