



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
“EVALUACIÓN DEL POTENCIAL
Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS
EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

RAQUEL CHÁVEZ ARTEAGA

DIRECTOR DE TESIS

ING. JAVIER ARELLANO GIL

NOVIEMBRE 2013





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN
OFICIO: IP/COR/041113/110
ASUNTO : Solicitud de Jurado Para Examen Profesional

Por medio del presente, la alumna **CHAVEZ ARTEAGA RAQUEL** registrada en esta facultad con el número de cuenta 304003916 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA** e inscrita en la modalidad de titulación denominada:

TITULACIÓN MEDIANTE TESIS O TESINA Y EXAMEN PROFESIONAL

quien cumpliendo los requisitos de egreso de su plan de estudios necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, presentó como trabajo escrito la **TESIS** con el siguiente título:

EVALUACION DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

solicita atentamente se sirva autorizar la programación de su examen profesional con el siguiente jurado, **que ha sido** previamente validado como personal académico activo de la UNAM y sin goce de periodo sabático.

ASIGNACIÓN	NOMBRE
PRESIDENTE:	ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL
VOCAL:	ING. JAVIER ARELLANO GIL
SECRETARIO:	M.C. NOE SANTILLAN PIÑA
1ER. SUPLENTE:	ING. HECTOR ERICK GALLARDO FERRERA
2DO. SUPLENTE:	M.C. IZA CANALES GARCIA

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 04 de Noviembre de 2013.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

P.A.
DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

El interesado deberá acudir dentro de los 20 días hábiles siguientes a la fecha del presente, a entregar la documentación necesaria para el examen, título y cédula, de acuerdo a los términos e indicaciones del instructivo correspondiente. De lo contrario, deberá obtener un refrendo del presente oficio por parte de este Comité de Titulación.

CCP: CHAVEZ ARTEAGA RAQUEL. El Interesado

FEX-3
ICH
[Firma]

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES

Por su apoyo, cariño y confianza que siempre me han brindado, por ser mí guía y mi ejemplo a seguir.

A MIS HERMANOS ALEJANDRA Y MAURICIO

Por su estímulo y apoyo para lograr mis metas.

A MIS AMIGOS

Porque sin ustedes no sería fácil, ustedes son la familia que elegí y que siempre tendrán un lugar en mí.

A MI FACULTAD DE INGENIERÍA

Por la preparación que me dio.

A MIS PROFESORES

Por sus conocimientos transmitidos

A RICARDO TELLEZ

Por su amor, confianza, paciencia, pero sobre todo por estar junto a mí en todo momento, te amo.

CONTENIDO

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1 GENERALIDADES	4
1.1 Introducción	4
1.2 Definición del concepto “lutita”	5
1.3 Arcillas que constituyen a las lutitas.	9
1.4 Origen del gas.....	14
1.5 Características y componentes generales de la lutita gasífera.	24
1.5.1 Características	24
1.5.2 Componentes fundamentales.....	26
1.6 Clasificación de los yacimientos de gas.....	27
1.7 Ubicación de Lutitas gasíferas en el mundo.....	28
1.8 Lutitas gasíferas en México.	42
1.8.1 Cuenca de Burgos.....	43
1.8.2 Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos	45
1.8.3 Provincia Tampico – Misantla	47
1.8.4 Cuenca de Veracruz.....	48
1.8.5 Cuenca de Chihuahua.....	49
2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA DE BURGOS	51
2.1 Ubicación	51
2.2 Tipo de cuenca.....	52
2.3 Estratigrafía	55
2.4 Evolución geológica	69
2.5 Evaluación geológica	96
3 ROCAS GENERADORAS Y ALMACENADORAS	102
3.1 Secuencias Jurásicas	103
3.2 Secuencias Cretácicas.....	104

3.3	Secuencias Cenozoicas	106
3.4	Tipo de materia orgánica.....	108
3.5	Maduración térmica	109
3.6	Potencial generador	115
4	DESARROLLO DE CAMPOS ANÁLOGOS.....	117
4.1	Campos análogos en el mundo	119
4.1.1	Canadá.....	120
4.1.2	China.....	126
4.1.3	África	131
4.1.4	Estados Unidos de América.....	136
5	MÉTODOS DE PERFORACIÓN	144
5.1	Perforación horizontal.....	146
5.1.1	Tecnología de Perforación Motor Dirigible (MS)	148
5.1.2	Grabador de Datos Dinámico de Fondo (DDDR)	149
5.1.3	Tecnología de Motor Premium	149
5.2	Fracturamiento Hidráulico	150
5.2.1	Diseño de la estimulación por fractura.	154
5.2.2	Monitoreo de la Fractura	157
5.2.3	Proceso de Fracturamiento Hidráulico y Equipamiento Utilizado.....	158
5.2.4	Fluidos Fracturantes y Aditivos	164
5.2.5	Transporte y disposición del agua.....	167
5.3	Simulación de Yacimientos de Gas de Lutita	168
	CONCLUSIONES	170
	BIBLIOGRAFÍA	172

RESUMEN

La Cuenca de Burgos es la más importante en producción de gas convencional no asociado de México; cuenta con cerca de una tercera parte de las reservas de gas del país, se localiza en la margen Noreste de la República Mexicana, cubre principalmente al estado de Tamaulipas, parcialmente al de Nuevo León, la margen Noreste de Coahuila y parte del Golfo de México. Fisiográficamente, forma parte de la planicie Costera del Golfo de México por lo que presenta un relieve suave y moderado conformado por lomeríos que van disminuyendo su altitud, hacia el oriente.

En la columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos se tienen dos formaciones arcillosas que constituyen lutitas gasíferas con potencial para su explotación comercial, donde la lutita actúa a la vez como roca generadora y como roca almacenadora. Este gas se almacena intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas, o también se encuentra adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en la lutita. Las características particulares de la lutita gasífera incluyen un alcance regional, ausencia de un contacto gas-agua, una recuperación final que por lo general es más baja que la de una acumulación convencional y una permeabilidad de matriz muy baja.

A pesar de sus características petrofísicas, se consideran a ciertas lutitas como objetivo de producción; sobre todo a aquellas que poseen la combinación adecuada de tipo de arcilla, contenido orgánico, madurez, permeabilidad, porosidad saturación de gas y fracturamiento de la formación.

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 fue de 13% en 2009 y se calcula que será de un 22% previsto en 2035, con respecto a la producción total.

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 estas rocas sedimentarias. 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 en la Cuenca de Burgos; la información de estudios geológicos y petroleros indica que se tienen importantes volúmenes de rocas generadoras, por lo que se infiere que se puede tener éxito en el aprovechamiento de este recurso.

Dentro de las secuencias sedimentarias de la Cuenca de Burgos que cuentan con lutitas gasíferas se encuentran la Formación La Casita del Jurásico Superior; los espesores de esta formación en su totalidad varían desde 60

hasta 800 m. Las concentraciones de carbono orgánico total son mayores al 1% en dicha formación.

Dentro de la secuencia del Cretácico, la Formación Eagle Ford presenta un comportamiento geoquímico de carbono orgánico superior a 1% y valores considerables de S_2 (Hidrocarburos potenciales) en secuencias arcillosas de grano fino, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras. Estas secuencias tienen continuidad con formaciones que actualmente están siendo explotadas en los Estados Unidos de América, lo que nos permite tener mayor certidumbre de éxito.

La perforación horizontal y las técnicas de fracturamiento hidráulico son necesarias en la producción de gas en lutitas, operaciones que no son 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 constituye una excelente opción para incrementar la producción de gas en nuestro país.

ABSTRACT

“POTENTIAL EVALUATION AND DEVELOPMENT OF SHALE GAS FIELDS IN THE BURGOS BASIN”

The Burgos Basin is the most important basis related to non-associated conventional gas production in Mexico; it counts with nearly one third of the non-associated gas reserves of the country. The basin is located in the Northeast margin of the Mexican Republic; it covers mainly Tamaulipas State, partially Nuevo León, the Northeast region of Coahuila and a part of the Gulf of Mexico. Physiographically, forms part of the Gulf of Mexico coastal plain, presents a soft relief conformed by hills which decrease in altitude to the East.

In the stratigraphic column of Burgos Basin there are two shale formations that constitute shale gas where the gas is generated locally; the shale acts at the same time as source rock and reservoir rock. This gas is interstitial stored in the porous spaces, between the rock grains or in the fractures, or be absorbed on the surface of the organic components of the shale. The particular characteristics of the shale gas includes a regional scope, the lack of a seal and a trap, the absence of gas-water contact, the presence of natural fractures; a final recovery generally lower than a conventional accumulation and a very low permeability matrix.

Despite of its petrophysical properties it's considered that certain shale as a production objective; especially those who possess the right combination of type of clay, organic content, maturity, permeability, porosity, gas saturation and formation fracturing.

The shale gas has gained strength from the 90s of last century, mainly in USA, who is the country with the greatest gas production coming from non-conventional reservoirs (methane gas in coal, gas in tight sands and shale gas) because the non-conventional gas production percentage increases from 13 % in 2009 and its calculated to be 22% in 2035.

The shale gas production consists in exploit the gas from the mother rock, which has a certain organic material percentage and with the proper pressure and temperature generates gas to fill the small pore spaces of the sedimentary rock. The shale gas production jumped with the development of new technologies, allowing an optimization in the development of shale gas fields; these technological advances are the horizontal drilling and the hydraulic fracturing, and helped to increase the production in more than 200 % in comparison to others oil fields developed before the implementation of these technologies in non-conventional reservoirs.

In our country there exist a wide possibilities of success in the exploration and exploitation of this resource in Burgos Basin; the geological and petroleum surveys information indicates the existence of important volumes of source rocks, allow us to think in a successful using of this non-conventional hydrocarbon resource.

Within the sedimentary sequences of Burgos Basin that count with shale gas we found the formation "La Casita" from the Superior Jurassic; the thickness of this formation goes from 60 to 800 m (González- Sánchez, et al., BSGM, 2007). The total organic carbon concentrations are greater than 1% in such formation.

In the Cretaceous sequence, the Eagle Ford Formation presents a geochemical behavior of organic carbon superior to 1% and considerable values of S₂ (potential hydrocarbons) in a good portion of the surveys, allowing catalogue it as source rocks. These sequences have continuity with formations that now are being exploited in the U.S., allowing us to have greater certainty of success.

The horizontal drilling and the techniques of hydraulic fracturing are not unknown operations for the Mexican engineering, and with this scenario of a growing energy need, the exploitation of the shale gas fields would be an excellent option that we cannot let pass to increase the gas production of our country

1 GENERALIDADES

1.1 Introducción

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 primer lugar dentro de las fuentes convencionales de energía utilizadas; sin embargo, la manera de obtenerlos cada vez se dificulta más, ya que la era de petróleo fácil se ha terminado. Por lo que los retos que la industria deberá enfrentar para satisfacer la demanda de petróleo y gas serán mayores en los próximos años.

En la civilización moderna, la disponibilidad de energía está fuertemente ligada al nivel de bienestar, a la salud y la duración de la vida del ser humano. En realidad vivimos en una sociedad que se puede denominar como “energívora”. En esta sociedad, los países menos desarrollados muestran los consumos más bajos de energía, mientras que los países más industrializados utilizan grandes cantidades de la misma, sin embargo, este escenario está cambiando de forma drástica; cambio que se acentuará en los próximos años, donde serán precisamente los países en vías de desarrollo quienes experimenten con mayor rapidez un aumento en su consumo de energía debido al incremento que tendrán tanto en sus poblaciones como en sus economías.

Debido a la necesidad energética que se presenta a nivel mundial, es necesario el desarrollo y explotación de yacimientos que generen una gran cantidad de recursos, lo que implica el desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales. Además el reciente incremento del consumo de gas natural involucra un mayor enfoque en yacimientos de este recurso, como son los yacimientos de gas en lutitas.

El gas en lutitas ha tomado fuerza a partir de la década de los 90 del siglo pasado, principalmente en 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). En Estados Unidos, la aplicación exitosa de nuevas tecnologías permitió la producción comercial de gas en lutitas a gran escala en la última década. En este país la producción de este recurso pasó de representar el 2% de la producción de gas seco en el año 2000, a más del 35% en la actualidad (SENER, 2013).

1.2 Definición del concepto “lutita”.

El término “lutita” corresponde con una roca sedimentaria acumulada principalmente en ambientes sedimentarios de baja energía, que se caracteriza por presentar una estructura laminar (Figura 1.1). Por otra parte el término “lutita”, es usado para referirse a rocas detríticas de grano fino, compuestas principalmente de arcillas de diversa procedencia.



Figura 1.1. Evidencia de la fisibilidad en afloramientos de lutitas de la Formación Vaca Muerta (Questerre Energy 2009).

En términos petrofísicos, “lutita” se ha utilizado genéricamente para distinguir componentes clásticos finos acumulados en algunos segmentos de cuencas sedimentarias de baja energía, que se diferencian de las rocas que tienen componentes más gruesos como arenas o gravas que al litificarse constituyen areniscas o conglomerados. Los componentes más finos como limos y arcillas que a menudo constituyen la matriz de las rocas clásticas de grano grueso son partículas que se encuentran entre los granos de mayor tamaño. Los lodos finos que forman delgadas laminas interestratificadas corresponden con “lutitas” al litificarse.

Las lutitas están constituidas principalmente por minerales de arcilla, en una proporción que puede variar entre 15% y 100% de minerales complementarios como: el cuarzo, los carbonatos y los feldespatos. De esto se deduce que las lutitas cumplen un amplio rango de composiciones y pueden tener propiedades mecánicas, petrofísicas y físico-químicas muy diferentes, dependiendo de dicha composición (Sánchez, 1999).

Las lutitas se caracterizan por poseer una baja permeabilidad y una alta sensibilidad al agua. Los pequeños radios de poro y la retención de agua por parte de las arcillas explican por qué las lutitas se consideran frecuentemente impermeables. La permeabilidad de las lutitas se encuentra por lo general en el orden de los nanodarcies (10^{-9} D). El tamaño promedio de poro de las lutitas oscila entre 1 y 10 nm. Como consecuencia, los mecanismos de transporte, tanto hacia adentro como hacia fuera de la formación, son muy lentos. La porosidad total de las lutitas disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede con otras rocas.

Las lutitas se pueden clasificar de distintas maneras: a) según su comportamiento durante la perforación (Walker, 1998), b) según el grado de compactación (O’ Brien y Chenevert, 1973), y c) según su textura (Mondshine, 1966).

a) Según su comportamiento durante la perforación las lutitas se clasifican en cuatro grandes grupos:

- Lutitas dispersables: son arcillas que se hidratan y se dispersan en presencia de fluidos de perforación base agua, incrementando el peso y modificando las propiedades reológicas del fluido y creando cavernas en el pozo.
- Lutitas hinchables: son arcillas hidratadas y débilmente consolidadas. Durante la perforación estas lutitas disminuyen el diámetro del hoyo (colapso) y se adhieren a la barrena y/o sarta, lo cual puede conducir al atascamiento de la sarta. Adicionalmente, los recortes de estas lutitas se mezclan en el lodo, aumentando su viscosidad y creando toda clase de fenómenos de pega.
- Lutitas dispersibles: son lutitas moderadamente hidratables, que presentan un comportamiento dúctil. Durante la perforación los fragmentos se desprenden fácilmente del pozo, pero no se hinchan ni se dispersan, permaneciendo intactos hasta llegar a la superficie. En ciertas secciones se pueden acumular produciendo altos torques y arrastres.
- Lutitas frágiles: durante la perforación el comportamiento de estas lutitas es tal que se produce desmoronamiento progresivo de las paredes del pozo. Sin embargo, estos desmoronamientos se presentan con cierto retraso que a largo plazo pueden originar grandes cavernas en el pozo.

b) Según el grado de compactación las lutitas se clasifican en cinco tipos:

- Lutitas reactivas: por lo general se encuentran a profundidades menores de 1,500 m, por ello su falta de compactación y alto contenido de agua. Estas lutitas se caracterizan por poseer porosidades de 60%,

densidades moderadas y son altamente reactivas al agua. Están constituidas en su mayoría por esmectita (entre 20 y 40%) y agua.

- Formaciones sub-compactadas: son por lo general de origen reciente, pero pueden encontrarse en algunas ocasiones a profundidades de 8,000 m. Son de comportamiento plástico y se caracterizan por poseer altos contenidos de agua.

- Formaciones compactadas: bajo la acción combinada de la temperatura y la presión, el espacio interlaminar de las esmectitas tiende a disminuir y a formar enlaces más fuertes. Los cationes que poseen cierta movilidad relativa, como el sodio, son removidos de la estructura por otros cationes, como el calcio y el potasio. Asociado a este intercambio iónico, se produce una disminución de la porosidad, el contenido de agua, el área superficial y la reactividad, así también ocurre un aumento de la densidad. Aunque son menos reactivas, estas formaciones producen problemas que dependen del tiempo.

- Formaciones sobre-compactadas: debido a los movimientos tectónicos o a la erosión de los sedimentos superiores, estas formaciones ascendieron a la superficie, como consecuencia su contenido de agua es muy bajo a lo esperado a esas condiciones de esfuerzos, lo que favorecerá una rápida hidratación.

- Formaciones sobre-presurizadas o topes de yacimientos: estas lutitas se caracterizan por contener compuestos orgánicos (petróleo o gas) y agua de poro.

c) Según el grado de textura las lutitas se clasifican en cinco grupos diferentes:

- Lutitas suaves: constituidas por montmorillonita e illita, con porcentajes de agua en el rango de 25-70 % y una densidad entre 1.2-1.5 g/cm³.

- Lutitas firmes: constituidas por illita, capas mixtas y montmorillonita, con porcentajes de agua entre 15-25% y densidades entre 1.5 y 2.2 g/cm³.
- Lutitas firme-dura: tienen el mismo contenido de arcilla que las lutitas firmes, con la diferencia del porcentaje de agua 2-5% y de densidad 2.3- 2.7 g/cm³.
- Lutitas duras: presentan alta cantidades de illita con trazos de montmorillonita. El porcentaje de agua oscila entre 3-10% con densidades entre 2.2 y 2.5 g/cm³.
- Lutitas frágiles: están constituidas por illita, caolinita y clorita, con porcentajes de agua entre 2 y 5% y densidades entre 2.5 y 2.7 g/cm³.

1.3 Arcillas que constituyen a las lutitas.

Desde el punto de vista granulométrico las arcillas se definen como sólidos coloidales, cuyo tamaño es menor a 2 µm. Los minerales de arcilla forman parte del grupo de los filosilicatos, que se caracterizan por poseer láminas alternadas de tetraedros y octaedros (Sánchez, 1999).

Los minerales de arcilla son de naturaleza cristalina, y la estructura atómica de sus cristales es el principal factor que determina sus propiedades. La mayoría de las arcillas tienen una estructura tipo mica, esto es, placas delgadas de cristales apiladas cara a cara. Una placa sencilla es llamada estructura unitaria, y está compuesta de átomos en un empaquetamiento cerrado de configuración octaédrica o tetraédrica (Rengifo, 1999). En la configuración octaédrica (Figura 1.2), los iones oxígeno o hidróxilo forman dos planos coordinados con iones aluminio, hierro o magnesio localizados en el centro del octaedro.

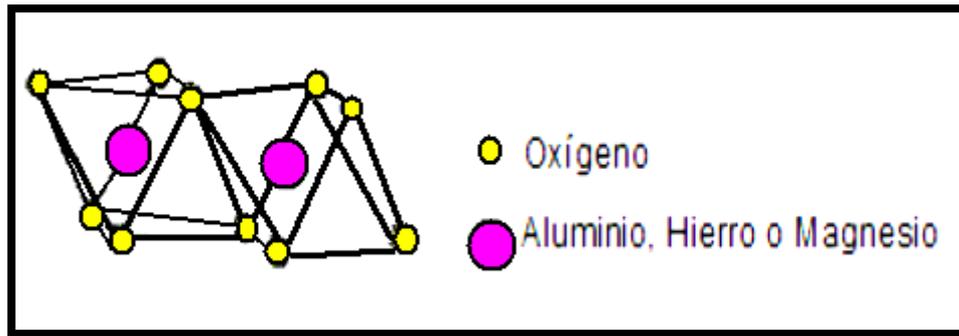


Figura 1.2. Capa octaédrica (Sánchez, 1999).

En la configuración tetraédrica (Figura 1.3), un átomo de silicio se ubica equidistante de los cuatro átomos de oxígeno o hidróxilo para balancear eléctricamente la estructura. Los oxígenos o hidróxilos se encuentran en los vértices del tetraedro.

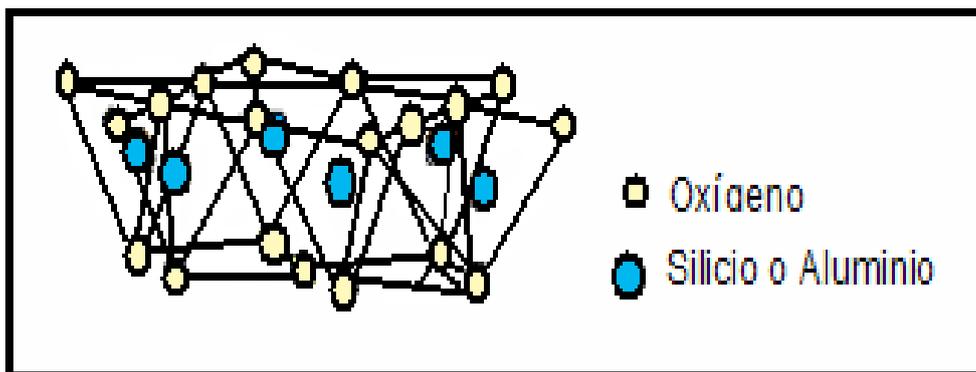


Figura 1.3. Capa tetraédrica (Sánchez, 1999).

Las diferentes combinaciones y modificaciones pueden conformar 26 distintos minerales de arcilla. Los minerales de arcilla se pueden construir a partir de diferentes relaciones de capas tetraédricas y capas octaédricas. El grupo más amplio es el mineral del tipo 2:1 (2 capas tetraédricas/1 capa octaédrica); también existen minerales de tipo 2:1:1 y 1:1. En la Tabla 1.1 se muestra las propiedades y las estructuras de algunos tipos de arcillas.

Propiedad	Caolinita	Mica	Montmorionita	Atapulgita	Clorita
Tipo de capa	1:1	2:1	2:1	2:1	2:1:1

Tabla 1.1. Estructura y propiedades de los minerales de arcillas.

Los grupos de minerales de arcilla que a continuación se presentan son los más comunes y de mayor interés en la tecnología de fluidos de perforación.

La caolinita está compuesta por una capa tetraédrica sencilla y una capa de alúmina dioctaédrica sencilla; la capa tetraédrica está unida a la capa octaédrica de modo tal que los hidróxilos en la cara del octaedro se ubican junto a los oxígenos en la cara del tetraedro (Figura 1.4). Las cargas dentro de la estructura están balanceadas, y existen muy pocas sustituciones superficiales. Existen hidrógenos fuertemente unidos entre las capas sucesivas de la unidad básica, lo cual previene la expansión superficial.

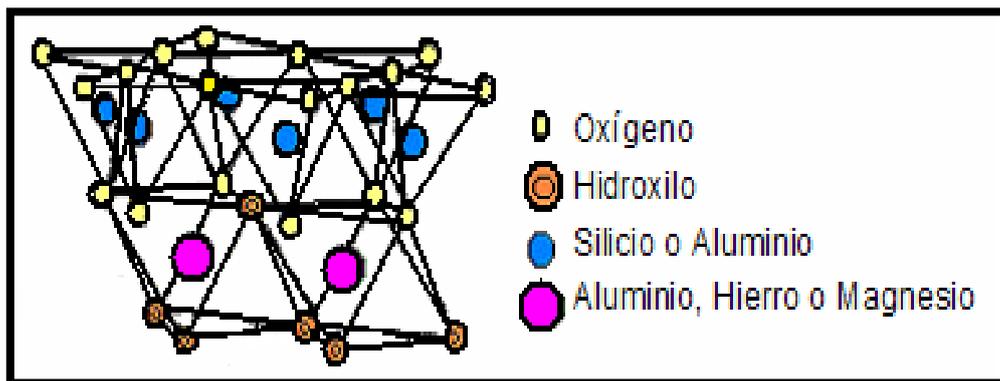


Figura. 1.4. Estructura de la caolinita (Sánchez, 1999).

Esta arcilla se encuentra ampliamente en lutitas y depósitos marinos. Existe una tendencia a la transformación de la caolinita a illita y clorita a grandes profundidades.

La illita pertenece a la clase de minerales llamados micas. La mica es un mineral del tipo 2:1, en el cual dos capas tetraédricas empaquetan una capa octaédrica, tal como muestra la Figura 1.5, que corresponde a la estructura de la illita.

Las dos características más importantes de las micas son: a) que la sustitución isomorfa ocurre principalmente en la capa tetraédrica, donde el silicio es reemplazado por aluminio o hierro, y b) que la deficiencia de carga entonces producida se balancea por iones potasio.

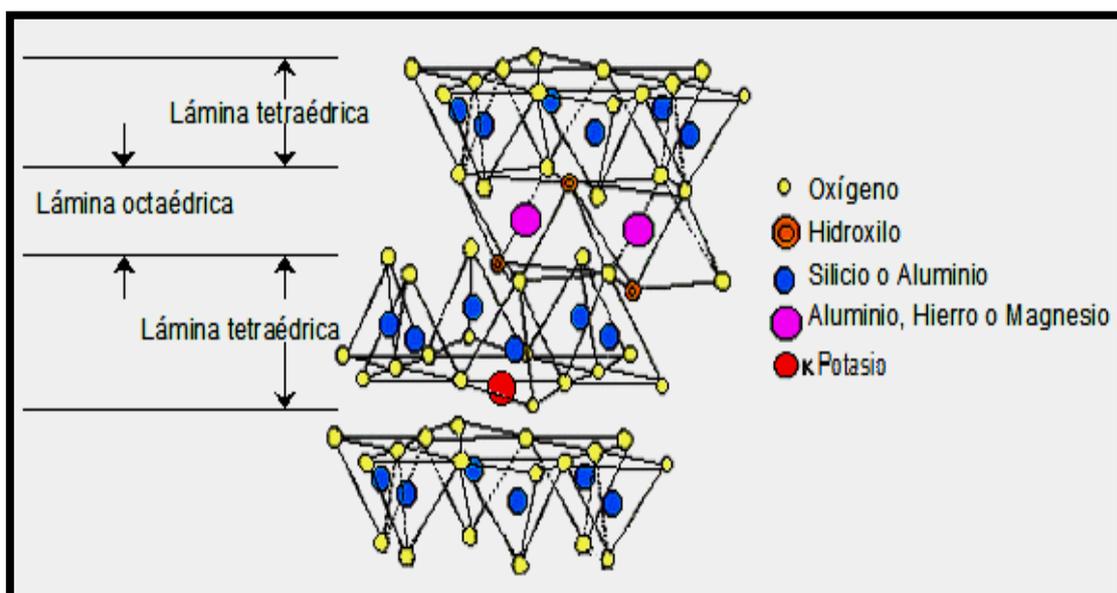


Figura 1.5. Estructura de la mica illita (Sánchez, 1999).

La montmorillonita es el principal mineral de arcilla en la bentonita. Es el mineral más conocido dentro del grupo de minerales llamados esmectitas. La Figura 1.6 muestra un diagrama de su estructura. La expansión de la esmectita, al entrar en contacto con el agua, se debe a las sustituciones iónicas que ocurren principalmente en la capa octaédrica. La carga se encuentra en el centro de la capa; los cationes que están asociados con el mineral para balancear la carga iónica (cationes intercambiables) son incapaces de

acercarse lo suficientemente al sitio de carga negativa como para neutralizar completamente el carácter iónico del catión o la superficie del mineral. Este carácter iónico residual provee la fuerza atractiva para la adsorción de moléculas polares, tales como el agua, entre las láminas unitarias.

La montmorillonita expansible puede existir en cantidades apreciables en las lutitas como resultado de la caída de ceniza volcánica en un ambiente marino.

La estructura de la clorita consiste en láminas alternadas del tipo brucita/mica, en las cuales las deficiencias de carga en la superficie de la mica son balanceadas por una capa de brucita (Figura 1.7). La clorita tiende a ser asociada con sedimentos más antiguos, por lo que la caolinita y esmectita tienden a ser reemplazadas por cloritas e illitas.

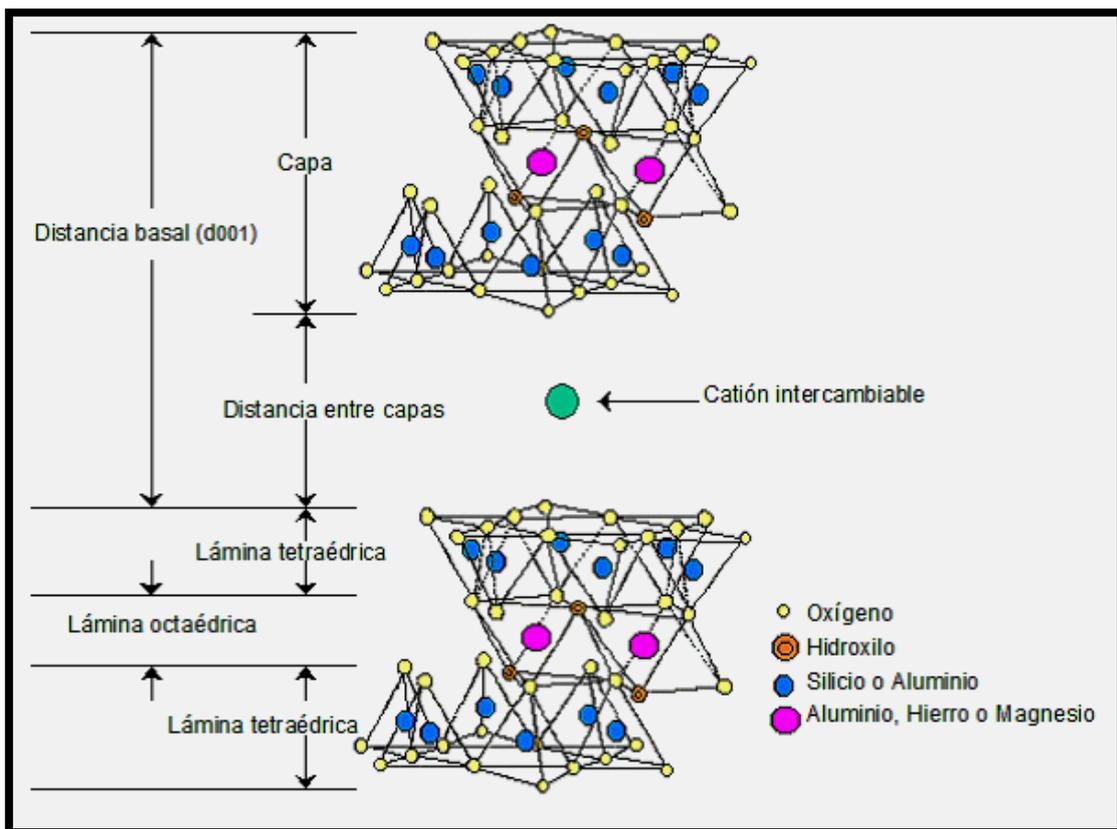


Figura 1.6. Estructura de la montmorillonita-esmectita (Sánchez, 1999).

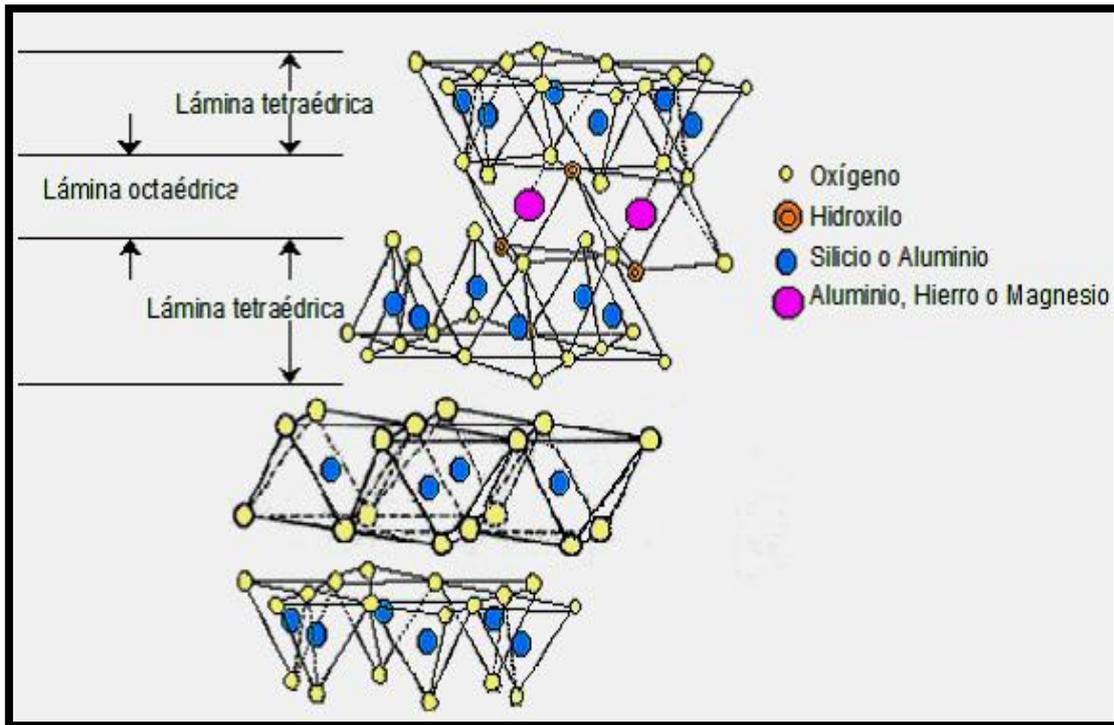


Figura 1.7. Estructura de la clorita (Sánchez, 1999).

1.4 Origen del gas.

Las lutitas están constituidas de partículas del tamaño de la arcilla y en menor proporción de limo, que al estar consolidadas forman 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 recursos petroleros. No obstante se sabe que algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica, suficiente para generar hidrocarburos líquidos o gaseosos. Si estas lutitas poseen efectivamente la capacidad de generar petróleo o gas, dicha capacidad depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánica que contiene, de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis, de la magnitud y duración del proceso de calentamiento a la que se sometió.

La materia orgánica (los restos de animales o plantas) puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas, sin embargo, antes de

que se produzca esta transformación, 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 de materia animal o vegetal después de su acumulación es consumido por otros animales o bacterias, por lo que para que se preserve se requiere de un sepultamiento rápido en un ambiente anóxico 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 de 0.5 mililitros de oxígeno disuelto 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 ulterior incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo por lo que la materia orgánica madura lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades debidas al sepultamiento. Con este calentamiento, la materia orgánica fundamentalmente compuesta de lípidos del tejido animal y materia vegetal o lignina, de las células vegetales, se transforman en kerógeno. Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco.

El kerógeno, es 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 producirá en el caso de que existan las condiciones geológicas y geoquímicas adecuadas.

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 reelaborada 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 principalmente aceitífero, 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 en el mundo.

Kerógeno Tipo II: acumulado habitualmente en medio reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton reelaborados 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 catagénesis.

Kerógeno Tipo IV: generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos re-depositados 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 está compuesto por materia orgánica residual, con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno. Se le considera una forma de “carbón muerto”, sin potencial para la generación de hidrocarburos.

En la figura 1.8 se muestran los diferentes tipos de kerógeno de acuerdo a su evolución, considerando la relación carbono-oxígeno y carbono-hidrógeno y el tipo de hidrocarburo generado.

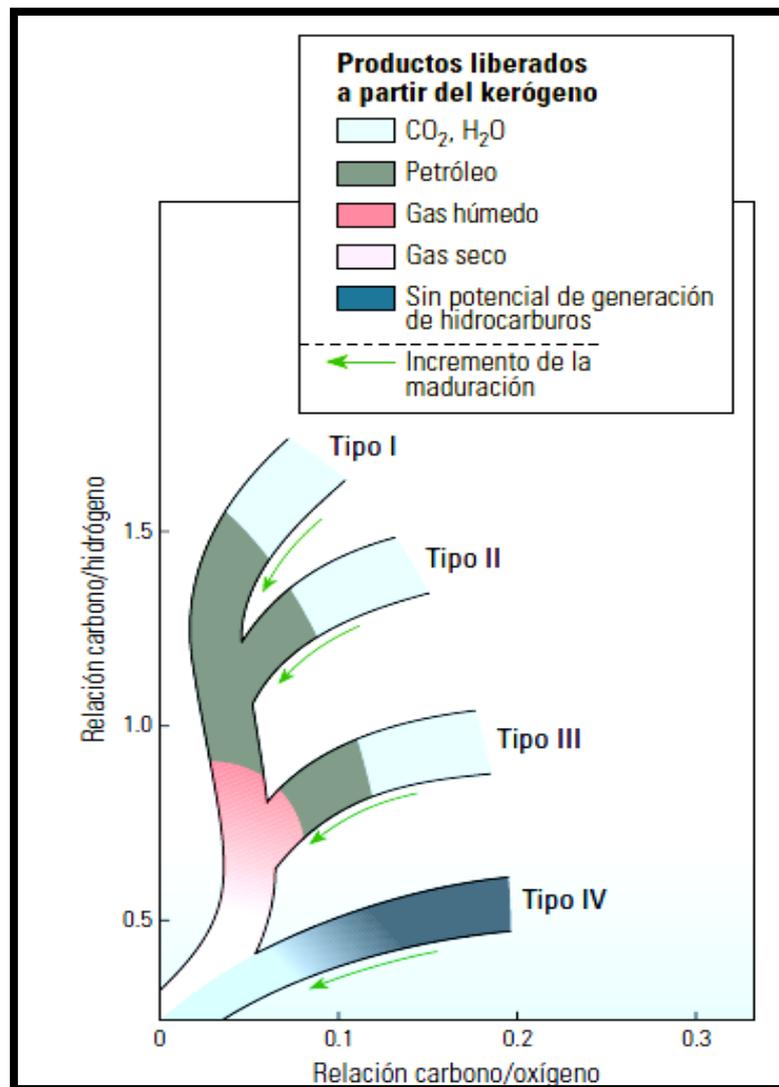


Figura 1.8. Evolución del kerógeno. Un diagrama de Van Krevelen modificado muestra los cambios producidos en el kerógeno por el aumento del calor durante el sepultamiento (Modificado de Boyer, et al., 2006).

A partir de este análisis, podemos plantear la siguiente generalización: los kerógenos marinos o lacustres (Tipos I y II) tienden a producir más hidrocarburos líquidos, mientras que los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas. Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los Tipos II y III, son más comunes en facies arcillosas marinas o de ambientes de transición.

Una cuestión recurrente en lo que respecta a esta clasificación de los kerógenos es la relacionada con el contenido de hidrógeno. Los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno desempeñan un rol más importante en la generación de hidrocarburos líquidos. Por el contrario, el kerógeno con menores cantidades de hidrógeno generará gas. Después de agotado el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible.

La madurez del kerógeno depende de los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos que requieren temperatura y tiempo. La temperatura 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 los millones de años del proceso de sedimentación.

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 aceite y/o gas. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. Con el sepultamiento y el incremento de la temperatura, la materia orgánica remanente se convierte en kerógeno. La mayor profundidad de sepultamiento y el incremento del calor transforman el kerógeno para producir bitumen, luego hidrocarburos líquidos y por último 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 tres grandes pasos que corresponden con la diagénesis, catagénesis y metagenesis (Figura 1.9).

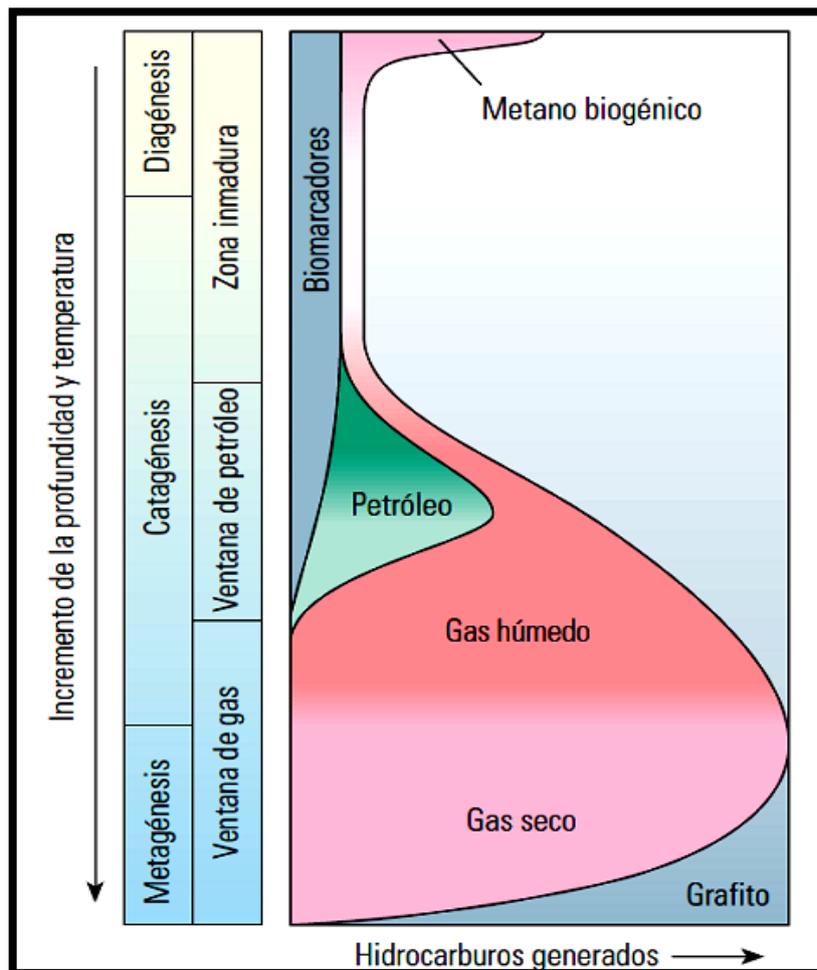


Figura 1.9. Transformación térmica del kerógeno (Modificado de Boyer, et al., 2006).

La diagénesis inicia el proceso, el cual se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a baja temperatura, habitualmente a temperaturas inferiores de 50 ° C aproximadamente.

Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos empiezan a descomponer el material orgánico. Los procesos biológicos también alterarán la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado. En esta etapa, la degradación bacteriana puede producir metano biogénico. Con el incremento de las temperaturas y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen.

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

La catagénesis generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando de ese modo la temperatura en el rango de aproximadamente 50° a 150° C, lo que produce la ruptura de los enlaces químicos de la materia orgánica contenida en la lutita (kerógeno). Los hidrocarburos son generados durante este proceso, siendo los incrementos de temperatura y presión ulteriores los que producen el craqueo secundario de las moléculas del petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas de gas 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 que tienen lugar estos cambios, las temperaturas oscilan entre 150 y 200°C aproximadamente.

En general, durante la catagénesis, el proceso de alteración del kerógeno, comúnmente conocido como “maduración”, produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno cada vez mayor, llegando finalmente a gas metano. Y a medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez asociada con la temperatura, su composición química cambia progresivamente, transformándose al final de la metagénesis en un residuo carbonáceo con contenido de hidrógeno decreciente, que finalmente termina como grafito cuando ocurre metamorfismo.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

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 donde se acumulan. 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 en lutita los hidrocarburos deben ser producidos directamente desde la roca generadora.

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutitas, a menudo en conjunción con la evaluación detallada de los registros geofísicos de pozos perforados previamente; las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, núcleos de pared de pozo, recortes de la formación y muestras de los afloramientos. El objetivo principal de las pruebas es determinar si 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 a partir del kerógeno (Figura 1.10), se ha desarrollado una diversidad de técnicas geoquímicas sofisticadas para evaluar el Contenido Orgánico Total (COT) y madurez de las muestras.

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
> 12	Excelente

Figura 1.10. Contenido orgánico de la roca generadora. El valor de corte mínimo para las lutitas se consideran normalmente un TOC de 0.5% (Modificado de Boyer, et al., 2006).

La reflectancia de la vitrinita es otra herramienta de diagnóstico para evaluar la

maduración de la materia orgánica en rocas con potencial generador. La vitrinita es un componente clave del kerógeno, la cual es una sustancia brillante

formada de la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización irreversible y compleja, lo que se traduce en un incremento de reflectancia. La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para diagnosticar la clase, o madurez térmica de los carbones de las minas de carbón. Esta técnica fue posteriormente expandida para evaluar la madurez térmica de los kerógenos. Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos; estos rangos pueden finalmente dividirse en ventanas de petróleo y gas.

La reflectividad (R) 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 (R_o). Cuando se determina un valor medio de reflectividad de la vitrinita a partir de muestras múltiples; se designa como R_m .

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de R_o varían de un tipo orgánico y otro; esto significa que el inicio de la generación de hidrocarburos en materia orgánica Tipo I y Tipo II pueden ser diferentes entre sí. Y, dado que el rango de temperatura de la ventana de gas se extiende más allá del rango del petróleo, los valores de R_o para el gas mostraran un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Por lo tanto, los valores de maduración altos ($R_o > 1.5\%$) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de maduración intermedios ($1.1\% < R_o < 1.5\%$) indican 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 valores de R_o por debajo de estos rangos indican kerógeno inmaduro.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

Otras propiedades de la lutita que es de utilidad para poder estimar su potencial como rocas generadoras a partir de los registros geofísicos de pozos, que en ciertos casos producen respuestas características (Figura 1.11). La actividad intensa de 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 debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de fluido y tipo de arcilla. Las densidades volumétricas son a menudo bajas debido al contenido de arcilla y presencia de kerógeno, que posee un peso específico bajo de 0.95 a 1.05 g/cm³.

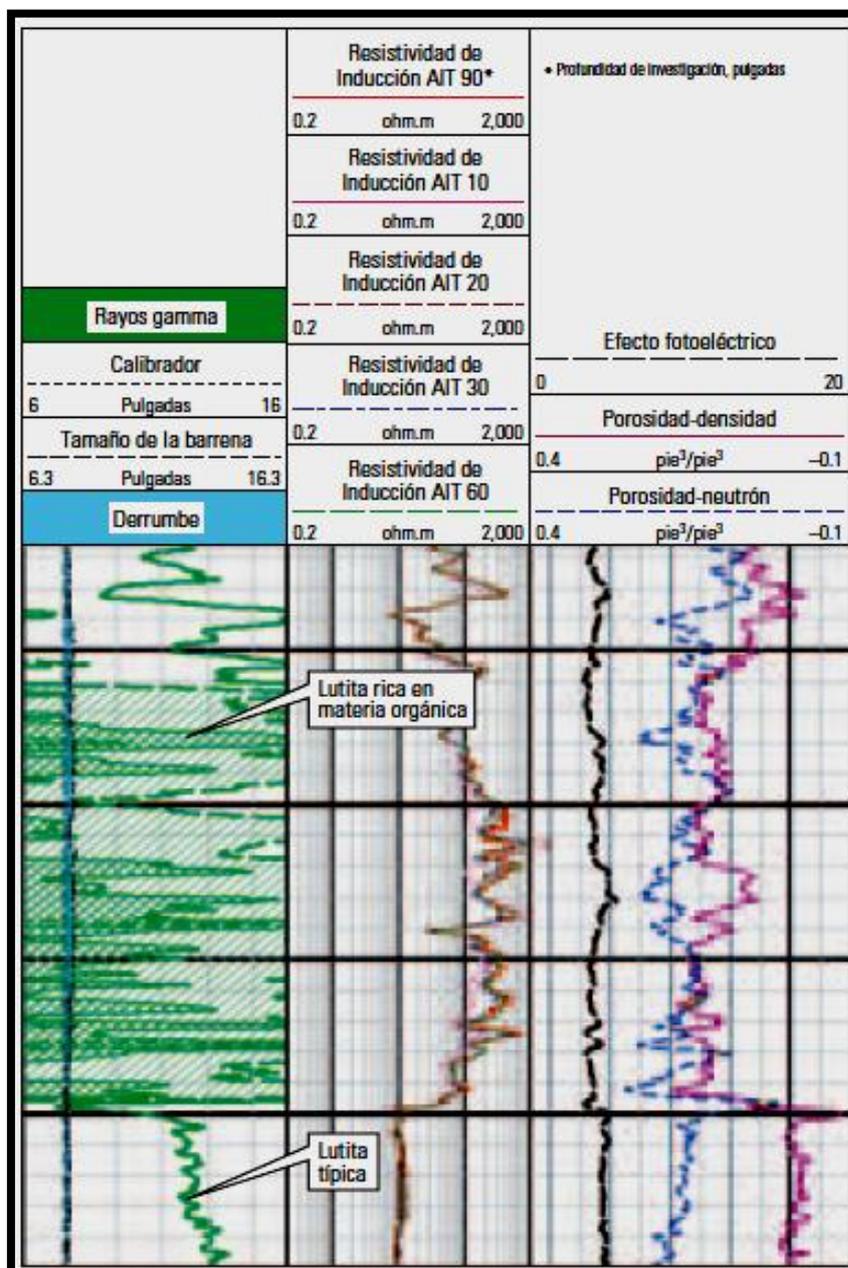


Figura 1.11. Registro geofísico de lutita gasífera. Las lutitas gasíferas se caracterizan por una intensa actividad de rayos gamma, alta resistividad, baja densidad volumétrica y bajo efecto fotoeléctrico, en comparación con las lutitas convencionales (Oilfield Review, 2007).

Los registros geofísicos de pozos se utilizan además para investigar 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 cuales pueden determinar el contenido orgánico de la lutita y calcular el gas adsorbido. Los registros geoquímicos permiten además que los petrofísicos diferencien distintos tipos de arcilla y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de la productividad y para la determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico subsiguientes.

Estos análisis apoyan la interpretación sobre la estratigrafía, la madurez del kerógeno y la temperatura en función de la profundidad. Si se complementa con la evaluación de los registros y el análisis petrofísico, esta información ayuda a caracterizar la variabilidad de la madurez del kerógeno y a explorar en busca de localizaciones en las que puedan existir acumulaciones de gas comercial.

1.5 Características y componentes generales de la lutita gasífera.

1.5.1 Características

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 o arcillo-calcáreas, en función del sedimento más abundante.

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 transportó. 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 aproximadamente la mitad de la columna geológica de cualquier cuenca sedimentaria. Schuchert (1931), estimó que en una cuenca sedimentaria común, el porcentaje de lutitas es del 44%; Leith y Mead (1915), estima que tienen 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 de las rocas.

A pesar de su abundancia, las lutitas no están expuestas de forma abundante como ocurre con las areniscas y calizas que son rocas más resistentes al intemperismo y erosión, ya que debido a su grano fino no son tan fáciles de preservar en la superficie terrestre ya que 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 convencional. Por estos motivos, la descripción, clasificación y la interpretación de las lutitas son poco exactas al respecto.

Las principales características que debe reunir una lutita gasífera se muestran en la Tabla 1.2.

Criterios	Descripción	Rango de valor
COT	Carbono Orgánico Total (peso %)	4-6 %
Madurez Termal	Medida de la Madurez Termal/calculada por reflectancia de vitrinita (%Ro)	> 1.2 %Ro (gas)
Espesor	Espesor 'Continuo' del la fuente (roca generadora)/almacén	> 15-30 m
Profundidad	Lo suficientemente “Profunda” para soportar la presión, pero lo suficientemente somera para la economía ... <u>levantamiento/erosión!</u>	> 1000 m < 3,000 m
Fracturabilidad	Alto contenido de cuarzo y/o carbonato, bajo contenido de arcilla mineral.	> 50% cuarzo y/o carbonato
Entrampamiento	Sello o elementos de confinamiento para atrapar aceite/gas y limitar el rango de fracturamiento	

Tabla 1.2. **Criterios Geológicos para la evaluación de recursos en Lutitas** (Tomado de CMP, Schumberger, 2012).

1.5.2 Componentes fundamentales

Los principales componentes que deben existir para que se tenga un yacimiento que aporte producción de gas en lutitas son (Figura 1.12).

- Fracturas naturales
- Permeabilidad
- Espesor
- Mineralogía
- Presión
- Gas libre
- Maduración

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

- Contenido orgánico
- Fragilidad
- Gas adsorbido

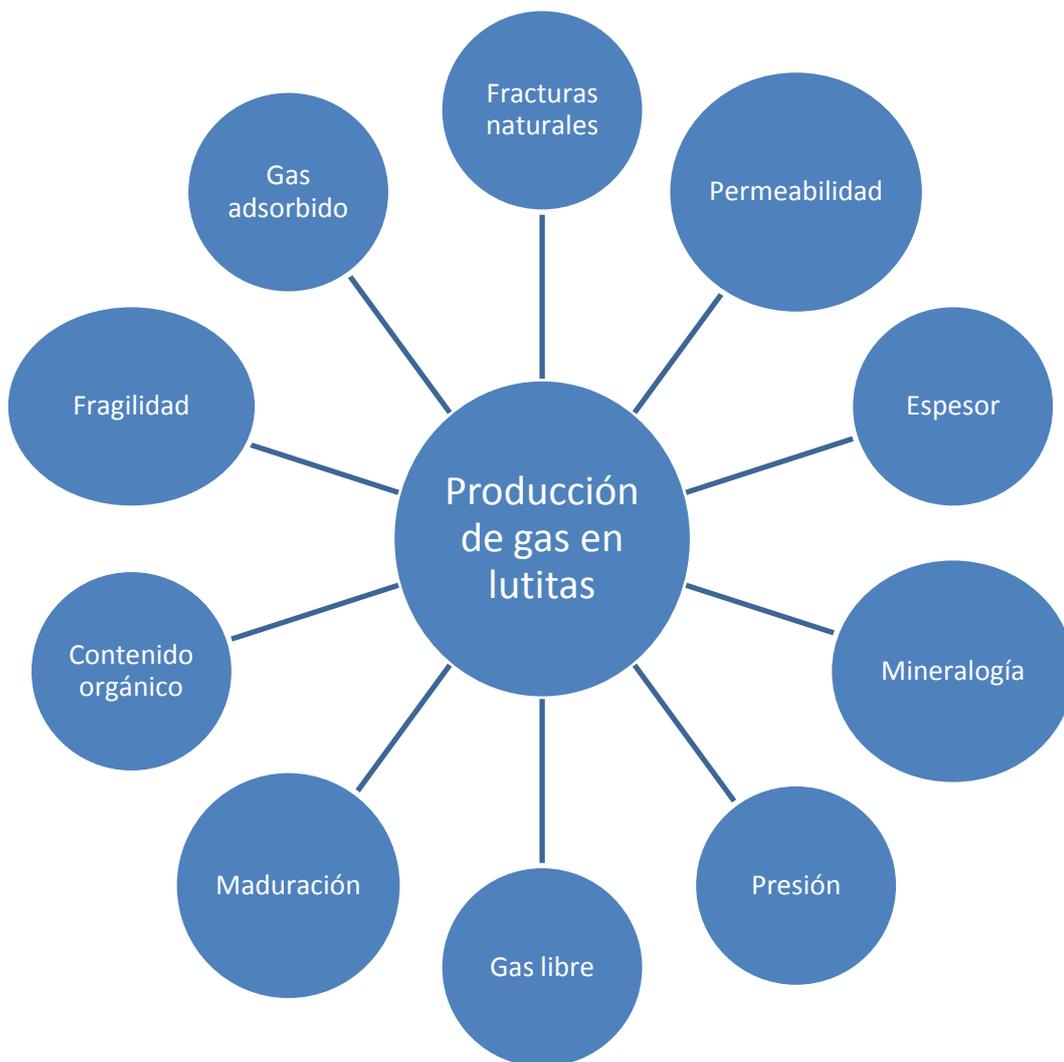


Figura 1.12. Elementos necesarios para hacer productivo un yacimiento de lutitas gasíferas (Tomado de SPE 123586, 2009).

1.6 Clasificación de los yacimientos de gas.

Desde un punto de vista general, los recursos naturales de gas se dividen en dos categorías: convencionales y no convencionales.

Comúnmente el gas convencional se encuentra en yacimientos con permeabilidades que corresponden a más de 1 milidarcy (mD) y puede ser extraído con técnicas tradicionales, además de que cuenta con roca almacenadora, presenta migración, trampa y roca sello; también la roca generadora es de edad diferente al yacimiento por lo que en estos casos se tiene al sistema petrolero completo. Una porción importante del gas producido mundialmente es de yacimientos convencionales y es realmente fácil y barato extraerlo. En contraste, el gas no convencional que se encuentra en yacimiento con permeabilidad relativa baja (menos de 1 mD), tiene baja porosidad, donde la roca generadora es a su vez la roca almacenadora y desde luego no puede ser extraído con los métodos de explotación de los yacimientos convencionales.

Hay varios tipos de recursos no convencionales de gas que son producidos hoy en día, pero los más importantes son las lutitas gasíferas (Shale Gas), gas metano de carbón (Bed Coal) y gas en arenas compactas (Tight Gas).

1.7 Ubicación de Lutitas gasíferas en el mundo.

En muchas regiones el mundo, las compañías de Exploración y Producción están adquiriendo y analizando datos sísmicos, perforando pozos exploratorios y evaluando formaciones en busca de secuencias arcillosas que contengan y puedan originar una alta producción de gas. Dada la continuidad de la evaluación de los recursos globales de lutitas, las estimaciones del potencial de ese recurso se han elevado asombrosamente, en los últimos 15 años.

Debido a la naturaleza revolucionaria de las extensiones productivas de lutitas gasíferas de EUA, el interés global se ha intensificado. En un informe integral publicado por la Administración de Información de Energía (EIA) de EUA en el año 2011 se evaluaron de forma general 48 cuencas de lutitas gasíferas de 32 países y se examinó el estado de desarrollo actual (Figura 1.13).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

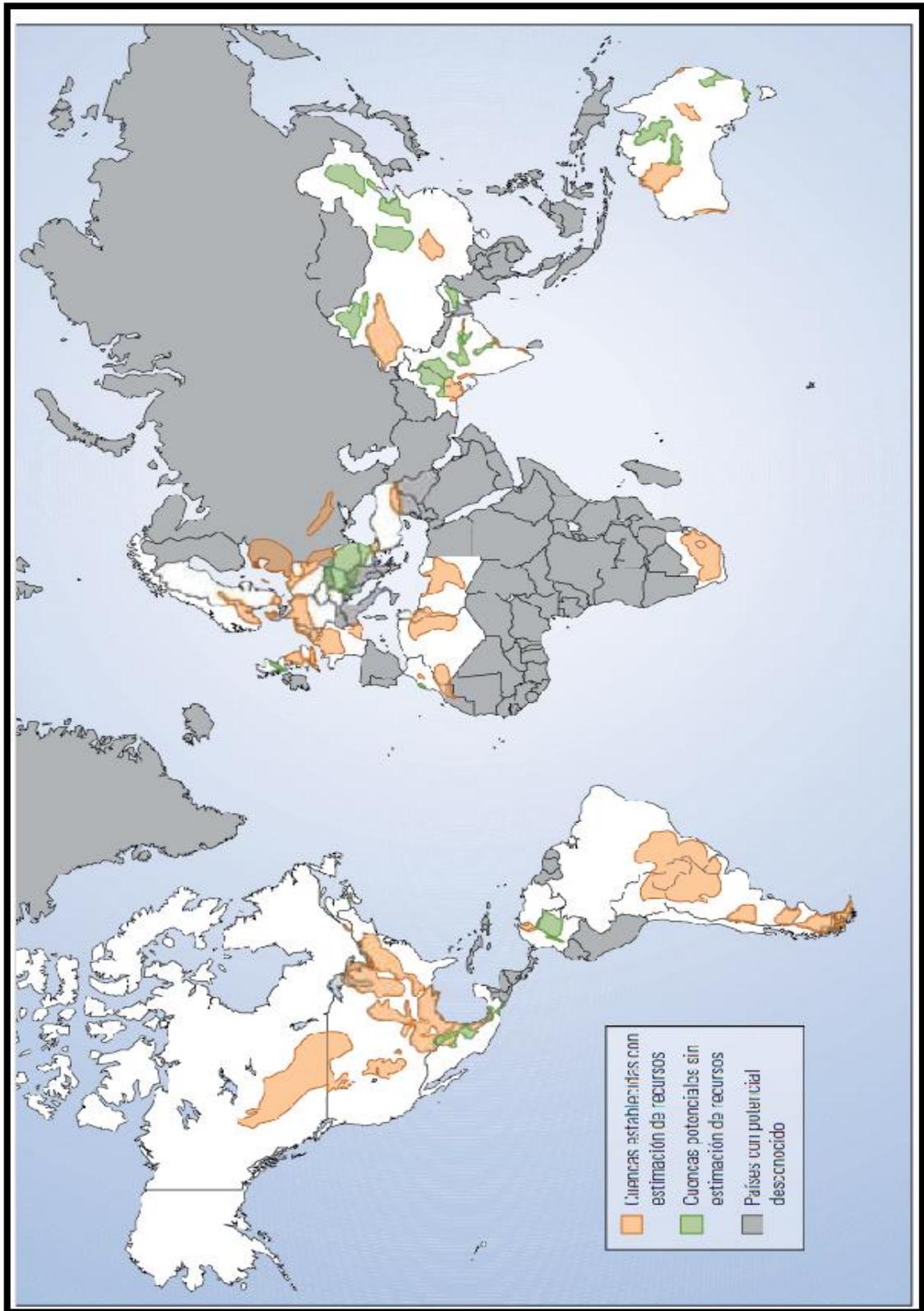


Figura 1.13. Recursos globales de gas de lutitas. La EIA de EUA estudió 14 regiones con potencial de gas de lutitas. Las vastas masas de tierra de Rusia, Medio Oriente y África no

Figura 1.14. Extensiones productivas de lutitas de América del Norte (Modificado de Kuuskraa et al, 2011.).

Sobre la base de las estimaciones del año 2011, las formaciones líderes con las tasas diarias combinadas más altas de producción son las lutitas Barnett y Haynesville-Bossier.

Sin embargo existen diversos recursos de lutitas actualmente en producción. Algunos de los más notables son Fayetteville, Woodford, Antrim, Eagle Ford y New Albany. Canadá cuenta con numerosas Cuencas con un potencial significativo de gas de lutitas.

Las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá e incluyen la Cuenca de Horn River, la Bahía de Córdova, la Cuenca de Laird, la Cuenca Profunda y el grupo Colorado. Los sedimentos objetivo de las cuencas de Horn River, Córdova y Laird son de edad Devónico, y las principales formaciones de interés corresponden a las lutitas Muskwa, Otter Park, Evie, Klua y lower Besa River. Las extensiones productivas Triassicage Montney Shale y Doig Phosphate de edad Triásico se encuentran en la cuenca Profunda.

En el este de Canadá existen numerosas extensiones con potencial de gas en lutitas, si bien no han sido tan extensivamente estudiadas como las del oeste. Las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la Lutita Utica de edad Ordovícico Superior, en el cinturón plegado de los Apalaches, que se extiende por la frontera con EUA.

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford, Haynesville-Bossier y Pearsall. Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro-oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México. Las lutitas a las que se apunta como objetivos de exploración, también actuaron

como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México.

Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas en México son las de Burgos (que incluye las lutitas de la Formación Eagle Ford y las lutitas de edad Titoniano), Sabinas (que incluye las lutitas de la Formación Eagle Ford y de la Formación La Casita de edad Titoniano), Tampico (lutita de la Formación Pimienta), Tuxpan (lutitas de las Formaciones Pimienta y Tamaulipas) y Veracruz (lutita de la Formación Maltrata). Si bien existe un alto interés en el desarrollo de yacimientos de gas en lutitas en México, muchas de las lutitas ricas en materia orgánica son estructuralmente complejas debido al sobrecorrimiento o se encuentran a más de 5,000 m de profundidad; demasiada profundidad para utilizar la tecnología actual. Los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte y corresponden a las lutitas Eagle Ford y las secuencias arcillo-calcáreas Titonianas de las cuencas de Burgos y Sabinas.

En la cuenca del Río Grande, en el sur de Texas, la Formación Eagle Ford produjo tanto gas como petróleo. Dado que esta formación se extiende a lo largo del límite y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas de México, la producción exitosa del lado del límite que corresponde a EUA promete la obtención de resultados similares para el lado mexicano.

En América del Sur se localizan varias cuencas de lutitas gasíferas potenciales (Figura 1.15). Sin lugar a dudas, las de Argentina poseen el potencial de recursos más grande. Le sigue Brasil, Chile, Paraguay y Bolivia que también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

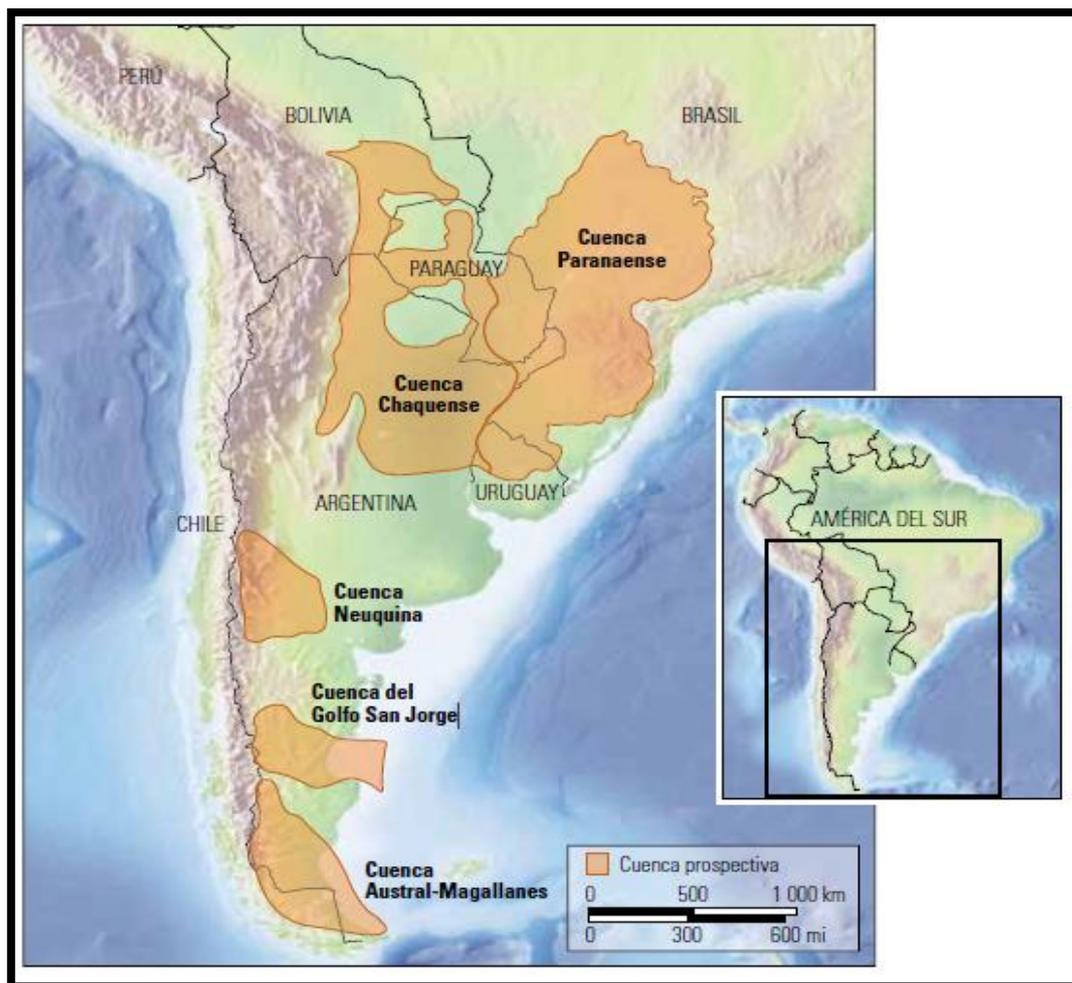


Figura 1.15. Cuencas de lutitas de América del Sur. (Modificado de Kuuskraa et al, 2011).

La cuenca Neuquina, en la porción centro-occidental de Argentina, parece alojar parte del mayor potencial para el desarrollo de lutitas gasíferas en ese país. Se trata de una región que ya se define como importante productora de petróleo y gas de areniscas convencionales y compactas. La Formación Los Molles de edad Jurásico Medio y la Formación Vaca Muerta de edad Cretácico Temprano contienen sedimentos ricos en materia orgánica. Estas dos unidades compuestas de lutitas de ambientes marinos de aguas profundas constituyeron la fuente de la mayoría de los campos de petróleo y gas de la cuenca Neuquina.

La cuenca del Golfo San Jorge en la Patagonia central, da cuenta del 30% de la producción convencional de petróleo y gas de Argentina. La lutita de la

Formación Aguada Bandera de edad Jurásico Tardío y Cretácico Temprano fue la roca generadora predominante para estas acumulaciones.

Los mejores prospectos para los desarrollos de lutitas gasíferas se encuentran en las porciones central y septentrional de la cuenca debido a la naturaleza potencialmente petrolífera de las porciones australes. La cuenca Austral-Magallanes del sur de la Patagonia se extiende a lo largo del límite entre Argentina y Chile. La porción chilena de la cuenca, es decir Magallanes, da cuenta de la producción de petróleo esencialmente de todo el país. La roca generadora principal para la cuenca es la Formación Inoceramus Inferior, de edad Cretácico Inferior, que contiene una secuencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La cuenca Chacoparanaense es inmensa y se extiende a través de un área de más de 1 294 994 km², que cubre la mayor parte de Paraguay y partes de Brasil, Uruguay, Argentina y Bolivia. La Formación Los Monos de edad Devónico contiene varios depósitos de lutitas marinas con abundante materia orgánica. La unidad estratigráfica más prometedora es San Alfredo, que corresponde a un horizonte grueso y monótono de lutitas negras que suprayacen un nivel arenoso.

Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de gas de lutitas (Figura 1.16), por lo que presenta un buen potencial; Polonia es uno de los países de Europa más activos en la exploración de lutitas gasíferas. Las cuencas del Báltico y de Lublin de edad Silúrico se disponen en dirección centro-norte o sudeste a través del país y están limitadas por la zona de falla trans-europea.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

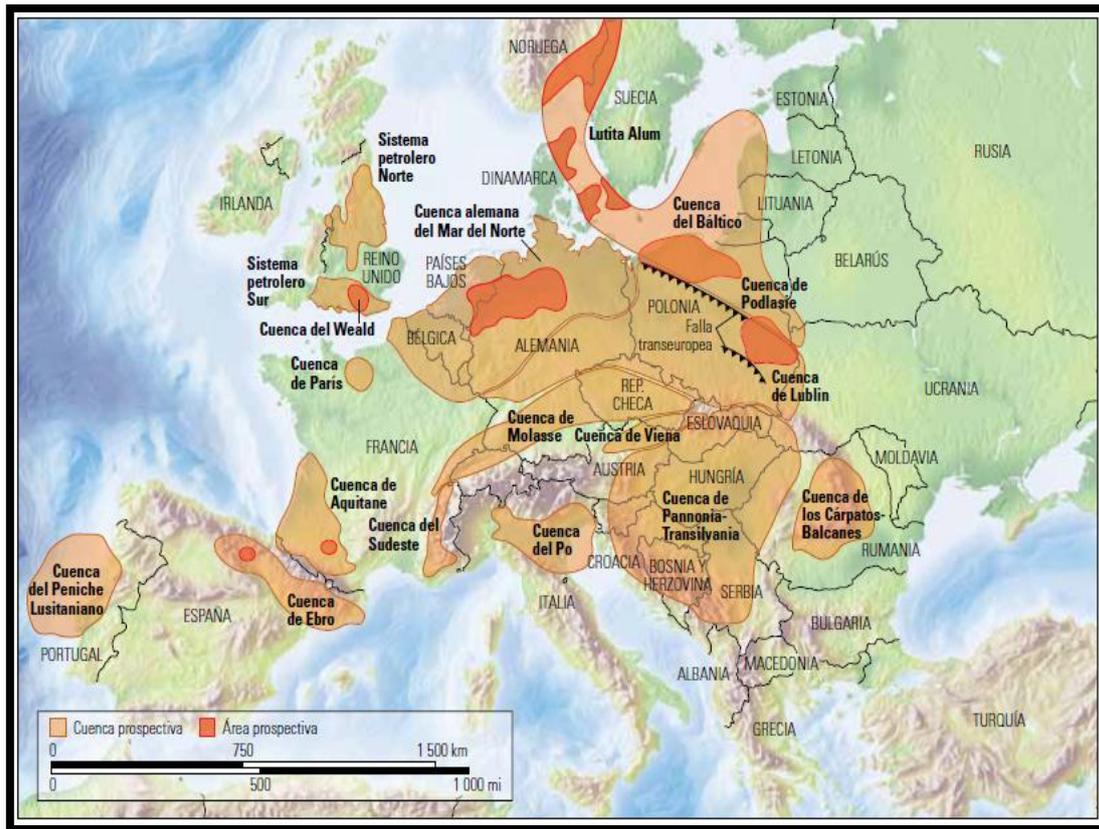


Figura 1.16. Cuencas de lutitas de Europa (Modificado de Kuuskraa et al, 2011.).

La cuenca de Podlasie se encuentra ubicada al este de las dos cuencas antes citadas. Las cuencas de Lublin y Podlasie son similares entre sí y se diferencian de la cuenca del Báltico por los rasgos geológicos y el fallamiento tectónico regional; Francia sigue de cerca a Polonia en cuanto a recursos estimados de lutitas gasíferas. Estos recursos se encuentran principalmente en la Cuenca de París y en la Cuenca del Sudeste.

La cuenca de París contiene dos unidades estratigráficas de lutitas ricas en materia orgánica, una corresponde a lutitas negras de edad Toarciano y las lutitas de edad Pérmico- Carbonífero. Algunas porciones de las lutitas de edad Toarciano son térmicamente inmaduras y poseen un alto contenido de petróleo, lo que limita su potencial gasífero. Las lutitas Pérmicas- Carboníferas más maduras cuya edad oscila entre el Pensilvaniano y el Pérmico Tardío se encuentran a mayor profundidad y han sido menos exploradas que las del sector norte de la cuenca de París.

La mayor parte de la actividad exploratoria de la Cuenca de París se ha dirigido al aceite en lutitas, más que al gas; las formaciones de lutitas más promisorias de la cuenca Sudeste son las lutitas negras Terres Noires de edad Jurásico Superior y las lutitas negras Liásicas de edad Jurásico Inferior. La porción este de la lutita Terres Noires se encuentra en la ventana de gas, en tanto que los bordes occidentales todavía se hallan en la ventana de gas húmedo-petróleo. Dado que alguna vez se encontró a mayor profundidad pero fue levantada a lo largo de su margen oeste, la lutita Liásica por lo general es térmicamente más madura que la lutita Terres Noires. Si bien el potencial de la lutita Liásica como recurso se considera más grande que el de la lutita Terres Noires, su mayor contenido de arcilla dificulta los tratamientos de estimulación por fracturamiento.

Al norte de Francia, la cuenca alemana del Mar del Norte se extiende a través del Mar, desde Bélgica hasta la frontera este de Alemania, atravesando los Países Bajos. Dentro de esta cuenca existen numerosas formaciones con potencial de gas de lutitas, incluidas las lutitas de Posidonia (localizadas en porciones aisladas de los Países Bajos y Alemania), las lutitas Wealden (Alemania) y las lutitas de edad Carbonífero (Namuriano), (Países Bajos).

Un volumen significativo de las lutitas de Posidonia y Wealden se encuentra térmicamente inmaduras y sólo existen secciones aisladas con potencial gasífero. La cuenca de Pannonia-Transilvania cubre la mayor parte de Hungría, Rumania y Eslovaquia. Se interpreta que los sedimentos marinos depositados en esta cuenca durante la edad Oligoceno constituyen la fuente de la mayoría de los hidrocarburos convencionales de Hungría. Si bien las lutitas han estado expuestas a un gradiente geotérmico muy alto, que ha acelerado la maduración del material orgánico; la calidad de la materia orgánica contenida en gas en rocas ricas en contenido de arcilla es pobre si se compara con producción de gas de lutitas.

El Reino Unido e Irlanda son otras dos áreas donde se ha realizado exploración en gas en lutitas. El Reino Unido posee dos horizontes petroleros principales: el sistema petrolero norte de edad Carbonífero y el sistema petrolero sur de edad

Mesozoico. Los dos sistemas contienen varias cuencas con una historia depositacional y tectónica similar, y la lutita Bowland en la cuenca del Cheshire de esta región presenta un gran potencial para el desarrollo.

Existen muchos otros depósitos de lutitas en cuencas de Europa que pueden ofrecer potencial para la exploración y el desarrollo. En su mayoría no han sido ampliamente explorados o no se han publicado datos para la evaluación de su potencial. El continente africano posee varias cuencas de lutitas consideradas recursos no convencionales potenciales (Figura 1.17). La cuenca de Karoo, ubicada en la porción central y sur de Sudáfrica, cubre casi dos tercios del país. El grupo de lutitas Ecca de edad Pérmico, se caracterizan como térmicamente maduras y con alto contenido orgánico y se encuentran en la ventana de gas seco. Muchas lutitas ricas en materia orgánica se hallan en las cuencas de África septentrional desde el Sahara Occidental y Marruecos y pasan por Argelia, Túnez.

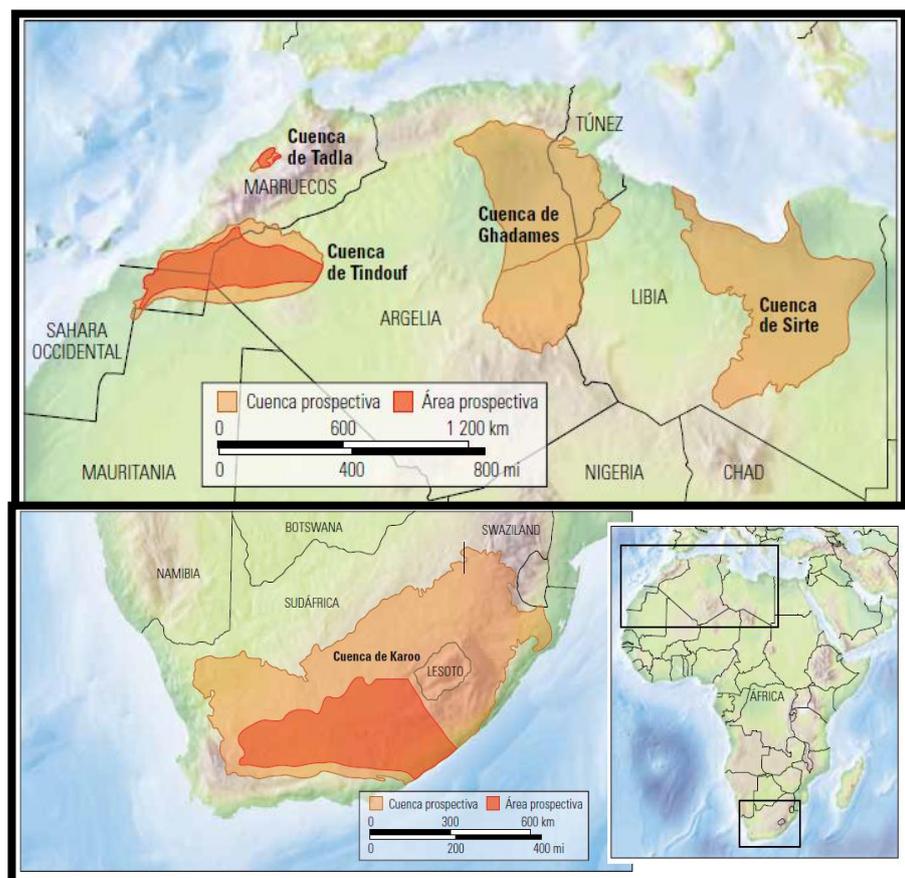


Figura 1.17. Cuencas de lutitas de África (Modificado de Kuuskraa et al, 2011).

La cuenca de Tindouf (que se extiende a través de Marruecos, el Sahara Occidental, Mauritania y el oeste de Argelia), y en menor medida, la cuenca de Tadlan (en Marruecos central), son objetivos de exploración y posiblemente de desarrollo como recursos no convencionales de gas en lutitas.

En China se han identificado secuencias de lutitas ricas en materia orgánica que resultan prometedoras como recursos no convencionales (Figura 1.18), donde existen principalmente dos grandes cuencas sedimentarias de interés: la Cuenca de Sichuan al sur y la Cuenca de Tarím al oeste. Con depósitos de lutitas ricas en materia orgánica de gran espesor, estas cuencas cubren amplias extensiones y poseen buenas características prospectivas para el desarrollo de gas en lutitas. En la cuenca de Sichuan, se tienen lutitas marinas térmicamente maduras de edad Cámbrico Inferior (Formación Qiongzhusi) y Silúrico Inferior (Formación Longmaxi).

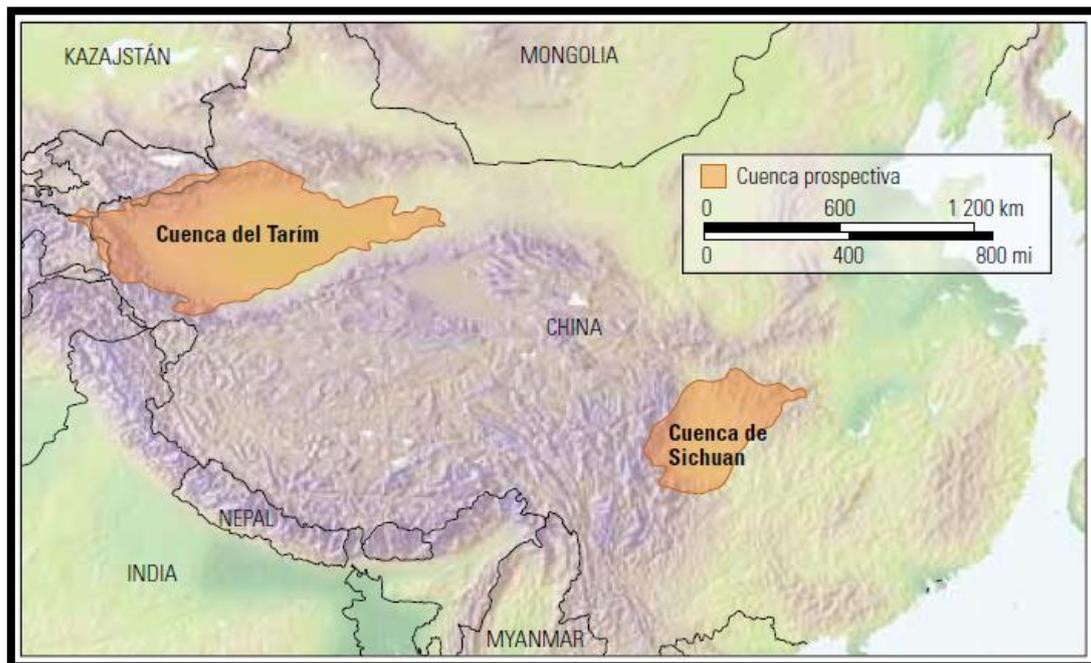


Figura 1.18. Cuencas de lutitas de China (Modificado de Kuuskraa et al, 2011).

La cuenca de Tarím, en el oeste de China, es una de las cuencas de exploración más grande del mundo, donde las lutitas de interés son de edad Cámbrico y Ordovícico y actuaron como roca generadora, tienen gran

potencial, sin embargo, las condiciones áridas de la región (que yace por debajo del desierto de Taklimakán) dejan en claro que la obtención de agua para los procesos de fracturamiento será difícil de llevar a cabo.

Las lutitas de edad Cámbrico alojadas en las Cuencas de Manjaer y Awati, tienen más de 400 m de espesor, y ambos depósitos arcillosos se encuentran en la ventana de gas seco. La profundidad excesiva de estos depósitos limita el volumen neto de lutitas ricas en materia orgánica accesibles, pero la alta calidad de este recurso (gas seco, TOC moderado), las convierte en objetivos preferenciales para la exploración y la explotación.

Los recursos potenciales de las lutitas de edad Ordovícico contenidas en la depresión de Manjaer son aún mayores que los de las lutitas Cámbricas, con un espesor neto de 1 600 m de depósitos de lutitas con alto contenido orgánico. Las lutitas ricas en materia orgánica de edad Ordovícico, alojadas en la depresión de Awati, poseen un espesor de 400 m.

De manera desfavorable, gran parte de los recursos de estas dos formaciones se encuentran a demasiada profundidad para proceder al desarrollo de las lutitas utilizando la tecnología disponible actualmente.

En India existen varias cuencas que contienen lutitas ricas en materia orgánica, si bien sólo cuatro se consideran prioritarias para la exploración; Pakistán posee una cuenca con potencial (Figura 1.19); otras cuencas de esa región carecen de madurez térmica o sus datos son demasiado limitados para llevar a cabo una evaluación exhaustiva.

Sus principales Cuencas son la Cuenca de Cambay en India occidental, la Cuenca de Krishna- Godavari a lo largo de la costa este de India, la Cuenca de Cauvery en India meridional, la Cuenca del Valle del Damodar en el noreste de India y la cuenca Southern Indus en el sector sudeste de Pakistán.

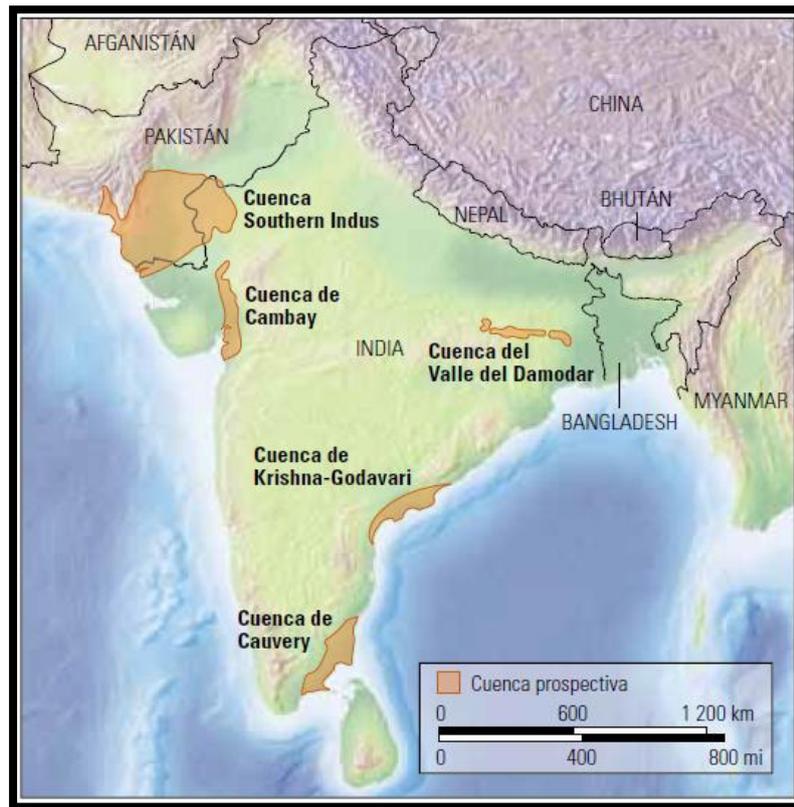


Figura 1.19. Cuencas de lutitas de India y Pakistán (Modificado de Kuuskraa et al, 2011).

La lutita Kommugudem en la Cuenca de Krishna-Godavari de la India parece ofrecer el mayor potencial para la producción de gas en lutitas, seguida por la lutita Cambay de la Cuenca de Cambay. El análisis de materia orgánica de la lutita Barren Measure del Valle del Damodar, indica que es la de menor potencial de las cuatro cuencas de la India. Dos formaciones de lutitas ricas en materia orgánica en la cuenca de Southern Indus de Pakistán son las formaciones Sembar y Ranikot.

Australia tiene una larga historia en el desarrollo de yacimientos no convencionales, que incluyen gas en arenas compactas y metano en capas de carbón (CBM). La experiencia con el CBM constituye un activo en el desarrollo de los recursos de lutitas gasíferas, porque los equipos y técnicas utilizados para desarrollar las lutitas son similares. No obstante, las cuatro cuencas básicas con potencial de gas de lutitas no se encuentran ubicadas en las mismas regiones que los campos de CBM. Las principales cuencas

consideradas para el desarrollo de gas en lutitas son las cuencas de Canning, Cooper (donde se tiene la mayor producción convencional terrestre más importante de Australia) (Figura 1.20).

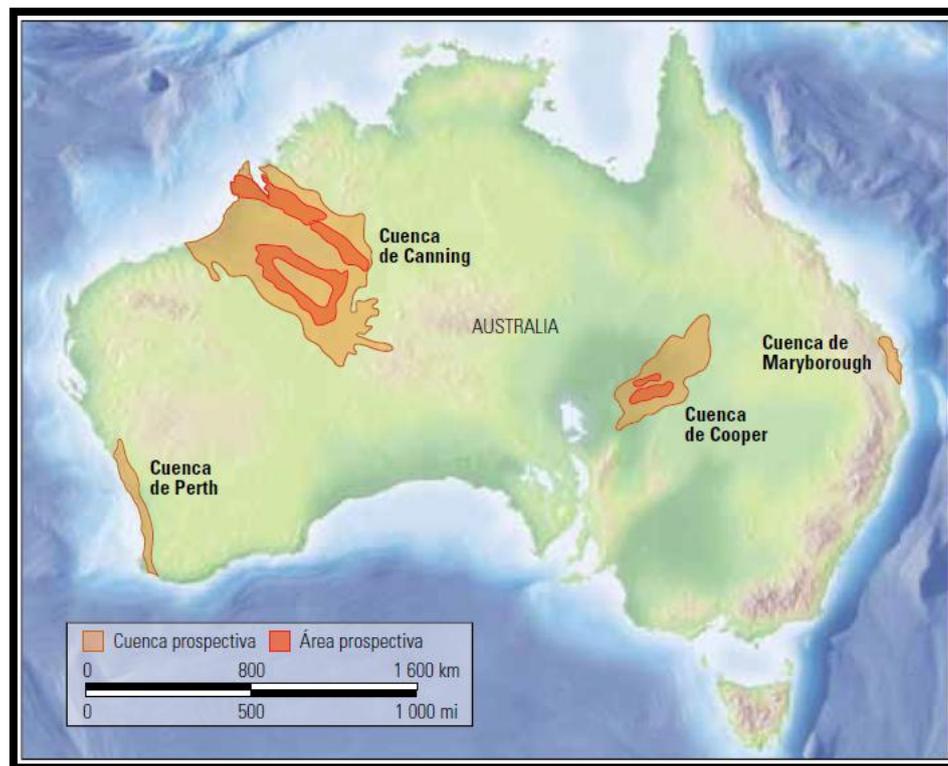


Figura 1.20. Cuencas de lutitas de Australia. (Modificado de Kuuskraa et al, 2011).

La Formación Goldwyer de edad Ordovícico de la cuenca de Canning cuenta, con el mayor estimado de recursos recuperables y cubre el área geográfica más extensa de Australia. No obstante, esta región se encuentra poco explorada y carece de la infraestructura necesaria para el desarrollo. Existe producción convencional de hidrocarburos en la región, aunque es bastante reciente; el primer descubrimiento comercial de petróleo en esta cuenca se realizó en el año 1981.

Las lutitas Roseneath y Murteree de edad Pérmico de la cuenca de Cooper parecen favorables para el desarrollo de gas en lutitas, su espesor varía entre 50 y 100 m aproximadamente. Una tercera formación de la cuenca, es la Formación Epsilon, que se compone de una mezcla de arenisca con lutita

carbonácea y carbón. La porción terrestre de la cuenca posee sedimentos marinos con potencial de producción, si bien gran parte del intervalo de interés yace a gran profundidad para el desarrollo de lutitas gasíferas. Las formaciones del área norte de Dandaragan, un gran sinclinal de edad Silúrico a Cretácico, contienen rocas con potencial como recurso. Con gradientes geotérmicos altos y valores del TOC entre moderados y altos.

1.8 Lutitas gasíferas en México.

En México se han identificado cinco provincias con potencial de contener aceite/gas y condensado en lutitas: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misanta, Veracruz y Chihuahua (PEMEX, 2001), zonas que se muestran esquemáticamente en la Figura 1.21.

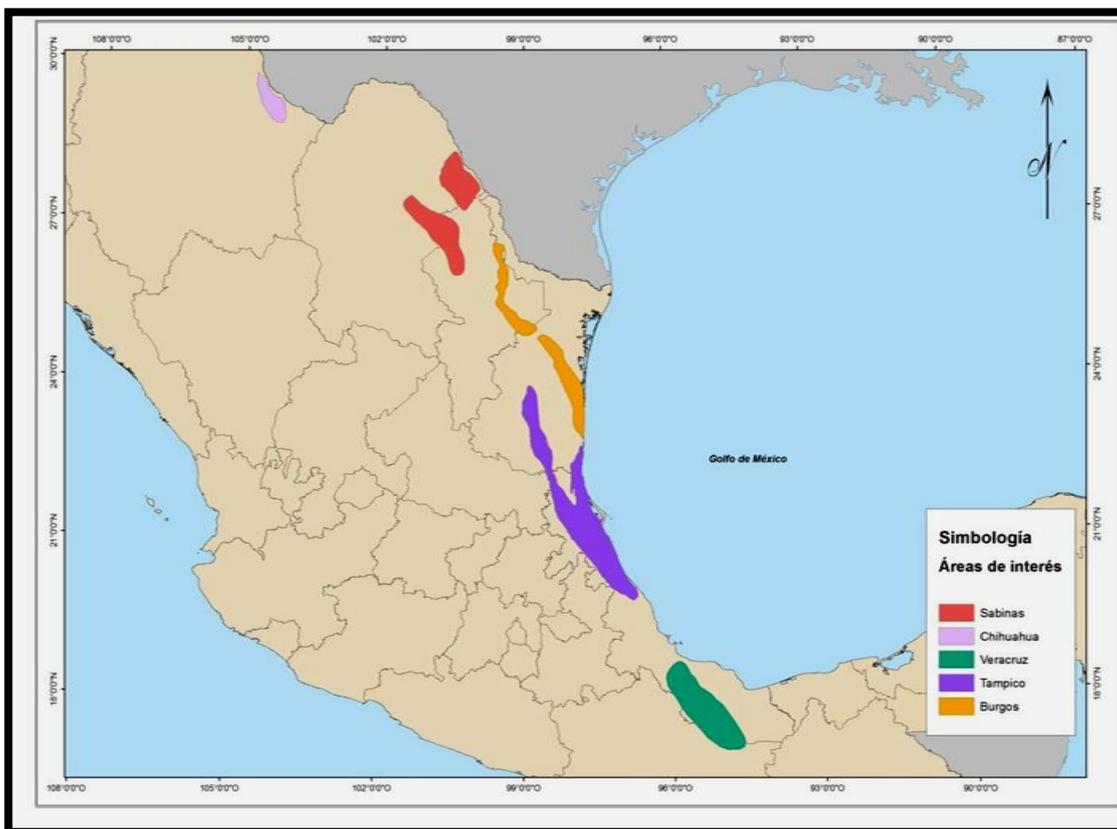


Figura 1.21. Zonas con potencial de Lutitas Gasíferas en México (Boletín AMGP vol. XLIX, México 2001).

Las principales cuencas con potencial de contener gas en lutitas en México son:

1.8.1 Cuenca de Burgos

La cuenca de Burgos se localiza en el noreste de México, tiene una extensión de 9,595 km², del lado mexicano, ya que se extiende al norte en Estados Unidos de América. La columna sedimentaria está compuesta por rocas siliciclásticas, carbonatadas y evaporíticas, alcanzando espesores de 8 Km en el depocentro, caracterizando un periodo que abarca desde el Jurásico hasta el Neógeno.

La cuenca gasífera está representada por una depresión dividida por un alto de basamento, conocido paleogeográficamente como Península del Burro e Isla de Picachos. Las rocas generadoras de la cuenca Burgos son: Kimmeridgiano-Tithoniano (La Casita), Aptiano (La Peña), Turoniano (Eagle Ford), Paleoceno-Eoceno (Midway-Wilcox) y Oligoceno (Vicksburg). Esta cuenca está dividida en secuencias estratigráficas que se describen a continuación:

a) Jurásico Superior. El Mesozoico se ha alcanzado solamente en los bordes occidental y sur de esta cuenca. Los estudios geoquímicos indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior (Formación Pimienta) predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%, que de acuerdo a su madurez, alcanzan a generar más de 5 miligramos de hidrocarburos por gramo de roca. Los carbonatos y arcillas de esta edad fueron depositados sobre un mar abierto, extenso, con aguas tranquilas, que proporcionaron las condiciones anóxicas para la conservación de la materia orgánica marina que aún contiene kerógeno tipo II, sobremaduro.

b) Cretácico Superior. Dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano), presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior

a 1%, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras. Estas rocas consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del actual territorio mexicano.

c) La cuenca de Burgos inicia su formación con la transgresión regional provocada por la apertura del Golfo de México, sin embargo, su máxima sedimentación la alcanza durante la regresión del Cenozoico que estuvo acompañado por fallamientos normales (Figura 1.22) que provocaron una fuerte subsidencia conjugada a un gran depósito de terrígenos arcillo-arenosos, que produjeron en las secuencias de grano fino un sistema de generación de hidrocarburos. La presencia de gas y condensado en las lentes y capas arenosas encajonadas por potentes cuerpos de arcillas hacen suponer que parte de la generación fue producto de las propias arcillas que, no obstante su limitado potencial, fueron capaces de generar y expulsar cantidades también limitadas de hidrocarburos. El fallamiento originalmente normal y corresponde con un sistema de fallas de crecimiento fue tan intenso durante todo el Cenozoico, que provocó el depósito de terrígenos, cuyo espesor se calcula superior a 8,000 metros en el depocentro de la cuenca, lo que implica una excesiva transformación térmica para las rocas mesozoica y aún para las del Cenozoico, con un gradiente geotérmico relativamente alto, que en general supera los 26°C/km.

d) Los gases que se encuentran en rocas del Paleoceno se dividen en termogénicos no asociados a condensados. Los gases asociados a condensados están presentes en la porción norte de Burgos (Campo Corindón-Alcavarán), proviniendo de materia orgánica de madurez tardía (Roe=1.2); la madurez de esta fuente de hidrocarburos se incrementa hacia el sur en los campos Presa y Emú (Roe=1.6-3.0%), volviéndose más húmica en la porción sur (Alondra, Agami) y generado consecuentemente gases más secos. Los gases del Eoceno predominantes son los termogénicos asociados a condensado de un kerógeno con una madurez tardía (Roe=1.2-1.8%). En la porción sur se infiere el incremento de la madurez de la roca generadora hacia el depocentro

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

por los valores obtenidos de los gases de los yacimientos Conquistador y Primavera ($R_{oe}=1.2-1.8\%$). Los gases del Oligoceno-Mioceno son predominantemente termogénicos asociados a condensados, provenientes de una roca generadora madura ($R_{oe}=1.0-1.5\%$).

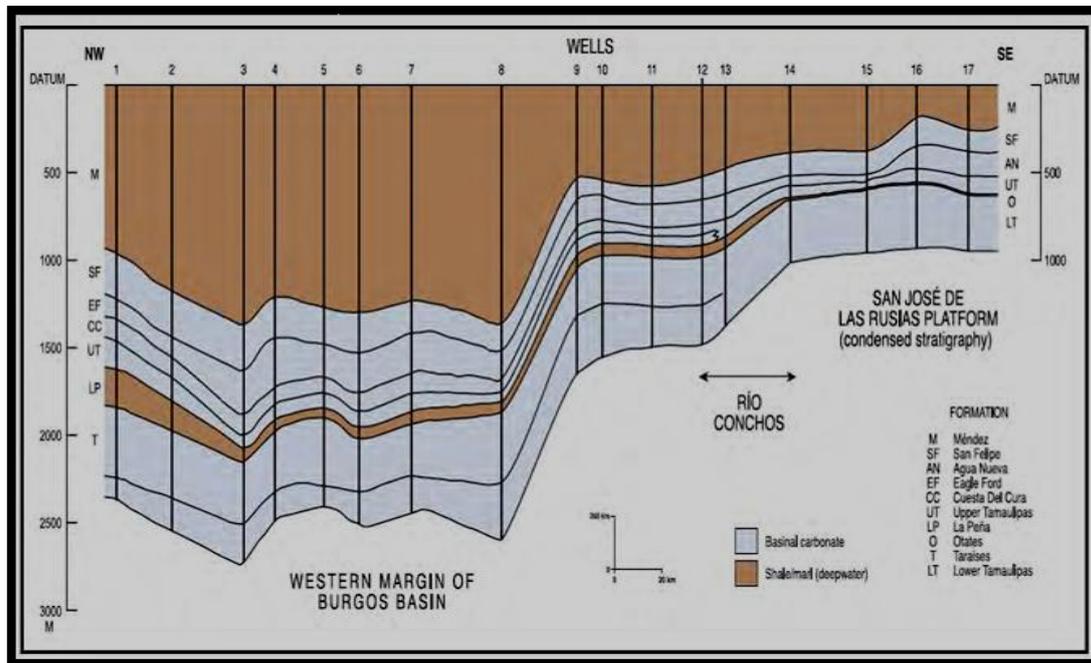


Figura 1.22. Sección transversal mostrando la configuración interna de la Cuenca de Burgos (Modificado de Horbury et al., 2003).

1.8.2 Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos

La cuenca de Sabinas es la única cuenca en explotación que no está situada en la Planicie Costera del Golfo de México. Está constituida por rocas sedimentarias del Mesozoico, de las cuales producen gas seco las del Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Las más altas concentraciones de carbono orgánico mayor a 1%, se tienen en las formaciones La Casita y Pimienta del Kimmeridgiano-Tithoniano y La Peña del Aptiano Superior. En segundo término, se encuentran las formaciones Eagle Ford del Turoniano y Upson del Campaniano. Se considera que el gas de esta cuenca está genéticamente relacionado a las rocas del Jurásico Superior, las cuales iniciaron la generación

desde fines del Cretácico Inferior, cuando aún no existían trampas y salieron de la ventana del petróleo a fines del Cenozoico. El hecho de que la generación anteceda a las trampas, indica que los primeros hidrocarburos se perdieron; sólo se preservó parte de los que se originaron en tiempos postorogénicos, es decir, después del Paleoceno- Eoceno.

Los gases provenientes de las secuencias del Jurásico Superior de la Cuenca Sabinas se clasifican como gas no asociado provenientes de una roca generadora en la ventana del gas seco. Los gases de la parte central de Sabinas (Campo Monclova) se interpreta un gas termogénico no-asociado proveniente de una roca generadora con materia orgánica dispersa (MOD) en la ventana de generación de gas húmedo.

En la Paleopenínsula de la zona del Burro se produce gas a partir de calizas fracturadas aptianas y coniaciano-santonianas. Las secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas de la cuenca de Sabinas con potencial de contener gas en lutitas se puede apreciar en la figura 1.23.

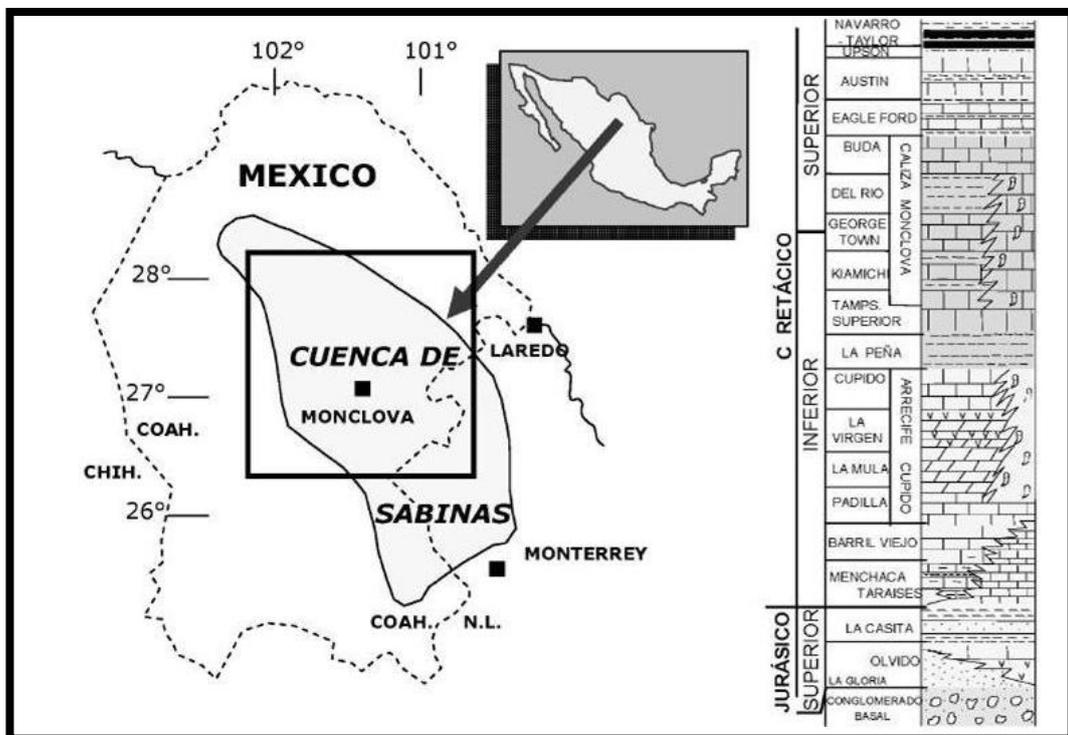


Figura 1.23. Localización geográfica y estratigráfica de la Cuenca Sabinas. (Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de *plays* en la Cuenca de Sabinas).

1.8.3 Provincia Tampico – Misantla

La provincia Tampico-Misantla se ubica en la porción centro-oriental de la República Mexicana, ocupando una superficie de 90,000 km² entre la porción central del Frente de la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México Profundo (tirante de agua >200 m), el Eje Neovolcánico al sur y el Arco de Tamaulipas por el norte. La columna sedimentaria está constituida por rocas predominantemente arcillosas, calcáreo-arcillosas y carbonatadas a nivel Mesozoico; terrígenos del Paleógeno-Neógeno, alcanzado espesores de 6.0-7.0 km. La provincia petrolífera está representada de oeste a este por dos depresiones (Chicontepec y Golfo) y el alto del basamento Tuxpan-Plan de las Hayas. La producción de hidrocarburos proviene principalmente de rocas carbonatadas del Jurásico Inferior-Medio (Play Liásico-Huayococotla-Tepexic) y superior (Play Kimmeridgiano-San Andrés), Cretácico Albiano-Cenomianiano (Plays El Abra y Tamabra), Cretácico Superior (Play Fracturas) y rocas clásticas del Paleoceno-Eoceno Inferior (Play Chicontepec).

a) Jurásico Superior. La edad de las principales rocas generadoras es Jurásico Superior, que corresponde con las formaciones Santiago (Oxfordiano), Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tothoniano); su litología corresponde a calizas arcillosas y lutitas, cuyo contenido de arcillas disminuye hacia la cima del Jurásico. Sus mayores espesores se encuentran en 12 grabens que al sepultarse permitieron la maduración de la materia orgánica dispersa en las rocas y se convirtieron en los principales focos oleogeneradores. Se tiene un promedio de concentración orgánica total del 2.2%, por lo tanto se infiere que tiene un potencial remanente aún bueno de kerógeno tipo II precursor del aceite con una madurez en el pico de generación de aceite. La Formación Santiago del Oxfordiano es una unidad con fuerte potencial, debido a que para aquel entonces la aún incipiente transgresión marina cubría sólo algunos restringidos depocentros en los que se acumula carbonatos y arcillas bajo aguas someras de muy baja energía, propicias para la preservación de materia orgánica de buena calidad, que en la diagénesis originaron kerógeno I y II, pero con aportación de materia orgánica continental, kerógeno III, por la cercanía de amplias áreas positivas circundantes.

b) Cretácico Superior. La Formación Agua Nueva (Turoniano) presenta valores de carbono orgánico superiores al 1 %. Los estudios ópticos indican que contiene predominantemente kerógeno tipo II. Todo esto, permite definir a esta formación, como potencialmente generadora de regular importancia, en la mayor parte de la Provincia Tampico-Misantla.

1.8.4 Cuenca de Veracruz

La cuenca de Veracruz se ubica en el oriente de México, ocupando un área de 30,000 km² entre la Sierra Madre Oriental, Eje Neovolcánico, Sierra de los Tuxtlas y el Golfo de México. La columna sedimentaria está constituida por rocas carbonatadas mesozoicas y clásticas cenozoicas, alcanzando un espesor máximo de 10 km. La cuenca petrolífera está representada por dos elementos separados por una falla regional inversa: la Plataforma Mesozoica de Córdoba al occidente, donde se han descubierto 14 campos de aceite y gas en carbonatos del Cretácico Inferior Superior y la Cuenca Cenozoica de Veracruz, al oriente, con siete campos de gas en areniscas del Mioceno. Se han realizado varios trabajos geoquímicos.

Los gases biogénicos se encuentran acumulados principalmente en areniscas turbidíticas del Mioceno. Los intervalos arcillosos poseen características generadoras con madurez térmica baja, sin embargo, esta condición no es una limitante para la generación de gas bacterial que se lleva a cabo a temperaturas menores de 60°C en ambientes con altas tasas de sedimentación. Por otra parte, basándose en los valores isotópicos del butano y el iso-butano, puede concluirse que el aligeramiento de los gases biogénicos y sus mezclas con termogénicos son producto de la segregación isotópica de los gases durante su migración desde las partes más profundas de la cuenca. Los gases termogénicos asociados a condensados fueron identificados en yacimientos de la base del Mioceno en tres campos en el centro de la cuenca Cenozoica. Estos gases probablemente provienen de los hidrocarburos condensados, originados por rocas generadoras con una madurez correspondiente a la ventana del gas húmedo ($R_o=1.2-2\%$), posiblemente de edad Paleógeno o Mesozoico.

a) Cretácico Superior. De las calizas arcillosas oscuras de plataforma externa del Turoniano (Formación Maltrata), la mayoría de ellas rebasa el 1% de carbono orgánico. El kerógeno que predomina en esta unidad, es del tipo II, con mezclas importantes del tipo IV.

b) Oligoceno. Las rocas del oligoceno consisten de lutitas marinas gris oscuro, intercaladas con areniscas. Presentan valores altos de carbono orgánico, en su mayoría superiores al 1 %, que en muchas ocasiones sobrepasan el 2%.

c) Mioceno Inferior y Medio. Estas formaciones están constituidas por lutitas gris y gris verdoso, cuyo espesor supera los 1,200 m. Es la unidad con valores más altos de carbono orgánico que se conoce en México; sin embargo, su tipo de materia orgánica es de un kerógeno tipo continental (III) e inerte (IV), obteniéndose por pirólisis cantidades significativas de hidrocarburos gaseosos.

1.8.5 Cuenca de Chihuahua

La cuenca de Chihuahua está ubicada en el Norte de México en la Provincia de Sierras y Cuencas. Las sierras son fragmentos de anticlinales donde afloran rocas del Mesozoico, mientras que las depresiones están rellenas de terrígenos lúvicos aluviales cenozoicos con intercalaciones ígneas con espesores entre 1000 y 2000 metros. La columna sedimentaria mesozoica alcanza espesores de 7,000 m, estando compuesta por rocas clásticas y carbonatadas del Jurásico Superior al Aptiano, carbonatos con lutitas del Albiano-Cenomaniano y en la parte superior por siliciclásticos del Turoniano-Senoniano. 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.

Las formaciones paleozoicas Percha y Paradise del Devoniano y Mississípico están constituidas por calizas arcillosas y lutitas cuyos espesores fluctúan entre 40 y 220 m. La materia orgánica reportada es una mezcla de kerógeno tipos II

y III, sobremaduros (con una reflectancia de vitrinita $R_o = 2-3\%$), ubicados en la zona de generación del gas seco.

La Formación La Casita del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) está constituida por lutitas y calizas arcillosas cuyos espesores varían entre 80 y 950 m. El kerógeno residual es de tipo III, sobremaduro que lo ubica en la zona de generación de gas seco. Esta formación se considera 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. Está constituida por kerógeno tipo III y II-III, maduro a sobremaduro, que lo ubica en las zonas de generación de aceite, condensado y gas.

La Formación Ojinaga, está constituida por lutitas negras carbonosas del Turoniano, tiene espesores de hasta 1,000 m, corresponden a un kerógeno del tipo II-III, maduro ubicado en la ventana del aceite. Esta unidad es importante por sus fuertes espesores y condiciones de madurez adecuadas para la generación de aceite; pero la ausencia de un sello regional suprayacente limita las posibilidades de formar yacimientos.

2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA DE BURGOS

2.1 Ubicación

La Cuenca Petrolera de Burgos, es considerada como la principal cuenca productora de gas no asociado en el país, está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Se extiende al norte hacia EUA donde se le conoce como Cuenca del Río Grande, limita al oeste con las provincias Alto de Tamaulipas y Plataforma Burro Picachos, al oriente con la Provincia Salina del Bravo, al sur con Tampico Misantla. Geográficamente, cubre una superficie aproximada de 110,000 km² y la actividad se centra en un área de 30,000 km² (Figura 2.1).

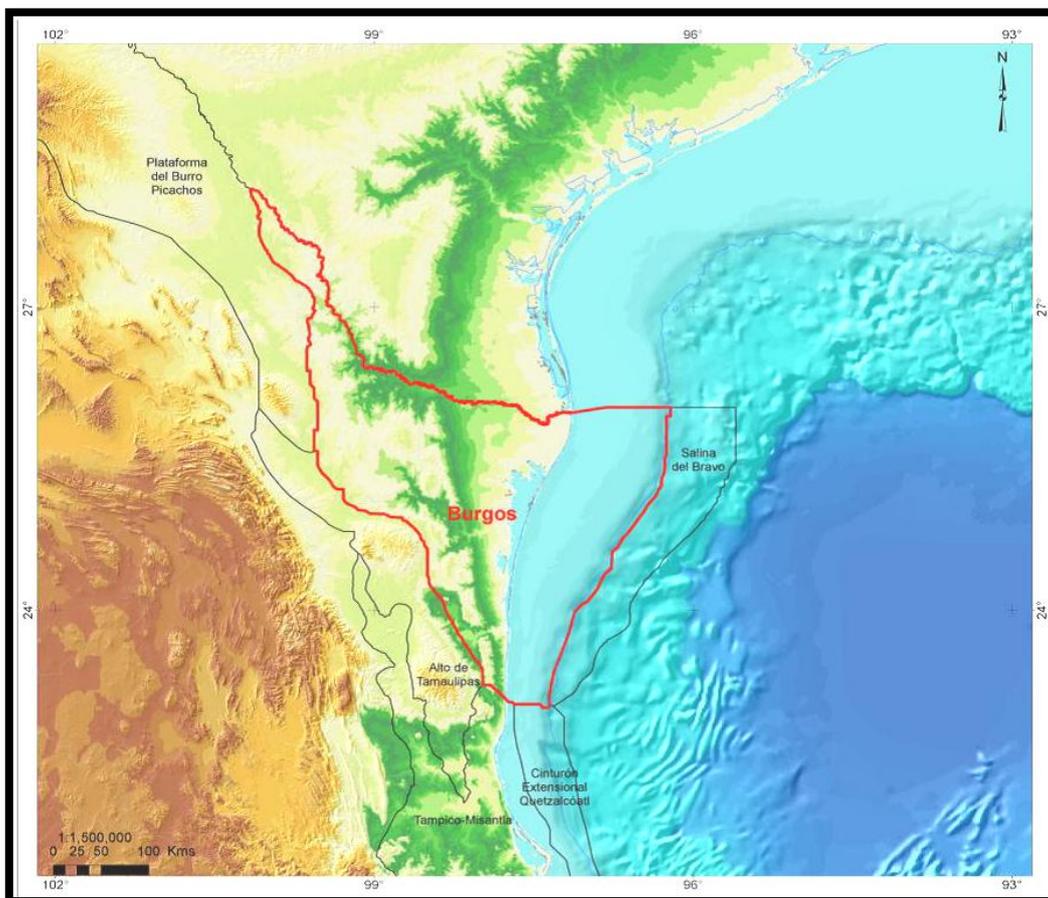


Figura 2.1. Ubicación geográfica de la Cuenca de Burgos (PEMEX, 2013).

2.2 Tipo de cuenca

La Cuenca de Burgos está rellena de una secuencia sedimentaria que incluye, rocas del Jurásico, Cretácico y Cenozoico, con más de 8,000 m de espesor (Echánove, 1986; González García y Holguín Quiñones, 1992). La distribución de rocas del Cenozoico comprende un área continental de aproximadamente 50,000 km² considerando la continuidad de este conjunto sedimentario hacia la plataforma marina.

El origen de la secuencia sedimentaria que esta sobre el basamento metamórfico de la Cuenca de Burgos se encuentra relacionado con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio (Salvador, 1987; Winker y Bluffer, 1988). Su evolución estratigráfica inició con el depósito de capas continentales (Grupo Huizachal) acumuladas en bajos estructurales, asociadas a fosas y pilares en una cuenca de tipo *rift*. Se considera que en el Calloviano–Oxfordiano la subsidencia cortical permitió la invasión de un mar somero que propició acumulaciones de sal, anhidrita y carbonatos de alta energía (formaciones Minas Viejas y Olvido); el depósito continuó durante el Kimeridgiano y Titoniano con secuencias de grano fino ricas en materia orgánica (formaciones La Casita y Pimienta), éstas últimas como la fuente más importante generadora de hidrocarburos de esta cuenca (González y Holguín, 1992). A partir del Cretácico Temprano y hasta el Cenomaniano, la subsidencia continuó y se depositaron carbonatos micríticos de ambiente profundo, representados por la Formación Tamaulipas (Inferior y Superior) y la Formación Agua Nueva, así como secuencias de grano fino del Aptiano (Formación Otates). Hacia el occidente, fuera de la Cuenca de Burgos, estas rocas cambian a facies someras de tipo lagunar, litoral o fluvial, situadas sobre o al margen de bloques del basamento constituido por esquistos y rocas ígneas. Entre el Turoniano y el Maastrichtiano, en la Cuenca de Burgos existió un cambio en la sedimentación; el depósito de carbonatos gradualmente fue sustituido por terrígenos en volumen creciente (Formación San Felipe, Formación Méndez y Grupo Taylor), mientras que al occidente, en las cuencas de Parras, La Popa y Carbonífera de Sabinas, en ese tiempo, las facies marinas evolucionaron a un ambiente litoral y continental, en cuencas de tipo *foreland* (Robeck *et al.*, 1956; McBride *et al.*, 1975).

Durante el Cenozoico, la Cuenca de Burgos recibió terrígenos que conformaron areniscas y pelitas, con facies someras al occidente y facies profundas al oriente, propiciadas por transgresiones y progradaciones cíclicas (Figura 2.2), donde prevaleció progresivamente, en tiempo y espacio, la retirada de los mares hacia el oriente, dejando áreas continentales expuestas al occidente. Galloway *et al.* (2000) consideran tres fuentes principales de aporte hacia el Golfo de México, los ríos Mississippi, Houston, Soto la Marina y Bravo. Apoyados con datos geoquímicos e isotópicos, Soegaard *et al.* (2003) y Lawton *et al.* (2009) proponen que las cuencas de Parras y La Popa recibieron aporte de sedimentos que provinieron del occidente de México. Para el presente trabajo se considera que los ancestros fluviales de los actuales ríos Nazas y Aguanaval contribuyeron con sedimentos a la parte central y sur de la Cuenca de Burgos.

En la Cuenca de Burgos, durante el Cenozoico, se depositaron potentes espesores de lutita y arenisca, en ciclos de secuencias separadas por discordancias o concordancias correlativas en su mayoría posiblemente relacionadas con cambios del nivel del mar (Haq *et al.* 1988). Los procesos transgresivos y regresivos registrados del Jurásico Medio al Cuaternario se indican en la parte derecha de la Figura 2.2.

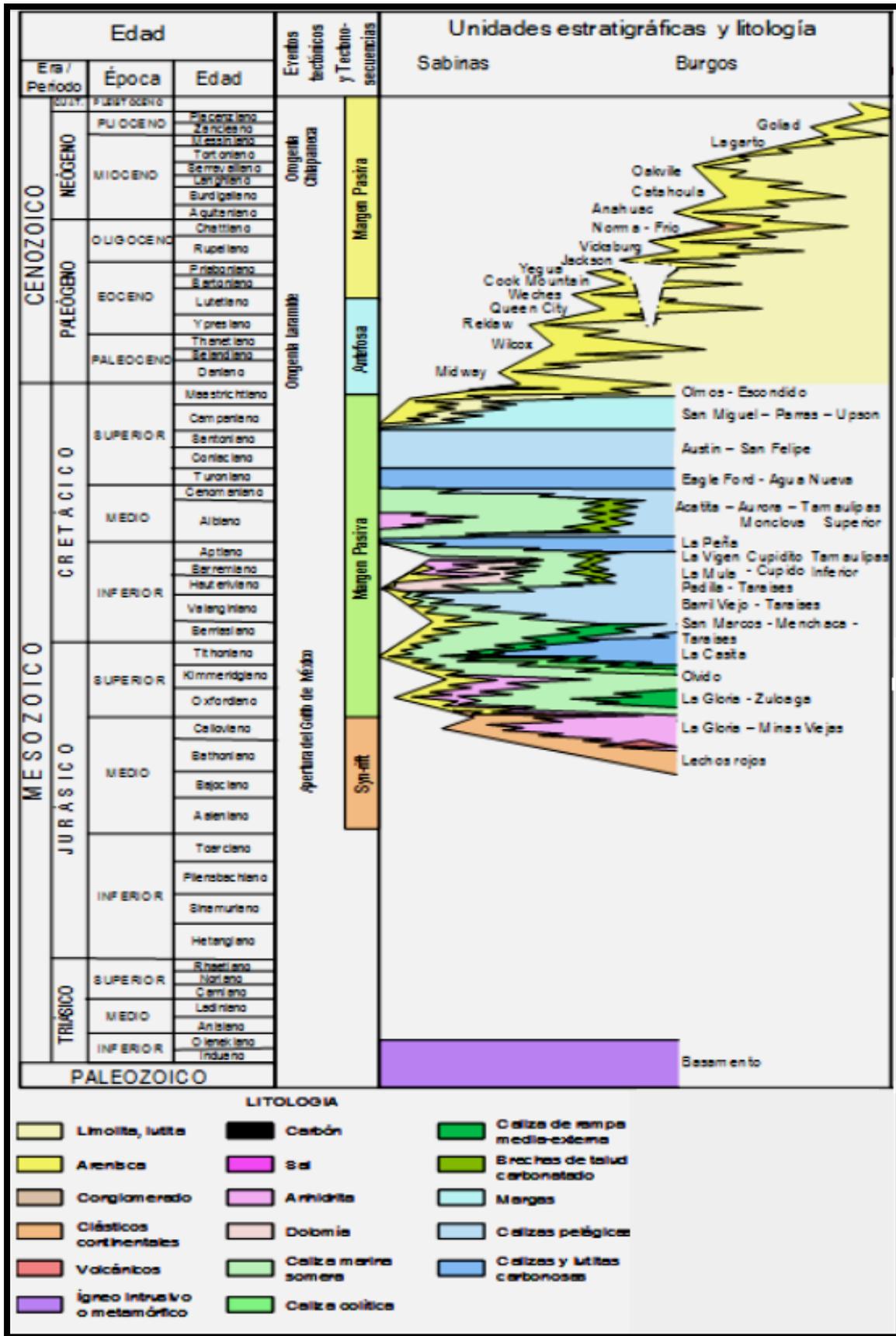


Figura 2. 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Petrolera Burgos (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).

2.3 Estratigrafía

La columna está conformada por rocas cuyas edades van del Jurásico Superior al reciente (Figura 2.2) representadas por las siguientes formaciones:

En el Jurásico Medio y Superior se encuentran las siguientes formaciones:

Formación Minas Viejas. Este nombre fue propuesto por Humphrey (1956), para designar a estratos de yeso, lutitas, limolitas y areniscas, localizados en el núcleo del anticlinal Minas Viejas al NW de la Cd. de Monterrey, Nuevo León. Está constituida por estratos de yeso, así como lutitas, limolitas y areniscas parcialmente de color rojo, el espesor de esta formación es de 618 metros según (Humphrey, 1954). De acuerdo a las características litológicas (anhidrita, yeso, halita), el ambiente de depósito fue en medio de aguas someras con fuerte evaporación.

Formación Olvido. Fue definida por Heim (1940) al suroeste de Ciudad Victoria, Tamaulipas. Consiste en una sección de yesos, calizas y lutitas, que hacia la parte media noroccidental de la Cuenca de Burgos y en la Cuenca de Sabinas, cambia lateralmente a yesos de la Formación Minas Viejas. Su espesor varía de 50 a 300 m pero en las facies con sal y anhidrita se tienen espesores promedio de hasta 1,000 metros. Su contacto inferior es concordante con la Formación Novillo fuera de la carta. El contacto superior es concordante y transicional con la base de la Formación La Casita. Las características litológicas de esta unidad, se puede establecer que su depósito ocurrió en extensas lagunas evaporíticas.

Formación Zuloaga. Burckhardt (1930) describió a una caliza con *Nerinea* e Imlay (1938) la definió como Formación Zuloaga y estableció la localidad tipo en la sierra de Sombrerillo, al norte del municipio de Melchor Ocampo, Zacatecas. Aflora en los núcleos de los anticlinales Tapón del Toro, Los Muertos, Clavellinas y Cerro de La Silla. Está constituida por una secuencia calcárea que en la base presenta alto contenido arcilloso; en la parte media presenta alternancia de calizas y margas con espesores de 20 cm a 60 cm con nódulos de hierro. En la parte superior predominan las calizas con espesores de 40 a 50 cm intercaladas con lutitas, calizas arcillosas, además de calizas

con estratificación media con nódulos de pedernal negro. El espesor de esta formación se estima entre los 100 y 150 m. De acuerdo a la fauna que contiene esta formación, como lo son numerosos moluscos, fragmentos de corales, Vázquez (1964), interpreta que se depósito en un medio ambiente epinerítico de aguas tranquilas y tibias.

Formación La Gloria. Fue propuesta por Imlay (1936). Está constituida por yesos y calizas, de color gris claro y oscuro en estratos gruesos, que en varios horizontes presentan intercalaciones de areniscas de grano medio a grueso, de color amarillo al intemperizarse. El espesor de esta unidad es de 300 a 630 m (Humphrey y Díaz, 1956). Sus características litológicas y ambientales sugieren que su ambiente de depósito fue variable desde la plataforma evaporítica con circulación restringida de muy baja energía, hasta la plataforma externa de alta y baja energía con desarrollo de yesos.

Formación La Caja. Imlay, R. W. (1938) fue quien dio nombre a esta formación, se divide en cuatro unidades: a) compuesta de delgadas capas limolitas y limolitas calcáreas; b) Calizas arcillosas fértidas, con intercalaciones ocasionales de limolitas, lutitas calcáreas intercaladas con lentes y capas de pedernal; c) fosforita en pedernal, pedernal calcáreo fosfatado y lentes de caliza fosfatada; d) capas delgadas a medianas de limolita calcárea, lentes de pedernal negro y algunas capas de caliza arcillosa (Tristán y Torres, 1992). Presenta en su base una secuencia de limolitas de colores gris oscuro, café oscuro y café grisáceo, intercaladas con calizas en estratos delgados de 10 a 20 cm de color gris oscuro, algunas bandas de pedernal color negro. En la parte media se localizan estratos de caliza arcillosa color gris oscuro, de 5 a 20 cm. de espesor intercaladas con limolitas y bandas de pedernal negro. La cima está constituida por gran cantidad de lutitas y limolitas calcáreas y areniscas gris oscuro de grano muy fino con abundancia de fósiles predominando las amonitas, presenta estructuras convolutas de 20 a 30 cm. El espesor se estima en 80 m, se correlaciona con las formaciones La Casita y la Pimienta del NE. de México, la Molone de la región de Cd. Juárez, Chihuahua, con la Cotton Valley del sur de Texas; Pimienta y parte sur del Grupo Tamán de la Provincia de Tampico Misantla. Se depositó en un ambiente de escasa

energía, dando lugar a una sedimentación lenta y por consecuencia el depósito de sedimentos laminados. Esto permitió la conservación de organismos completos, se infiere ciertas características reductoras del medio ambiente que permitieron la preservación de material orgánico (carbonoso).

Formación La Casita. Definida por Imlay (1936), está constituida por lutitas de color gris oscuro a negro, intercaladas con estratos delgados de calizas arcillosas, areniscas calcáreas y horizontes fosfatados. Las variaciones del espesor de la Formación La Casita, está entre 60 y 800 m, están relacionadas con la distancia al área fuente, considerada que corresponde con el Bloque de Coahuila (Fortunato, 1982; Fortunato y Ward, 1982; Michalzik, 1988; Michalzik y Schumann, 1994, (Figuras 2.3 y 2.4).

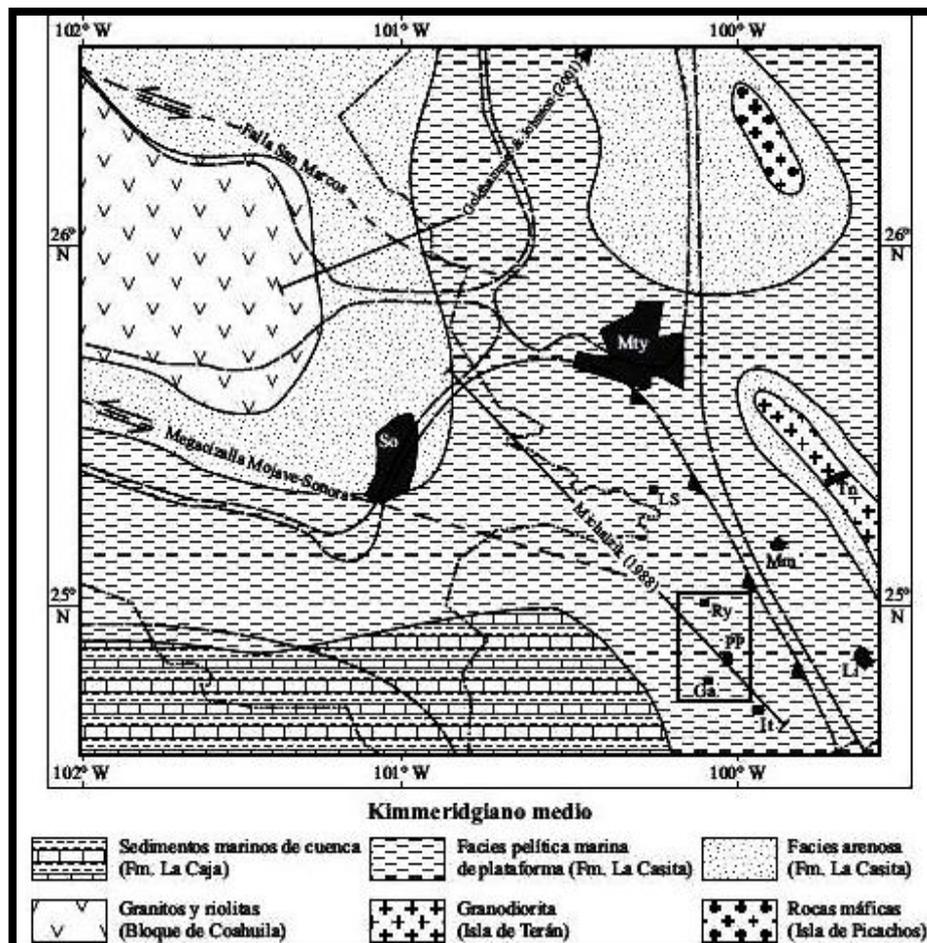


Figura 2.3 Reconstrucción paleo-geográfica del NE de México para el Kimmeridgiano medio: Desarrollo de una plataforma siliciclástica e inicio de sedimentación del prodelta (Formación La Casita), (Eguiluz, 2007).

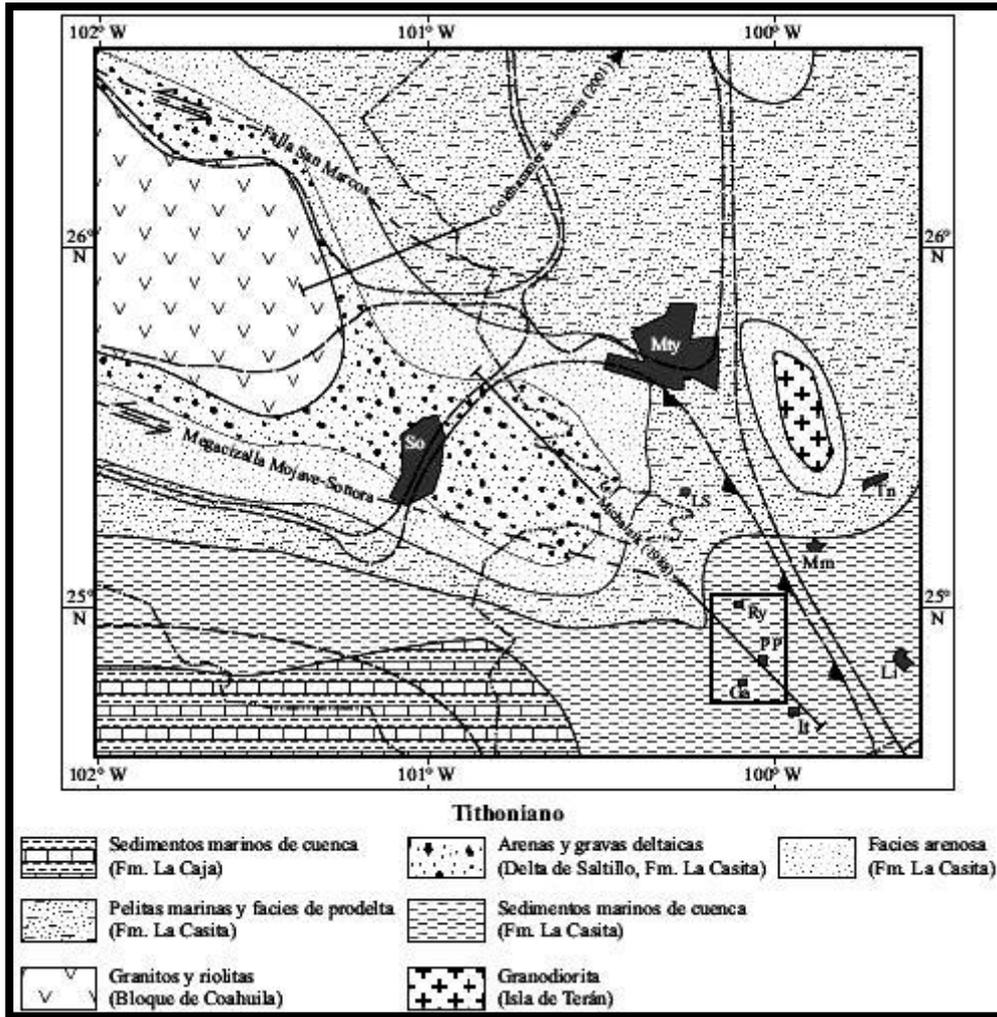


Figura 2.4. Reconstrucción paleogeográfica del NE de México para el Tithoniano: Máxima extensión del delta de Saltillo en el Jurásico; sedimentación del miembro San Pablo de la Formación La Casita en el área Saltillo-Monterrey (Eguiluz, 2007).

En la región de Monterrey–Saltillo, la Formación La Casita ha sido subdividida en dos unidades estratigráficas (Humphrey, 1949; Vokes, 1963). La unidad inferior (Miembro La Muralla) con un espesor aproximado de 330 m consiste en lutitas calcáreas de color negro y lutitas arenosas de color café oscuro; mientras la unidad superior (Miembro San Pablo) consiste en capas intercaladas de areniscas finas a gruesas con lutitas calcáreas y numerosos horizontes conglomeráticos. Fortunato y Ward (1982) proponen una subdivisión de la Formación La Casita en la misma área en tres unidades litológicas: (i) Unidad 1, con un espesor aproximado de 137 m de limonitas calcáreas; (ii) Unidad 2, con un espesor aproximado de 227 m, predominantemente areniscas y conglomerados, y (iii) Unidad 3, con 84 m de espesor que consiste

predominantemente en limonitas y areniscas de grano fino. Las distribuciones de facies de la Formación La Casita en el área de Monterrey–Saltillo han sido interpretadas como la progradación de un extenso complejo de delta, que tiene su origen en el Bloque de Coahuila (Fortunato y Ward, 1982; Michalzik, 1988; Michalzik y Schumann, 1994), (Figuras 2.3 y 2.4).

En el área de estudio, la Formación La Casita aflora en las inmediaciones de Galeana y en los alrededores del poblado de Potrero Prieto, dentro del Anticlinal Potrero Prieto–Iturbide. La Formación La Casita infrayace a la Formación Taraises en forma concordante, en el sector oriente su contacto es transicional; sobreyace a las formaciones Zuloaga y Minas Viejas con una discordancia angular (Figura 2.5). La influencia de la movilización de la sal de la Formación Minas Viejas, tanto en la distribución de facies de las formaciones La Casita, Taraises, Cupido y Tamaulipas, como en el estilo de deformación en el área de estudio, influyeron en el desarrollo de las estructuras secundarias de la región.

CARACTERÍSTICAS GEOLOGICAS DE LA CUENCA DE BURGOS

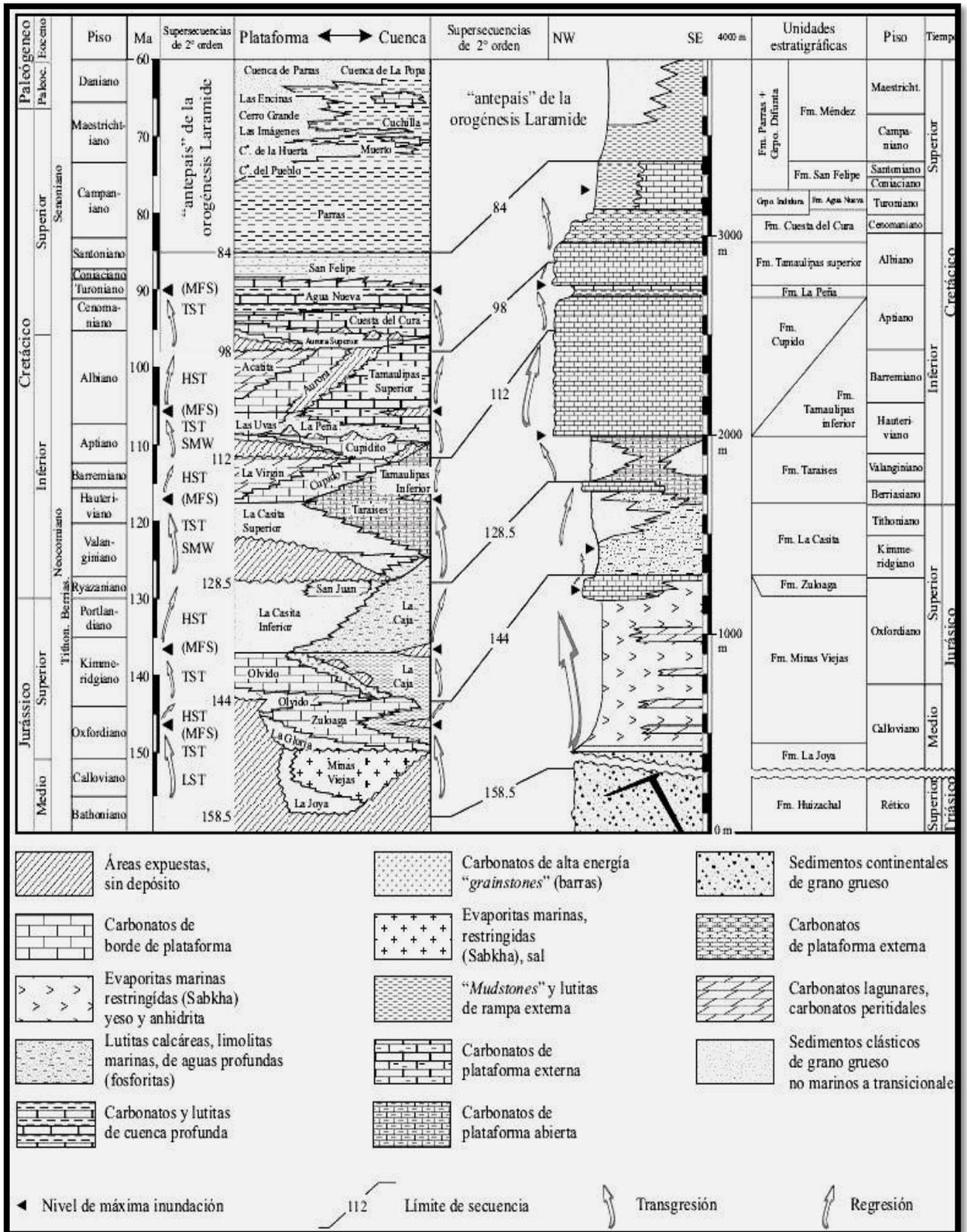


Figura 2.5. Correlación y cambios de facies de las unidades que conforman a las columnas estratigráficas de la Cuenca de Burgos (modificado de Jenchen 2007).

Formación Pimienta. Fue definida por Heim (1940), en general está compuesta de mudstone y wackestone y calizas arcillosas, de color negro a gris oscuro, carbonosos, dispuestos en capas que varían de 5 a 30 cm de espesor, con los que se intercalan lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, ricas en materia orgánica. Son comunes además los lentes y nódulos de pedernal negro, las lutitas bentoníticas y los lechos de bentonita de color gris a verde. Los espesores varían desde unos 60 metros hasta 300 y 500 metros. El depósito de la Formación Pimienta varía de plataforma externa a cuenca, con muy baja energía.

En el Cretácico Inferior se encuentran las siguientes formaciones:

Formación Taraises. Imlay (1936) definió como Formación Taraiseis a una secuencia calcárea y calcáreo – arcillosa que sobreyace a las formaciones Caja o Casita y subyace a la Formación Cupido. Su composición se presenta como una alternancia de calizas arcillosas, de color gris obscuro en estratos de 3 a 10 cm, con lentes de pedernal negro, intercaladas con estratos de lutitas de color café amarillento, con estratos con espesores de hasta 60 cm. En la parte media continúan calizas arcillosas, lajeadas y carbonosas, la parte superior se presenta como una alternancia de lutitas y calizas arcillosas de 20 a 40 cm de espesor, en toda la secuencia está presente pedernal, siendo más notorio en su cima. El color amarillento es típico en esta formación, debido al alto contenido de pirita dispersa en los estratos calcáreos; el espesor es aproximadamente de 175 a 220 m. El depósito de la formación ocurrió en un ambiente de cuenca profunda, en donde predominaba la depositación carbonatada, todo el depósito está marcado por un ambiente reductor, con abundante fauna de amonitas y depositación singenética de pirita.

Formación Carbonera. Fue definida por Imlay (1940) como una alternancia de lutitas arenosas interestratificadas con areniscas silici-clásticas de color gris y amarillento al intemperizarse. Está constituida por una alternancia de lutitas arenosas interestratificadas con areniscas de color gris en la cual existen cambios litológicos laterales que dificultan su correlación dentro de la misma

área con las formaciones propuestas por Imlay. El espesor de esta unidad varía de 225 a 433 m. Está constituido por terrígenos continentales que presentan interdigitaciones de lutitas calcáreas y calizas arcillosas; su espesor varía de 280 a 400 m. De acuerdo con sus características litológicas y por el contenido de materia orgánica, se interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito que se interpreta de tipo fluviodeltaíco con cambios laterales y verticales rápidos en distancias cortas asociadas a un delta.

Formación Cupido. Imlay, R. W. (1936), definió esta formación como una secuencia calcárea entre las formaciones Taraises y la Peña, Está constituida por calizas de color gris oscuro con textura mudstone–packestone con estratificación que varía de 0.30 a 1 m., con nódulos de fierro y líneas estilolíticas; el espesor se estima de 850 m. Su medio ambiente de depósito debió haber sido margen de plataforma bioestromatal.

Formación La Peña Originalmente descrita por Imlay, R. W. (1936), como un afloramiento de estratos calcáreos – arcillosos, consiste en una alternancia de capas de caliza arcillosa, limolitas y bandas de pedernal, su espesor es del orden de 3 a 40 m. Su ambiente de depositación es de facies de cuenca en ambiente pelágico somero con aporte de terrígenos (Goldhammer et. al, 1993).

Formación Aurora Fue definida por Burrows (1910), en la sierra del Cuchillo Parado en el noreste del Estado de Chihuahua, llamándose así a calizas densas y gruesas, de pequeño espesor, que forman la parte basal de la caliza Cuesta del Cura. Está constituida por calizas de color gris claro de estratificación mediana o masiva, de textura mudstone, contiene nódulos y bandas de pedernal; es fosilífera y presenta líneas estilolíticas paralelas a la estratificación. Se reconoce un espesor de 300 a 625 m. Cabe mencionar que en el sector transversal de la Sierra Madre Oriental presenta menos espesor (100 m). Por su litología y contenido faunístico, se sugiere un depósito en un ambiente nerítico de aguas tranquilas someras.

Formación Cuesta Del Cura. Imlay (1936) definió como Formación Cuesta del Cura a calizas gris oscura, ondulada, intercalada de pedernal negro entre las

formaciones Tamaulipas Superior e Indidura. Está constituida de calizas con textura mudstone - wackestone oscuro con estratos de 5 a 20 cm de espesor. Contiene bandas de pedernal negro de 5 a 10 cm y estratos de margas de 8 cm de espesor; la característica más notable es la ondulación de los estratos. El espesor varía de 150 a 300 m y su ambiente de depositación es pelágico de aguas profundas que cambian a plataforma, lo que indica una etapa inicial regresiva del mar.

Formación Acatita. El término Formación Acatita fue propuesto por Humphrey (1956). Está constituida por una secuencia de calizas, calizas dolomíticas y yesos; la caliza es de color gris oscuro de textura wackestone, presenta nódulos y lentes de pedernal; el espesor varía de 150 a 200 m. Se correlaciona con la Formación Glen Rose y con el Grupo Fredericksburg del centro de Texas. También es equivalente a la Formación Aurora del este de la Sierra Madre Oriental y de la provincia de sierra y cuencas de Coahuila. Las calizas, dolomías y yesos de esta formación indican un ambiente de depósito de plataforma somera de circulación restringida; en la que eran comunes los períodos de evaporación (Isla de Coahuila).

Formación Kiamichi. Esta formación fue llamada originalmente Arcillas Kiamita por Hill (1891) ubicando la localidad tipo en las planicies del Río Kiamichi cercano a Fort Towson Oklahoma, cuya litología se compone de una secuencia de margas y calizas arcillosas. Imlay (1944) considera que la unidad formada por sedimentos arcillo-calcáreo de estratificación delgada con la amonita *Oxytropidoceras* que afloran en el norte de Nuevo León y oriente de Chihuahua, ocupa la misma posición estratigráfica que la lutita Kiamichi de Texas. Consiste de una secuencia de lutitas arcillosas que en su parte media presenta un miembro calcáreo de estratos medianos (0.30 m) de textura mudstone a wackestone; su espesor es reducido varía entre 10 y 40 m. Los sedimentos arcillosos indican un depósito de plataforma con sedimentación pelágica de agua de poca profundidad y continua subsidencia.

Grupo Washita. En 1956 Humphrey identificó como Grupo Washita a unidades de sedimentos finos y rocas carbonatadas del Albiano superior que

se encuentran al noreste de México. El Grupo Washita tiene su localidad tipo en Ford Washita al noreste de Marshall, Oklahoma y consta de las formaciones Georgetown, Del Río y Buda. Es una secuencia de calizas arcillosas (Formación Georgetown), de estratos delgados y medianos (0.15 0.40 cm.), de textura que va de mudstone a wackestone, color al fresco gris oscuro, presenta lentes y nódulos de pedernal, continuando con una alternancia de lutitas y calizas delgadas (Formación Del Río) y nodulares de color gris claro, pardo y verdoso; para terminar con calizas de estratificación delgada a mediana (Formación Buda), (0.10 a 0.30 m.) de color gris claro al intemperismo. El espesor promedio de este grupo es de 130 m. las rocas arcillosas y calcáreas del Grupo Washita sobreyacen a las secuencias arcillosas de la Formación Kiamichi de manera concordante, y subyacen a las rocas de la Formación Eagle Ford de igual forma. Proviene de un ambiente de depósito de plataforma abierta de sedimentación predominante pelágica con una subsidencia lenta (Humphrey y Díaz, 1956).

Formación Treviño definida por Garza (1976), quien designó formalmente a las calizas que sobreyacen a la Formación Acatita como Formación Treviño. Esta formación está constituida por calizas de color gris oscuro de textura packstone y dolomías. Los estratos van de 0.30 a 0.80 m su espesor varía de 20 a 175 m. Su depósito es de ambiente lagunar somero (Isla de Coahuila).

En el Cretácico Superior se encuentran las siguientes formaciones:

Formación Eagle Ford. Roemer (1852), mencionó los sedimentos de lutitas negras Eagle Ford, en estudios realizados en la Región Brauntes, posteriormente Hill (1887) colocó dichos estratos en la base de las Series del Golfo. La localidad tipo es en Eagle Ford, condado de Dallas. Está distribuida en la Sierra Minas Viejas y regionalmente se encuentra ampliamente distribuida en el noreste de México. Esta formación consiste de delgadas capas de calizas arcillosas de color gris claro que intemperizan a un color gris pardo amarillento interestratificadas con lutitas calcáreas de color gris oscuro que intemperizan a un color ocre. Contiene fósiles como el *Inoceramus Labiatus*; el espesor varía de 100 a 320 m. Su contacto inferior es concordante con el

Grupo Washita y subyace concordantemente a la Formación Austin. Por su posición estratigráfica y contenido faunístico del fósil índice de *Inoceramus Labiatus* se le asigna una edad del Cenomaniano superior – Turoniano. Se correlaciona con las formaciones Agua Nueva e Indidura de la Cuenca Mesozoica del centro de México y de la Península de Coahuila respectivamente. Por sus características litológicas y contenido faunístico se considera que esta formación se depositó en un ambiente marino relativamente somero, de circulación restringida, probablemente con influencias de plataforma externa (Golfo de Sabinas).

Formación Indidura. Kelly (1936) definió la Formación Indidura en la localidad de Delicias, Coahuila, en el flanco Oriental del cerro de La Indidura, a 8 km al norte del tanque Toribio. En este sitio la formación consiste de lutitas y calizas. Aflora ampliamente en la Sierra Madre Oriental, en el sector transversal, en la Isla de Coahuila, para el Golfo de Sabinas cambia de facies a la Formación Eagle Ford. La formación consiste de una alternancia de lutitas y calizas arcillosas con algunas intercalaciones de areniscas y laminillas de yeso, la coloración varía de gris oscuro a negro y gris verdoso a rosa con las calizas y las lutitas de color amarillo crema su espesor es de 100 m. Por su posición estratigráfica y contenido fosilífero se le asigna una edad del Cenomaniano superior al Santoniano, se le reconocieron fósiles como el *Inoceramus Labiatus*, se correlaciona con la Formación Eagle Ford del Golfo de Sabinas. El ambiente es el característico de la sedimentación con facies que varían desde profundos a litorales, relacionados probablemente con ambiente deltáico (Isla de Coahuila).

Formación Agua Nueva. Stephenson (1921) separó por primera vez a estas rocas de la Formación San Felipe. Esta formación consiste de una alternancia de mudstone y wackestone, intercalados con calizas arcillosas con nódulos y bandas de pedernal e intercalaciones de lutitas laminares carbonosas así; como de cuerpos de margas bentónicas y de lechos de bentonita, con coloraciones gris y gris oscuro. La estratificación es delgada a media en la base y laminar en la parte media y superior; son comunes los cuerpos de espesor

medio y grueso en las lutitas y margas. Su espesor varía de 50 a 100 metros. Se correlaciona con la Formación Indidura en la Cuenca de Parras y la Formación Eagle Ford del Golfo de Sabinas. Por sus características litológicas y contenido faunístico se interpreta que los sedimentos se depositaron en ambientes que varían de plataforma externa a cuenca. La presencia de material bentonítico, indica el vulcanismo contemporáneo del lado Pacífico correspondiente al arco magmático, reflejo de la subducción de la placa de Farallón bajo la de América del Norte (Sierra Madre Oriental y Archipiélago de Tamaulipas).

Formación Parras. Imlay (1926), aplicó el nombre de Parras a una potente secuencia de lutitas negras comprendida entre las formaciones Indidura y Grupo Difunta. Está constituida principalmente por lutitas calcáreas de color gris oscuro a negras carbonosas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino en capas delgadas. En la Cuenca de Parras se reporta un espesor de 1500 m. El depósito de esta unidad es de antefosa, en ambientes marinos relativamente someros con influencia de plataforma externa en facies de prodelta (Cuenca de Parras y Golfo de Sabinas).

Formación Austin. Shumard, (1860), y Sellards et. al (1932). Describieron esta unidad calcárea con intercalaciones de lutitas, la que consiste de mudstone a wackestone de bioclastos, en partes cretosos y arcillosos, de color café claro y oscuro, con algunas intercalaciones de lutitas calcáreas y de margas. Su espesor varía de 100 a 350 metros. En razón de sus características litológicas y contenido microfaunístico, esta formación se depositó en facies de plataforma externa, relacionadas a frentes de sistema fluviodeltáicos.

Formación San Felipe. Jeffreys (1910) empleó por primera vez este nombre de acuerdo a un reporte no publicado y Muir (1936), quien definió de una manera formal a esta unidad en la localidad de San Felipe, 4 km al este de Ciudad Valles, San Luis Potosí, nombrando así a una secuencia incompleta de calizas y lutitas; sin embargo, Seibertz (1988) propuso la localidad tipo en la Sierra de la Colmena en la parte oeste de Ciudad Valles S.L.P.

En general, la litología de esta unidad es muy homogénea, y corresponde a niveles arcillosos y bentoníticos, de color gris claro y gris verdoso, en capas de

espesor delgado, con escasos nódulos de pedernal. Son abundantes las intercalaciones de bentonita y de lutitas bentoníticas laminares. Su espesor es muy variable de 5 a 330 metros. Las rocas de la Formación San Felipe, evidencian un ambiente de depósito de mar abierto, con notable influencia de material bentonítico proveniente del arco magmático del occidente, que se encontraba en franca actividad.

Formación Caracol. Imlay (1937) definió como Formación Caracol a lutitas, tobas desintegradas y areniscas con poca caliza. Estableció la localidad tipo en el lado occidental del arroyo El Caracol, cerca de la ciudad de Parras, Coahuila. La Formación Caracol consiste de una sucesión irregular de lutitas, areniscas y calizas con interestratificaciones de tobas desvitrificadas. También se observa la presencia de calizas silíceas interestratificadas (novaculitas). En estas series predominan las coloraciones café claro, gris verdoso y rojizo; su espesor es muy irregular dadas sus características litológicas, reportándose rangos de 200 a 700 metros. Es de tipo turbidítico que evolucionó como relleno en zonas de antifosa, asociadas probablemente a frentes deltaicos y de pro-delta.

Grupo Difunta. Murray y colaboradores (1962) definieron siete formaciones para el Grupo Difunta en la cuenca de Parras (Cerro del Pueblo, Cerro de la Huerta, Cañón del Tule, Las Imágenes, Cerro Grande, Las Encinas y Rancho Nuevo). Está constituida por una alternancia de areniscas ligeramente calcáreas, lutitas, limolitas y cuerpos lenticulares de conglomerado de fragmentos de calizas; en la que predominan los tonos cafés y rojizos. La estratificación es variable desde capas delgadas a masivas; su espesor aproximado es de 3460 metros. Se correlaciona con las formaciones Upson, San Miguel, Olmos y Escondido de la Cuenca Carbonífera de Sabinas; con la Formación Méndez de la Provincia Tampico-Misantla. Su ambiente se considera un complejo deltáico relacionado con levantamientos orogénicos y subsidencia frontal a los primeros levantamientos provocados por la Orogenia Laramídica (Cuenca de Parras).

Formación Mendez Jeffreys (1910) fue el primero en aplicar este nombre a una serie monótona de lutitas que descansan sobre la Formación San Felipe. Consiste principalmente de lutitas calcáreas de color gris y gris pardusco, con intercalaciones de margas y de capas delgadas de bentonita, así como de algunas areniscas compuestas de fragmentos de mudstone, son de color gris oscuro. El espesor de esta formación ha sido considerado por Díaz (1956), de 270 m y Tovar (1905) de 500 m. Son turbiditas características acumuladas en

zonas de antefosa en mar abierto. Las intercalaciones de flujos turbidíticos provenientes de las áreas de plataforma, evolucionan al final del Maestrichtiano a brechas calcáreas de talud en las cercanías con el borde de la Plataforma.

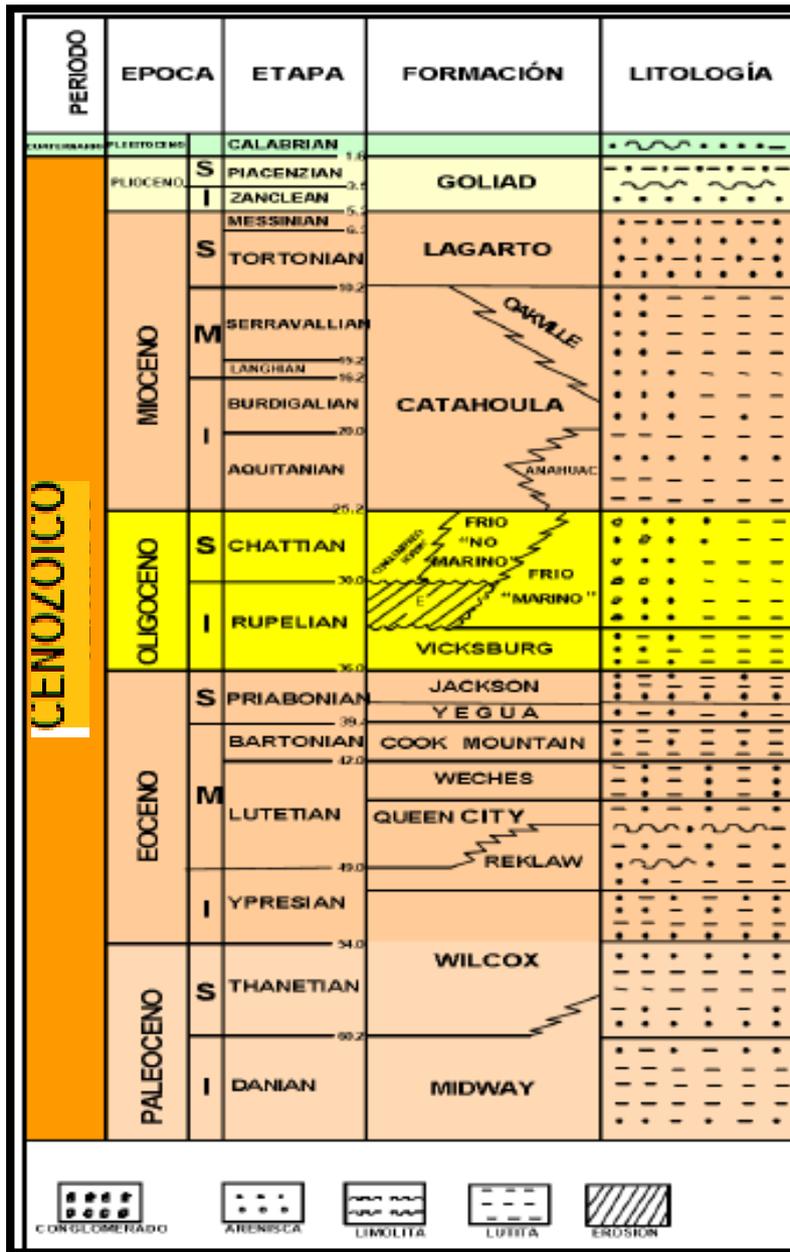


Figura 2.6. Columna estratigráfica correspondiente al Terciario de la Cuenca de Burgos y su asociación con los principales afluentes de depósito (Tomado de Bernabé – Martínez y Aguayo, 2006).

El Cenozoico comprende un conjunto de rocas siliciclásticas de origen marino y transicional, predominantemente desarrollos que varían alternadamente de arcillo-arenosos a areno-arcillosos, y con algunos paquetes areno-conglomeráticos.

La columna estratigráfica para este periodo se conforma por varias formaciones con denominaciones particulares del embahamiento Río Grande (NE de México y SE de Texas): Midway, Wilcox, Recklaw, Queen City, Weches, Cook Mountain, Yegua, Jackson, Frío, Norma, Anáhuac, Catahoula, Oakville y Lagarto (Figura 2.6). Sobreyace a las rocas del Cretácico Tardío. El rango de edad de estas unidades es del Paleoceno al Reciente, teniendo en cuenta la porción marina de la Cuenca de Burgos. Algunos hiatos o discordancias locales reconocen característicamente dentro del registro estratigráfico (Rodríguez, 1976; Echánove, 1986).

2.4 Evolución geológica

Las rocas basales, en el subsuelo, se han perforado sobre la margen occidental y suroccidental de la provincia. Están representadas por rocas ígneas ácidas intrusivas (granitos y granodioritas) rocas metamórficas, y metasedimentos (pizarras y esquistos de bajo grado), que constituyen el basamento Paleozoico. Sobreyacen discordantemente al basamento, una secuencia de areniscas, lutitas y conglomerados rojizos de origen continental, correspondientes al Grupo Huizachal (La Boca y la Joya). Este conjunto heterogéneo de rocas se ha datado como del Triásico- Jurásico Medio y se considera perteneciente a procesos de rift (Echanove, 1986).

El proceso sedimentario marino en la Provincia de Burgos, se inició en el Jurásico Superior (Calloviano u Oxfordiano), con el hundimiento lento y paulatino de los paleoelementos Burro- Picachos y San Carlos-Cruillas; correspondientes al Archipiélago Jurásico de Tamaulipas (Echanove, 1986). El movimiento originó una amplia plataforma sobre la que se realizó una extensa transgresión sobre una superficie erosionada y de relieve moderado, que favoreció el depósito de carbonatos y evaporitas en las zonas marinas

someras. Distinguiéndose presencia de sal y de terrígenos costeros en la periferia de las partes emergidas. Esta secuencia sedimentaria integra a las formaciones Metate, Novillo – Zuloaga y Olvido (Fig. 2.7).

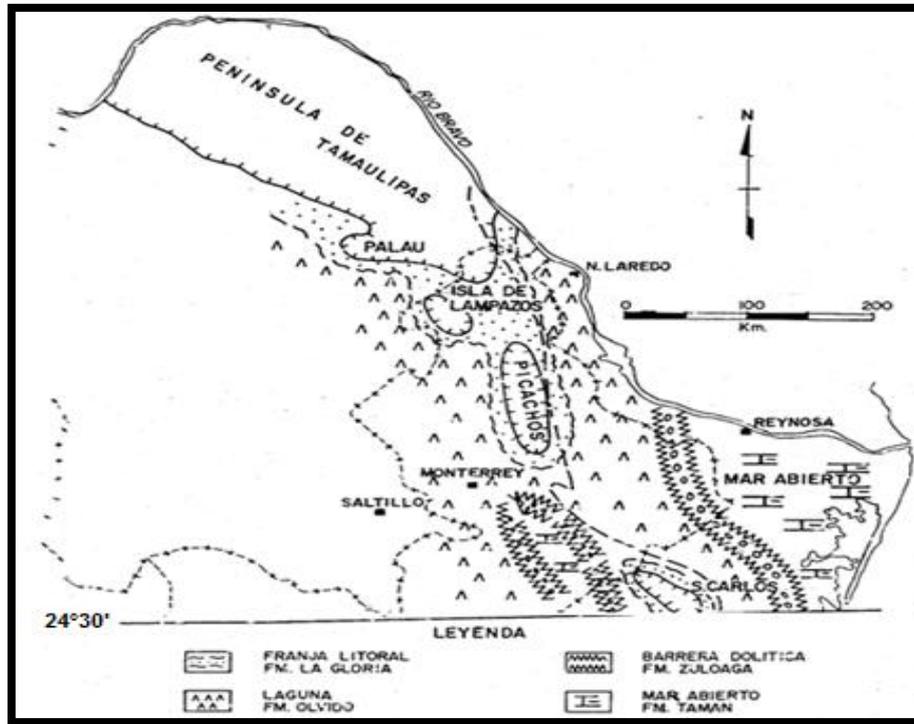


Figura 2.7. Paleografía del Jurásico Superior Oxfordiano, con cambios de facies entre las formaciones La Gloria/Olvido/Zuloaga/Taman (Tomado de Echanove, 1986).

A fines del Oxfordiano, se acentuó la subsidencia originando una mayor transgresión hacia el oriente, lo que propició la invasión del mar en áreas antes emergidas. Esta acción arrastró gran cantidad de materia orgánica vegetal y abundantes terrígenos removidos y transportados mar adentro, formando un depósito de carbonatos finos con grado variable de terrígenos y abundancia de carbón diseminado. La consolidación de estos sedimentos, define a las formaciones La Casita y Pimienta, de edad Kimmeridgiano y Titoniano.

La secuencia del Jurásico Superior tiene un espesor promedio de 600 m, estableciéndose como rocas generadoras a las lutitas carbonosas y las calizas arcillo-carbonosas de las formaciones Novillo y La Casita, las que presentan un abundante contenido orgánico y una madurez apropiada para la generación de hidrocarburos. Asimismo, se consideran como rocas almacenadoras a las

dolomías y grainstone oolítico de las formaciones Novillo –Zuloaga y Olvido, que presentan una porosidad y permeabilidad de regular a baja, la cual se ve incrementada por fracturamiento. Como sello actúan las evaporitas de la Formación Olvido y las lutitas carbonosas de las formaciones La Casita o Pimienta.

En general, la secuencia del Jurásico Superior ha alcanzado una etapa de deformación moderada, favorable para el desarrollo de trampas estructurales, principalmente de origen tectónico. Asimismo, las variaciones de facies y las características de sedimentación de las unidades jurásicas, favorecen la formación de trampas estratigráficas (Echanove, 1986).

En el Berriasiano – Hauteriviano Inferior, continuó la subsidencia lenta y continua, en la que predominaron facies de mar abierto representadas por carbonatos finos que constituyen la Formación Tamaulipas Inferior. Solamente, en la margen noroccidental de la provincia correspondiente al área Laredo y parte del área oeste Presa Falcón, las facies fueron relativamente más someras y con presencia de clásticos finos, con arcilla y limo, derivadas de algún elemento positivo cercano. En esta porción de la provincia prevalecieron ambientes de plataforma, distinguiéndose la influencia del borde de la plataforma jurásica, que favoreció el depósito de una secuencia calcárea, con delgadas intercalaciones de sedimentos calcáreo-arcillosos que constituyen a la Formación Taraises (Echanove, 1986).

En el Hauteriviano Superior, Barremiano y Aptiano Inferior, hubo extensos periodos de relativa estabilidad, lo que favoreció el desarrollo continuo de un frente arrecifal vertical y progradante hacia el oriente. El modelo sedimentario correspondiente a este periodo, permite la distinción de tres de las facies del patrón sedimentario que son: plataforma, complejo arrecifal y mar abierto.

La secuencia arrecifal se encuentra en la porción noroeste de la provincia (área Laredo), donde prevalecieron condiciones favorables para el desarrollo de

bancos, calizas biógenas y de una estructura arrecifal; a esta secuencia se le denomina Formación Cupido.

Hacia el oriente y sur del complejo arrecifal prevalecieron ambientes de mar abierto, en los que se depositó una secuencia de carbonatos finos correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior (Berriasiano Inferior-Aptiano Inferior), (Fig. 2.8).

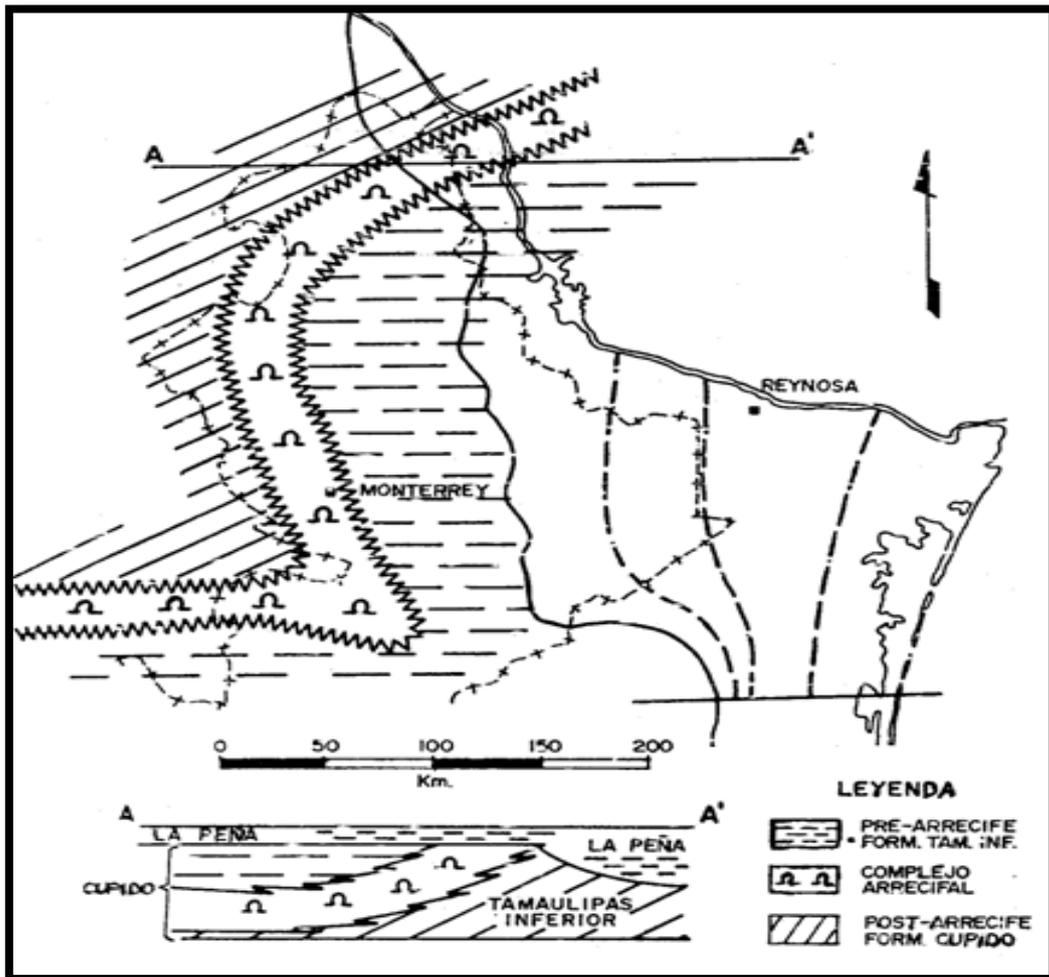


Figura 2.8. Paleografía del Cretácico Inferior (Neocomiano – Aptiano) en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

En el Aptiano Superior, ocurrió una reactivación de las áreas continentales ubicadas al occidente, provocando y ocasionando un cambio notable en la sedimentación. En este periodo persistieron ambientes marinos, en los que se depositó una secuencia delgada calcárea-arcillosa y calcáreoarcillo- carbonosa, con alto contenido de materia orgánica denominada como Formación La Peña,

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

equivalente al Horizonte Otates que se encuentra al sur de la cuenca. La distribución de estas formaciones está íntimamente ligada al comportamiento de la formación subyacente (Cupido/Tamaulipas Inferior); de tal forma, la Formación La Peña sobreyace a las facies arrecifales y de plataforma de la Formación Cupido (área Laredo); mientras que el Horizonte Otates sobreyace a las facies de mar abierto de la Formación Tamaulipas Inferior en el resto de la provincia (Echanove, 1986).

Durante el Albiano Inferior-Medio, aumenta el ritmo de la subsidencia y se incrementa el efecto transgresivo de los mares hacia el poniente, se establece una amplia y extensa plataforma de bajo relieve y de hundimiento lento, en la que predominaron ambientes marinos extensos a mar abierto. En este ambiente se depositó una potente secuencia de carbonatos finos (lodos calcáreos) con nódulos de pedernal y abundante presencia del foraminíferos, entre los que abundan ejemplares *Colomieilla sp.* Esta secuencia es de estratificación media a gruesa y se le define como Formación Tamaulipas Superior (Figura 2.9), (Echanove, 1986).

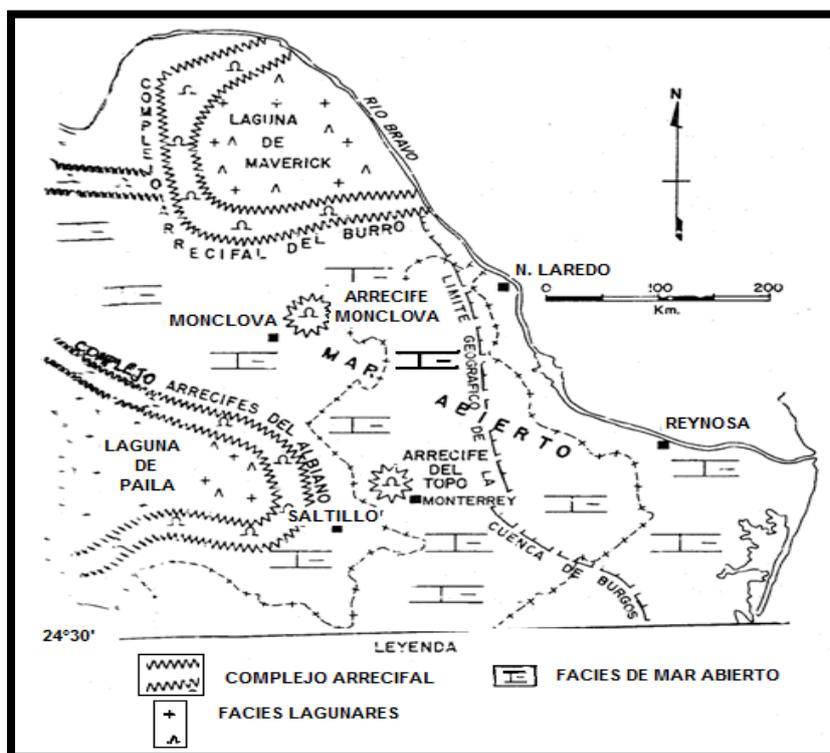


Figura 2.9. Paleogeografía del Albiano en la Cuenca de Burgos, con las formaciones Aurora/TAM. Superior (Tomado de Echanove, 1986).

En el Albiano Superior y Cenomaniano Inferior, disminuye el ritmo de subsidencia con periodos de equilibrio que originan una marcada distribución sedimentario-estratigráfica entre la porción noroccidental de la provincia (áreas Laredo y oeste Presa Falcón), con el resto de la margen occidental de la provincia.

En esta época (en las áreas Laredo y oeste Presa Falcón), se acumuló una secuencia tripartita; calcárea en la base y en la cima, separadas por una unidad areno – arcillosa. Interpretándose el predominio de ambientes marinos de profundidad variable en la secuencia y que constituyen al Grupo Washita, que se define por tres unidades formacionales; George Town, Del Río y Buda. La secuencia refleja una sedimentación cíclica regresiva, que se inicia en el Albiano Superior con el depósito de una secuencia de carbonatos finos de estratificación media a gruesa, de facies de mar abierto y que representa a la Formación Georgetown.

A Principios del Cenomaniano ocurre un fuerte basculamiento hacia el oriente, probablemente asociado a los movimientos iniciales del levantamiento del Continente al occidente (Sierra Madre Oriental) y del Burro, al noroeste. Estos movimientos originan una rápida y extensa regresión hacia el oriente, con predominio de ambientes someros y el depósito de una secuencia delgada de lutitas y areniscas calcáreas con alto contenido de óxido de fierro y abundante fauna de aguas someras y templadas, representativa de la Formación Del Río.

A esta de la parte unidad media del Grupo Washita, le precede una secuencia calcárea de carbonatos finos de estratificación media a gruesa de plataforma externa, lo que refleja el ciclo transgresivo del Cenomaniano Medio y que define a la unidad superior del Grupo Washita. En el resto de la provincia, en la margen occidental y en la porción sur-suroeste (áreas China, sur de San Fernando y San José de las Rusias), predominaron facies de mar abierto durante el Albiano Superior y Cenomaniano Inferior.

En este periodo se depositó una secuencia equivalente al grupo Washita, correspondiente a una potente sección de carbonatos finos y lodos calcáreos

negros, de estratificación delgada a media, con abundantes bandas de pedernal gris a negro y que se designa como Formación Cuesta del Cura.

Hacia el oriente de la cuenca, las facies se tornan gradualmente más profundas, distinguiéndose una secuencia de lodos calcáreos finos, de estratificación de media a gruesa, que corresponden a un depósito continuo e ininterrumpido del Albiano hasta el Cenomaniano Inferior; a toda esta secuencia se le conoce como Formación Tamaulipas Superior (Echanove, 1986).

En el Cretácico Superior, continúa el levantamiento y/o basculamiento regional del continente desde la parte occidental (Sierra Madre Oriental) y el retiro gradual de los mares hacia el oriente.

En este marco regresivo, durante el Cenomaniano Superior y Turoniano, existió un ambiente marino de aguas someras en el que se depositó una potente secuencia de sedimentos predominantemente arcillo – carbonosos con alto contenido de materia orgánica y con intercalaciones calcáreo – arcillosas, de estratificación delgada. A esta secuencia en la porción noroeste de la provincia (área Laredo), se le denomina Formación Eagle Ford y en el resto de la provincia Formación Agua Nueva.

En el Coniaciano y Santoniano las características regresivas se tornan moderadas y se deposita una secuencia predominantemente calcáreo–arcillosa con intercalaciones de sedimentos calcáreos finos, de estratificación delgada a media y que representa a la Formación Austin en la porción noroccidental de la provincia (área Laredo); mientras que en el resto se le conoce como Formación San Felipe (Echanove, 1986). Durante el Campaniano y Maestrichtiano, continuó el movimiento regresivo con periodos de reactivación y oscilaciones del fondo marino. Estableciéndose en la porción noroccidental de la provincia (área Laredo), condiciones de una plataforma oscilante, de interna a media e inclusive externa; mientras que en el resto de la provincia, las condiciones fueron de mar abierto y de aguas profundas.

En el área Laredo Tamaulipas, se depósito una potente secuencia arcillosa – arenosa, con intercalaciones variables de cuerpos arenosos de espesor delgado a medio, con la presencia de capas delgadas a medias de carbón. En esta secuencia se distinguen 4 unidades formacionales; Upson y San Miguel, correspondientes al Grupo Taylor del Campaniano y Olmos y Escondido, que corresponden al Grupo Navarro del Maestrichtiano. La secuencia se inicia con el depósito de una sección arcillo – arenosa, de estratificación delgada a media y de plataforma media a externa, que se le denomina Formación Upson (Echanove, 1986). Posteriormente, ocurre un nuevo movimiento ascendente que favorece el desarrollo de cuerpos arenosos de características fluvio–deltaicas y de barras marinas costeras; a esta unidad se le denomina Formación San Miguel. Sobreyaciendo a esta unidad, se forma un complejo deltaico progradante hacia el oriente, reflejo del predominio de ambientes mixtos y marino somero, que favorecen el desarrollo de cuerpos arenoso, así como el de 2 horizontes de carbón de espesor medio a grueso, intercalados en la sección arcillo–arenosa y que constituyen a la Formación Olmos (Fig. 2.10).

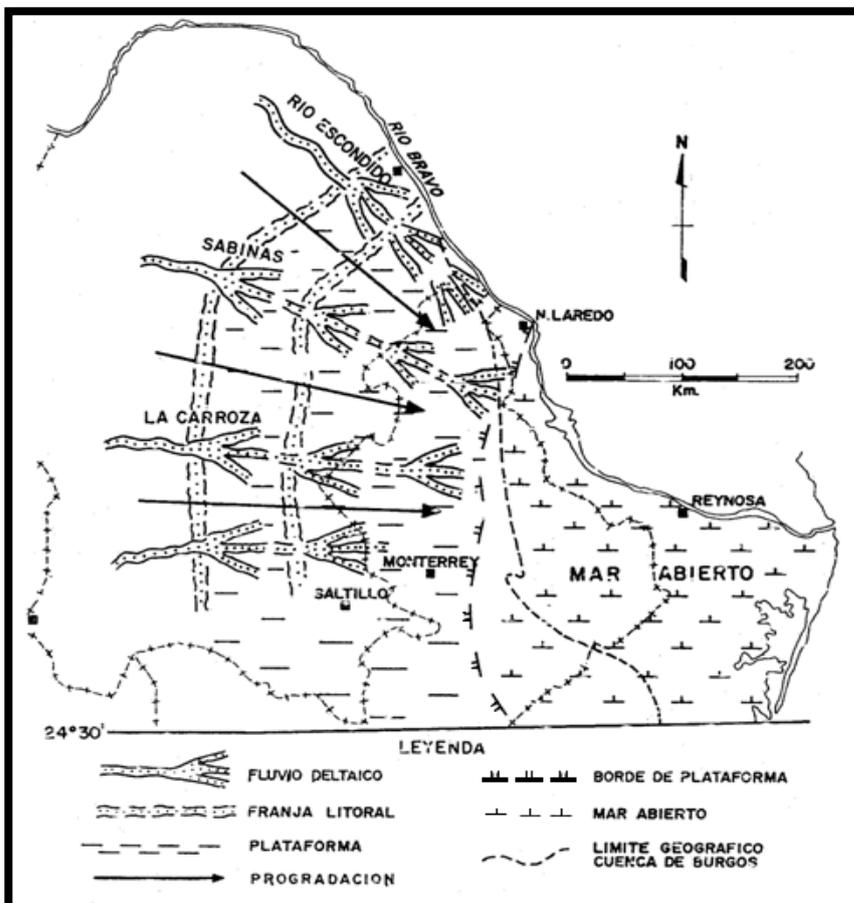


Fig. 2.10. Paleografía del Cretácico Superior (Campaniano - Maestrichtiano) en la Cuenca de Burgos, con las formaciones Parras Difunta/Méndez (Tomado de Echanove, 1986).

El ciclo sedimentario del Cretácico Superior en el área Laredo, está representado por una sección arcillo – arenosa de estratificación media a gruesa, de ambientes marinos medios a externos y que corresponde al final del ciclo sedimentario del Cretácico que se le designa Formación Escondido.

El resto de la provincia de Burgos, en este mismo periodo prevalecieron condiciones de mar abierto y de aguas profundas, en el cual se depósito una potente secuencia calcáreo – arcillosa, de tipo margas y lutitas de estratificación media a gruesa equivalente al Grupo Navarro – Taylor y que se denomina Formación Méndez. Esta unidad se distingue por el aspecto nodular de las lutitas y la presencia abundante de globotruncanidos de mar abierto.

Como principales rocas generadoras de hidrocarburos en el Cretácico, se consideran a las lutitas carbonosas y calizas arcillosas de las formaciones Taraises y La Peña del Cretácico Inferior, y el agua Nueva/Eagle Ford del Cretácico Superior (Echanove, 1986).

Estas secuencias contienen suficiente materia orgánica predominantemente de tipo leñoso, herbáceo y amorfo, con una madurez térmica de 2 a 3 de reflectancia de vitrinita, con probable generación de gas dulce, condensado, aceite ligero y gas amargo subordinado. Como roca almacenadora, se considera principalmente al Complejo Arrecifal “Cupido” del Cretácico Inferior, el cual presenta porosidad y permeabilidad adecuadas. El resto de la secuencia cretácica presenta muy baja permeabilidad, sobresaliendo solo la secundaria inducida por fracturamiento. El sello es de primer orden y lo constituyen las lutitas calcáreas de las formaciones La Peña y Méndez, del Cretácico Inferior y Superior, respectivamente.

La deformación estructural observadas en las rocas cretácicas de la provincia, es en general, moderada; originada por una tectónica de tipo normal – gravitacional y de basculamiento hacia la cuenca. Sin embargo, dentro de este modelo estructural moderado, sobresale una estructura de tipo cóncavo en el área Laredo; Totonaca – Moroco y una estructura de colapso en el área Oeste

Presa Falcón; Parás – Agualeguas, ambas deben de estar asociadas a movimientos de evaporitas jurásicas.

Además, en el área China, se observa un alargado alineamiento estructural denominado Chiclán –Vaquerías y que probablemente refleja un alto de basamento (Echanove, 1986).

A fines del Cretácico y principios del Cenozoico, ocurrió una serie de movimientos intensos provocados por los efectos del paroxismo de la Orogenia Laramide. Esta actividad originó el plegamiento y levantamiento de las rocas mesozoicas al poniente de la Cuenca de Burgos; provincias: Sierra Madre Oriental y Golfo de Sabinas. En la provincia del Burro-Picachos la deformación fue moderada, por la presencia del elemento subyacente que funciono como un contrafuerte (Echanove, 1986).

En este tiempo, se establece en la provincia de Burgos una amplia y extensa plataforma terciaria, de bajo relieve e inclinada hacia el oriente. Sobre esta plataforma se inicia el depósito de una potente secuencia sedimentaria clástica, arcillo – arenosa, con intercalaciones variables de cuerpos arenosos delgados a medios de origen múltiple. De acuerdo a Pérez, Bautista y Aguayo, 2006, la sedimentación fue principalmente marina somera y de carácter cíclico, transgresivo – regresivo constituyendo una marcada progradación secuencial hacia el oriente (Tabla 2.1).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

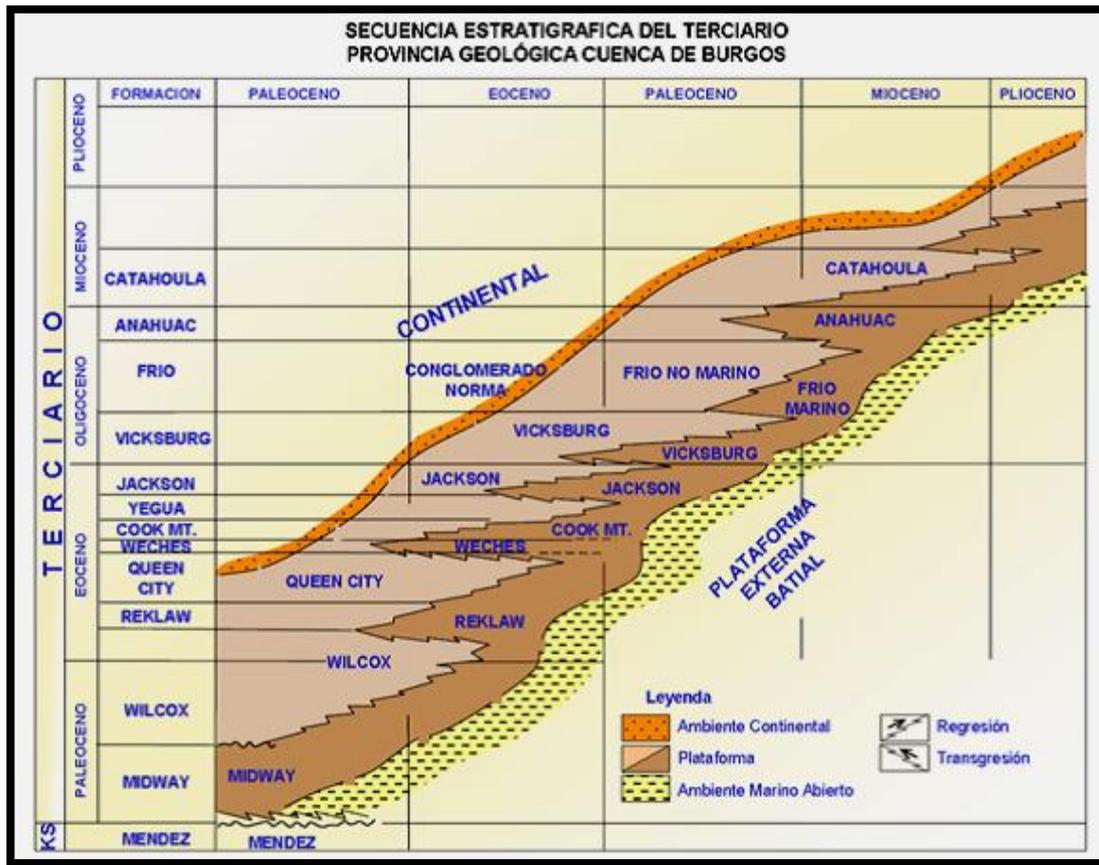


Tabla 2.1.- Secuencia estratigráfica del Terciario (Tomado de Pérez – Bautista y Aguayo, 2006).

Durante el Terciario, no se realizaron movimientos tectónicos sobresalientes en la provincia; en el Paleoceno y Eoceno, se reflejan pulsaciones de los efectos finales de la Orogenia Laramide; en el Oligoceno y Mioceno ocurren movimientos similares, sólo que de menor intensidad. La actividad ocasiona movimientos de tipo postorogénicos y basculamientos hacia el oriente, con desplazamiento paulatino de la línea de costa en este mismo sentido (Figura 2.11).

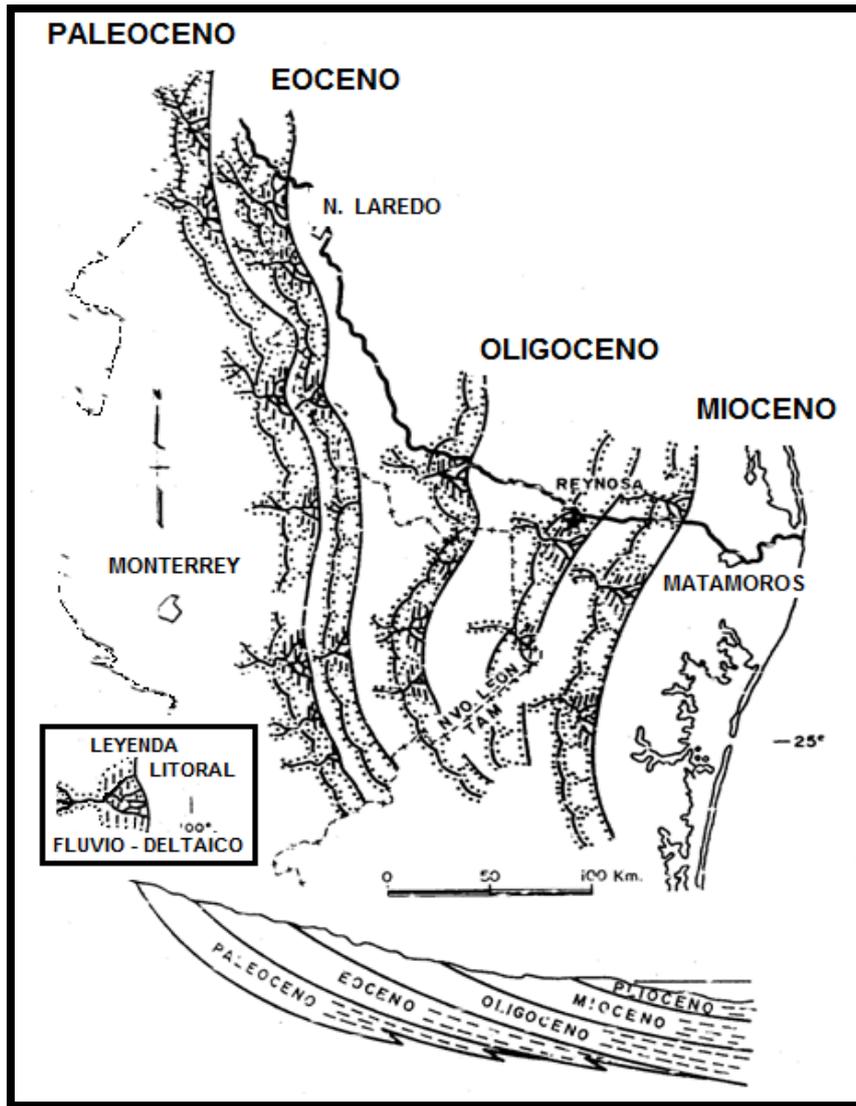


Figura 2.11.- Paleografía del Terciario en la Cuenca de Burgos (Tomado de Pérez – Bautista y Aguayo, 2006).

Igualmente, estos movimientos propiciaron una tectónica de tipo gravitacional que se refleja en un fallamiento normal de intensidad variable y escalonado hacia el oriente, en el mismo sentido de la cuenca (Echanove, 1986). En el fallamiento se distinguen fallas de crecimiento, contemporáneas al depósito, longitudinales, de distribución regional y asociados a cada evento sedimentario; consecuentemente, distribuidas en toda la columna estratigráfica y representadas en cada franja (Pérez, Bautista y Aguayo, 2006). Así mismo, se originaron sistemas de fallamiento normal – gravitacional, de características variables y cuya actividad es post – depositacional, ligeramente posterior a la sedimentación (Figura 2.12).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

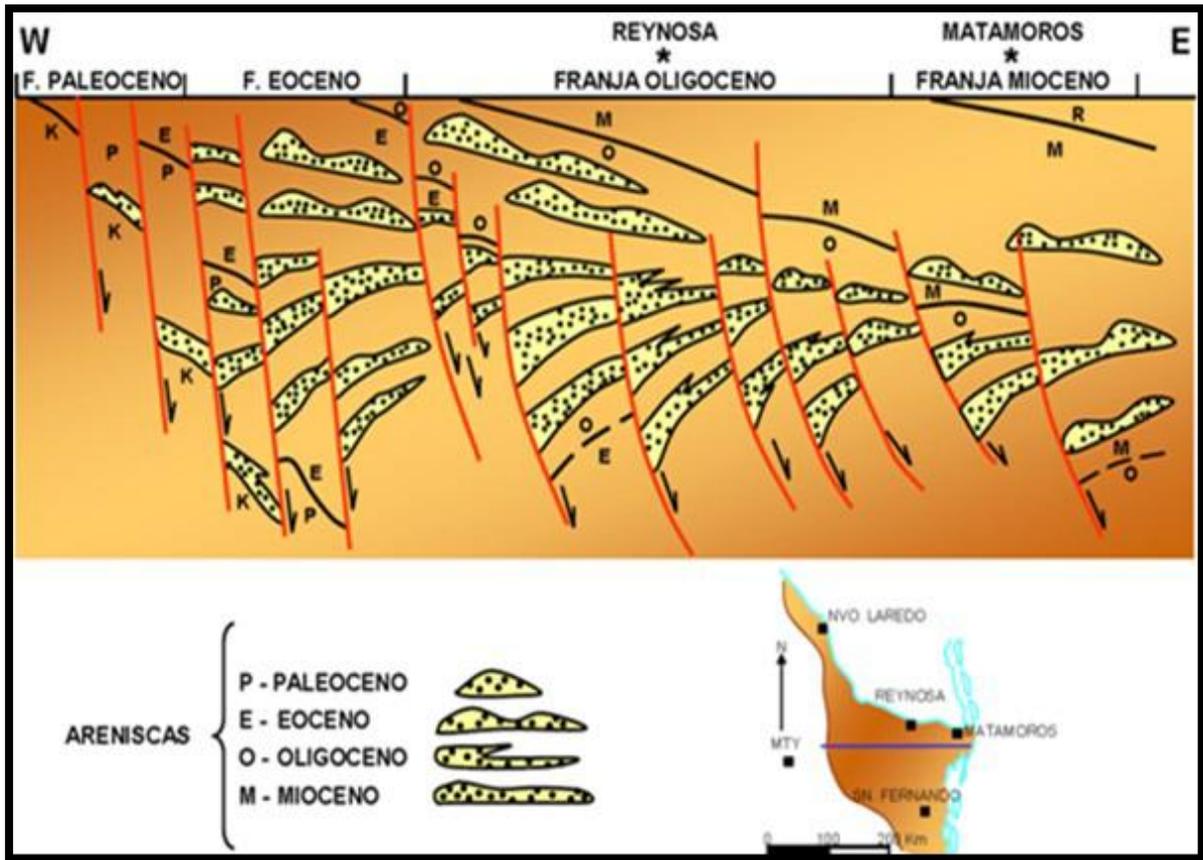


Figura 2.12.- Sistema de fallamiento normal (fallas de crecimiento) en el Terciario en la Cuenca de Burgos (Tomado de Pérez – Bautista y Aguayo, 2006).

En el Paleoceno se inicia una gran transgresión hacia el poniente, que favorece el depósito discordante de areniscas basales y de ambientes someros, sobre una superficie cretácica erosionada. A este depósito, le sobryace una secuencia arcillo-arenosa marina, con aislados y delgados cuerpos arenosos alargados, de distribución restringida y de ambientes de plataforma media a externa (Figura. 2.13).

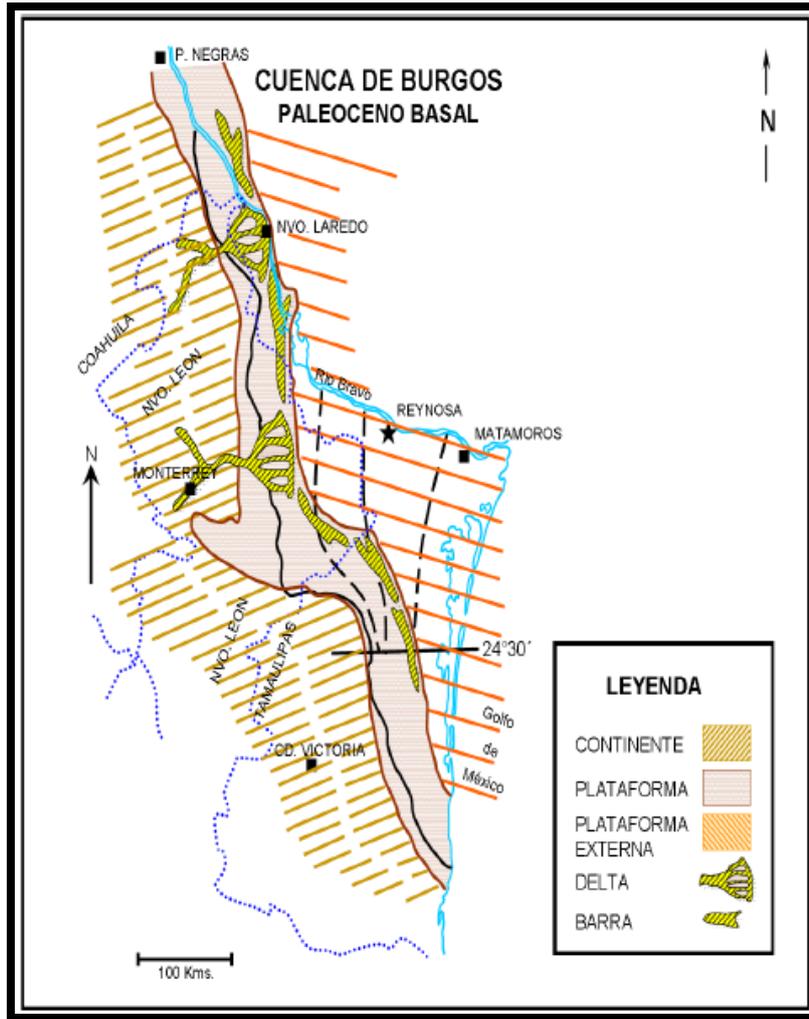


Figura 2.13.- Paleoceno Basal de la Cuenca de Burgos (Tomado de Pérez, 2006).

En el periodo Paleoceno Medio al Eoceno Inferior dentro de un marco cíclico regresivo-transgresivo, progradante hacia el oriente y predominando un ambiente de plataforma interna a media, se depositan sedimentos arcillo-arenosos con intercalaciones variables de areniscas (Echanove, 1986). Estos cuerpos arenosos presentan características de barras costeras de desarrollo múltiple, alargadas, de espesor variable y de amplia distribución; esta secuencia pertenece a la Formación Wilcox. A los sedimentos arcillosos equivalente del Paleoceno Medio, depositados en la plataforma media y externa, se les considera pertenecientes a la Formación Midway (Figura. 2.14 y 2.15).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

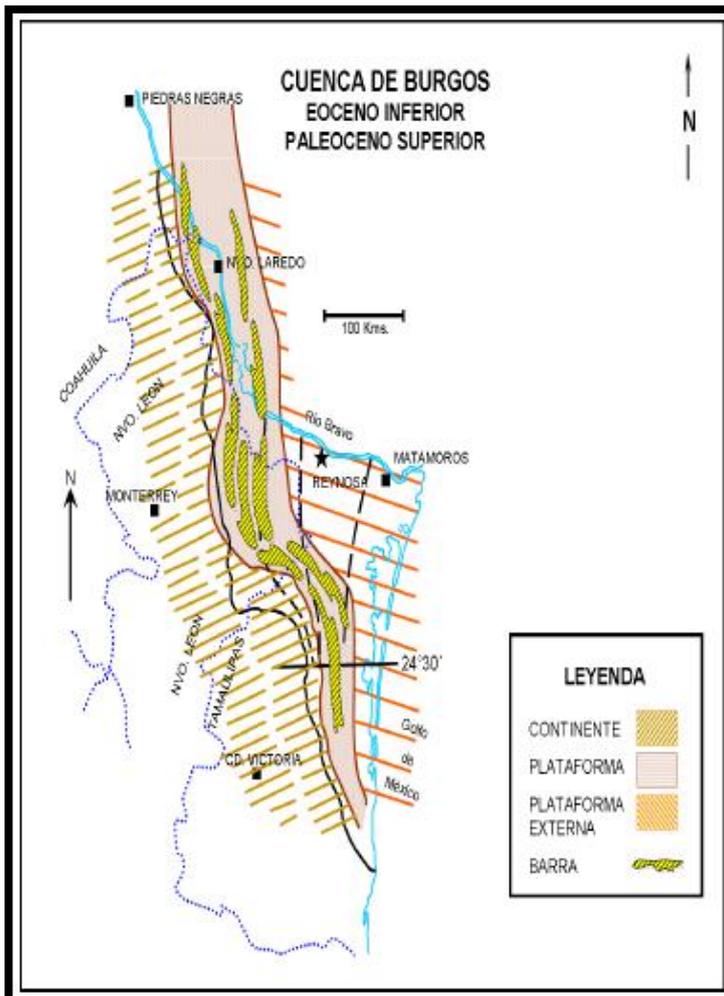
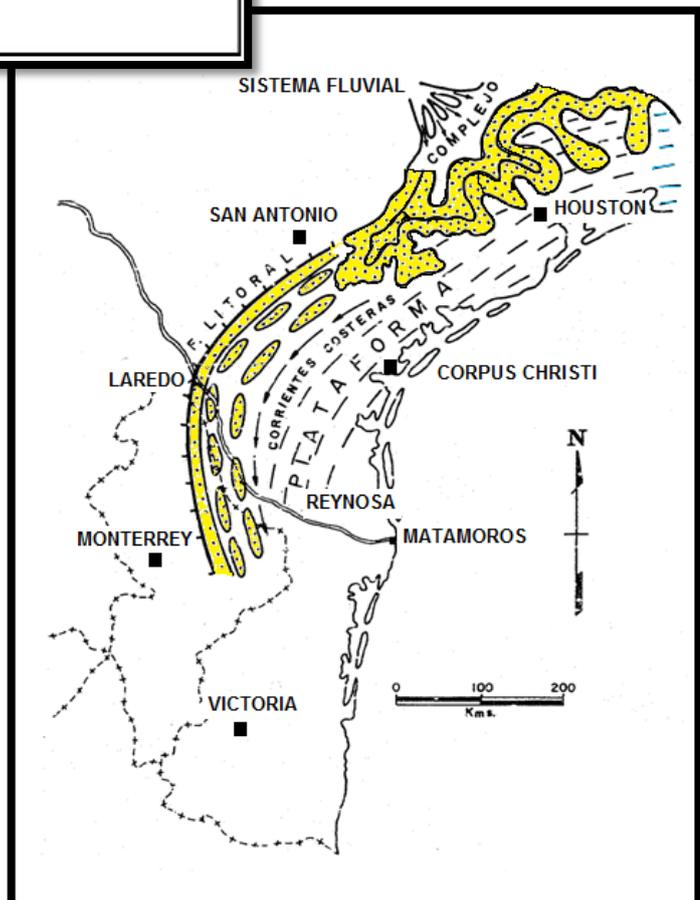


Figura 2.14. Eoceno Inferior y Paleoceno Superior de la Cuenca de Burgos (Tomado de Pérez, 2006).

Figura 2.15. Complejo Fluvio – Deltaico y Sistema de Barras Cotulla (Paleoceno Superior – Eoceno Inferior) en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).



Durante la parte alta del Eoceno Inferior y Medio, se establece un ciclo regresivo-transgresivo completo, en el que se deposita la secuencia del Grupo Mount Selman, formaciones Reklaw, Queen City y Weches. En la porción occidental, predominan ambientes mixtos/someros y de plataforma interna, sobre los que se deposita una secuencia areno – arcillosa con numerosos desarrollos arenosos intercalados, correspondientes a sistemas de barras múltiples, pertenecen a la Formación Queen City.

A las facies equivalentes al oriente, de plataforma media a externa y representada por una sección arcillosa con aislados desarrollos arenosos, se le define como Formación Reklaw. La etapa transgresiva del cierre del ciclo sedimentario del Grupo Mount Selman lo representa la Formación Weches, que está constituida por una sección arcillosa depositada en ambientes de plataforma media a externa (Echanove, 1986).

A fines del Eoceno Medio y principios del Eoceno Superior, se inicia otro ciclo de depósito de carácter regresivo y está representado por las formaciones Cook Mountain y Yegua. La Formación Cook Mountain es marina y predominantemente arcillosa con aislados cuerpos arenosos de distribución restringida, depositada en ambientes de plataforma media a externa. Por su parte la Formación Yegua cierra el ciclo regresivo y está constituida por sedimentos areno – arcillosos con intercalaciones de areniscas, depositados en ambiente continental y de complejo litoral (Fig. 2.16).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

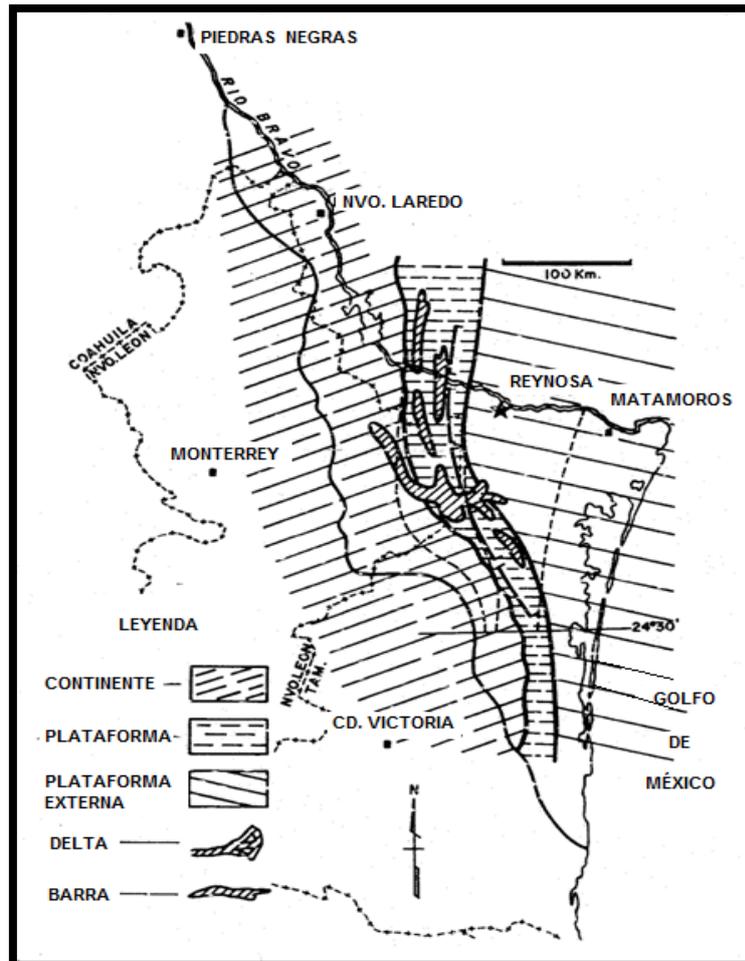


Fig. 2.16. Eoceno Superior en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

En el Eoceno Superior ocurre un quiebre en la sedimentación, iniciándose un nuevo ciclo completo transgresivo-regresivo, que se distingue por las tres unidades que constituyen al Grupo Jackson; Inferior, Medio y Superior. A la secuencia sedimentaria de ambientes someros depositados en la etapa inicial transgresiva del ciclo se le define como Formación Jackson Inferior.

A la secuencia sedimentaria precedente, regresivo progradante del ciclo correspondiente a una sección areno – arcillosa de ambientes mixtos e internos se le designa como Formación Jackson Medio y a todos los sedimentos equivalentes, de plataforma media a externa/batial superior, representados por una secuencia marina predominantemente arcillosa, con aislados y delgados cuerpos arenosos intercalados, se le define como Formación Jackson Superior (Echanove, 1986).

En el Paleoceno y Eoceno, la actividad tectónica preponderantemente fue de movimientos verticales, epeirogenéticos y basculamientos que favorecieron el desarrollo de un fallamiento normal – gravitacional, de trazas longitudinales, de distribución regional y escalonadas hacia el oriente. En las franjas del Paleoceno y Eoceno, predominan las fallas post – depositacionales, quedando subordinadas las fallas contemporáneas y de crecimiento, cuya actividad no fue muy relevante. Sin embargo, se distingue su influencia en la conformación estructural de algunos campos: Pandura, Jaujal, Arcabuz, Cuervito y Zacate (Echanove, 1986).

El modelo estructural regional corresponde a un extenso monoclinal buzante hacia el oriente, seccionado por un sistema de fallamiento post – depositacional, normal longitudinal y escalonado hacia el oriente. Estos movimientos originan una serie de bloques longitudinales alargados y angostos, de extensión considerable. Dentro de estos bloques conforman pequeñas estructuras anticlinales de cierre pequeño (Arcos, Viboritas, Culebra, Cuervito, etc.), o bien, cierres contra falla de escaso desarrollo (Picadillo, Carretas, Mojarreñas, Benavides, Palmito, etc.).

A fines del Eoceno y principios del Oligoceno, ocurren una serie de intensos movimientos verticales, reflejo de los últimos efectos de la Orogenia Laramide. Estos provocan una reactivación de las áreas positivas, situadas al poniente de la provincia, dando lugar a un gran aporte de clásticos que acentúa los movimientos gravitacionales y propicia el desarrollo de sistemas múltiples y secuencia de fallas de crecimiento, contemporáneas al depósito. Las fallas son de amplia distribución regional y de gran desplazamiento, que destacan en cada etapa sedimentaria del Oligoceno por su influencia notable en el depósito y además, porque se considera el factor principal en la formación de las estructuras de la Franja del Oligoceno (Echanove, 1986).

En este periodo, Eoceno Superior-Oligoceno Inferior, se producen las fallas de crecimiento Zacate, Comitas y Becerro, correspondientes al sistema regional “Samfordyce o Vicksburg Flexure” del vecino país de Estados Unidos y que en la provincia de Burgos se le denomina Sistema Becerro. Estas fallas influyeron

notablemente en la sedimentación de las formaciones Yegua y Jackson del Eoceno Superior y Vicksburg del Oligoceno Inferior (Echanove, 1986).

En la Franja del Oligoceno, los sistemas de fallas de crecimiento son secuenciales hacia el oriente y forman una serie de bloques alargados y subparalelos, de extensión regional y escalonados estratigráficamente en este mismo sentido, siendo el más antiguo al poniente y el más joven hacia el oriente. Estas fallas oligocénicas de gran importancia se les designa de poniente a oriente; Falla Becerro (Oligoceno Inferior y Medio), Falla Mc Allen – Reynosa (Oligoceno Inferior y Medio), Falla Altamirano (Oligoceno Inferior y Superior), Falla Brasil (Oligoceno Superior), Falla 18 de Marzo (Oligoceno Superior) y Falla Rosita (Oligoceno Superior – Mioceno Inferior) (Figura 2.17).

En el Oligoceno Inferior, se inicia una amplia y extensa transgresión hacia el poniente, cuyo avance llega a cubrir casi totalmente la franja del Eoceno (Figura 2.18).

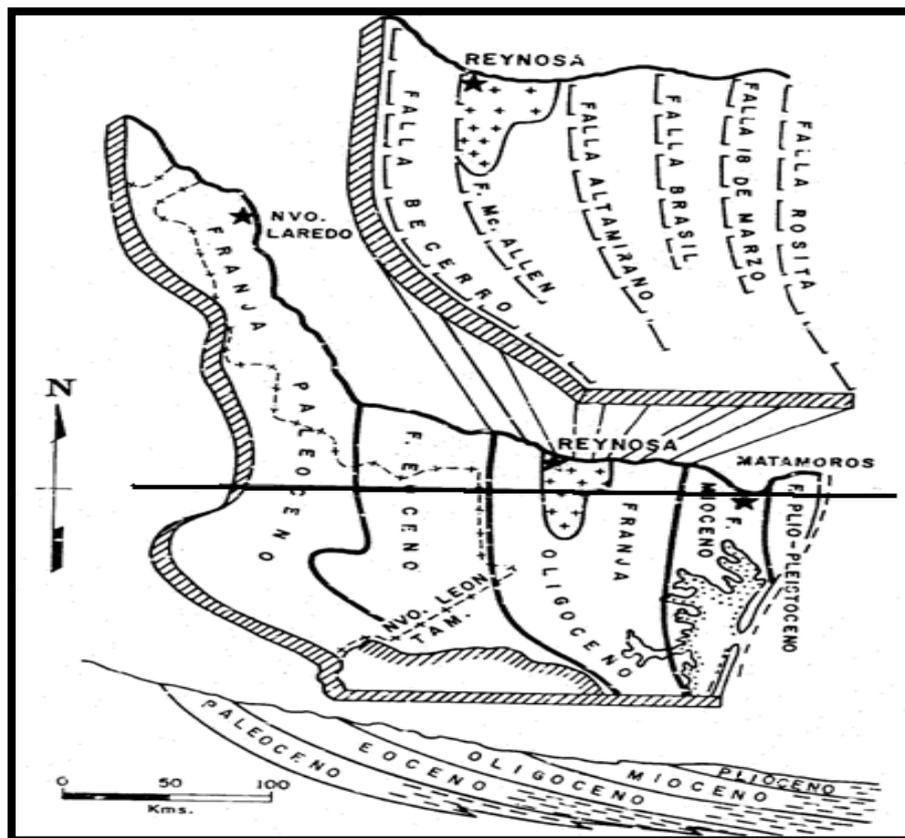


Fig. 2.17. Sistema de fallas de crecimiento del Oligoceno y distribución de los distintos bloques (Franja Oligoceno), Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

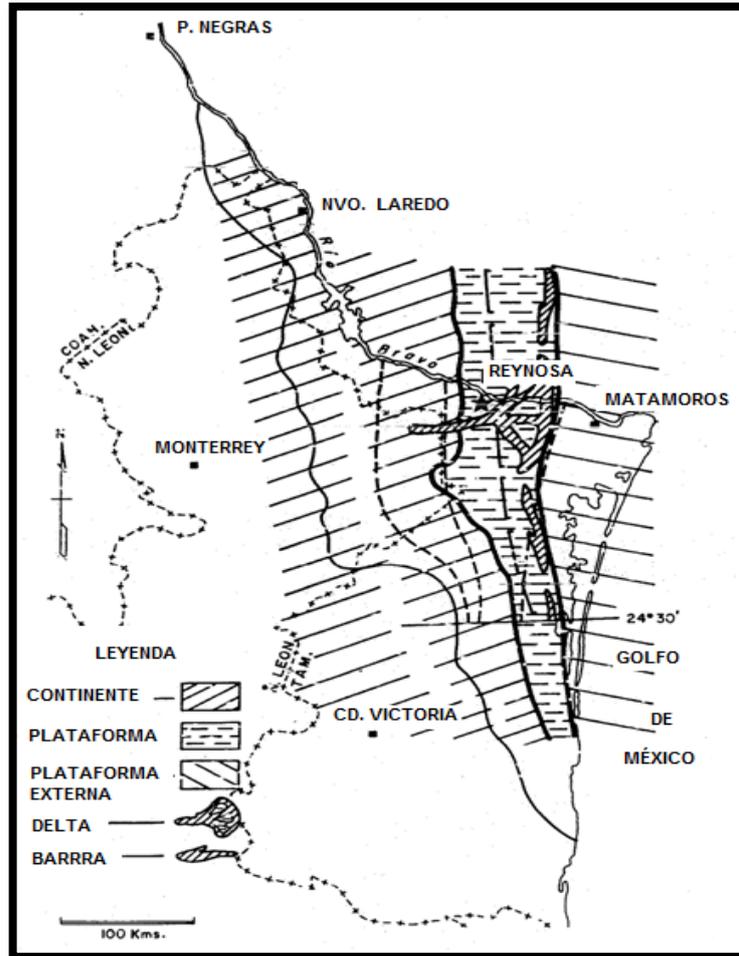


Figura 2.18. Oligoceno Inferior – Temprano en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

Durante el Oligoceno Inferior se tiene la actividad secuencial de las fallas de crecimiento perteneciente al Sistema Becerro y las del Sistema McAllen – Reynosa. Esta actividad, en combinación con las oscilaciones frecuentes de la línea de costa, da lugar al depósito de una secuencia sedimentaria en ambientes desde litoral – marginal hasta nerítico externo y/o batial superior (Figura 2.19).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

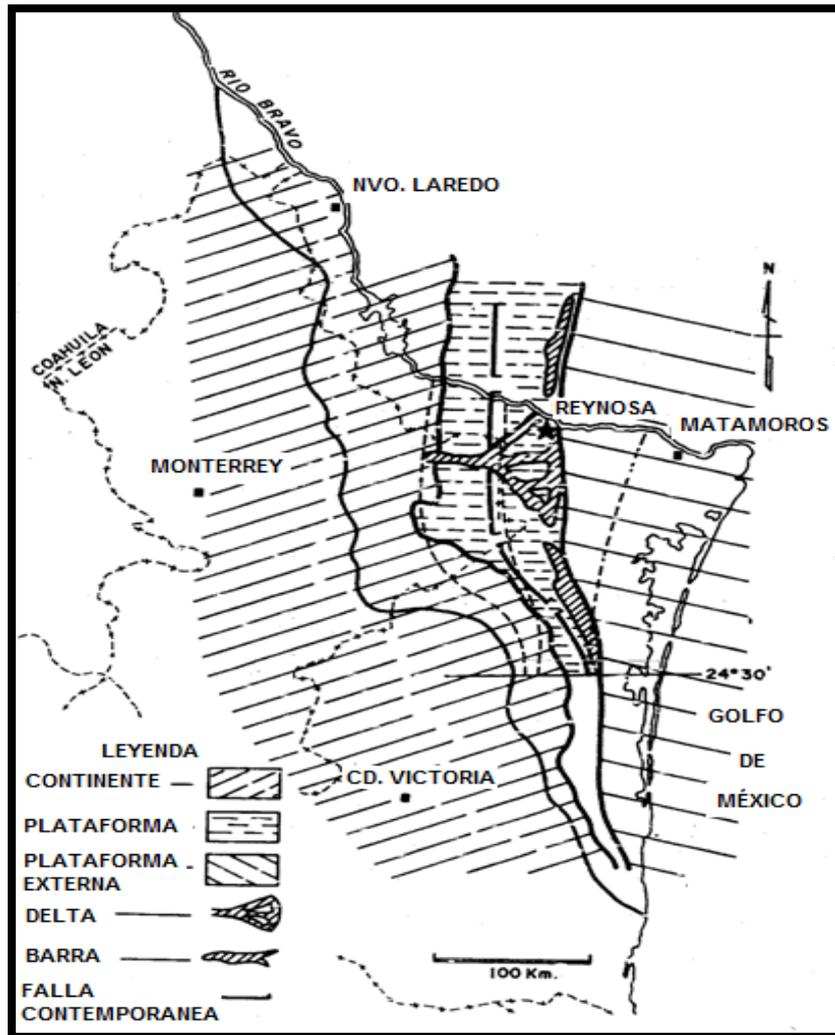


Figura. 2.19. Oligoceno Inferior – Tardío en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

Esta secuencia representa a la Formación Vicksburg y está compuesta por una alternancia de areniscas y lutitas, cuya relación varía de acuerdo al ambiente de depósito, siendo mayor la presencia de areniscas hacia el occidente, disminuyendo hacia la cuenca al oriente. Lo notable es el engrosamiento y limpieza de las areniscas sobre los bloques bajos de las fallas de crecimiento (Echanove, 1986). A fines del Oligoceno Inferior y principios del Oligoceno Medio, culmina la etapa transgresiva y se inicia una extensa regresión, provocada por un gran levantamiento y por el rejuvenecimiento de las áreas positivas, situadas al poniente que origina la retirada de los mares hacia el oriente y una gran afluencia de clásticos terrígenos hacia la cuenca, transportados por corrientes fluviales que favorecieron el desarrollo de

abanicos aluviales, complejos fluvio-deltáicos y sistemas de barras de barrera, en una etapa regresiva progradante. En esta época se depositan sedimentos predominantemente clásticos; conglomerados, areniscas y lutitas con numerosas intercalaciones de cuerpos arenosos de origen variable. Esta secuencia corresponde con un modelo sedimentario completo, con ambientes continental/mixto, dominantes en el poniente, que gradúan lateralmente hacia el oriente a los ambientes marinos litoral o plataforma interna y de plataforma media a externa/batial; y que representan a las unidades formacionales equivalentes Conglomerado Norma, Frío No Marino y Frío Marino, respectivamente (Echanove, 1986). En este ciclo sedimentario se distingue la influencia de las fallas de crecimiento; Becerro, que afecta al Conglomerado Norma; McAllen – Reynosa, al Frío No Marino y Altamirano – Brasil, al Frío Marino (Figuras 2.20 y 2.21).

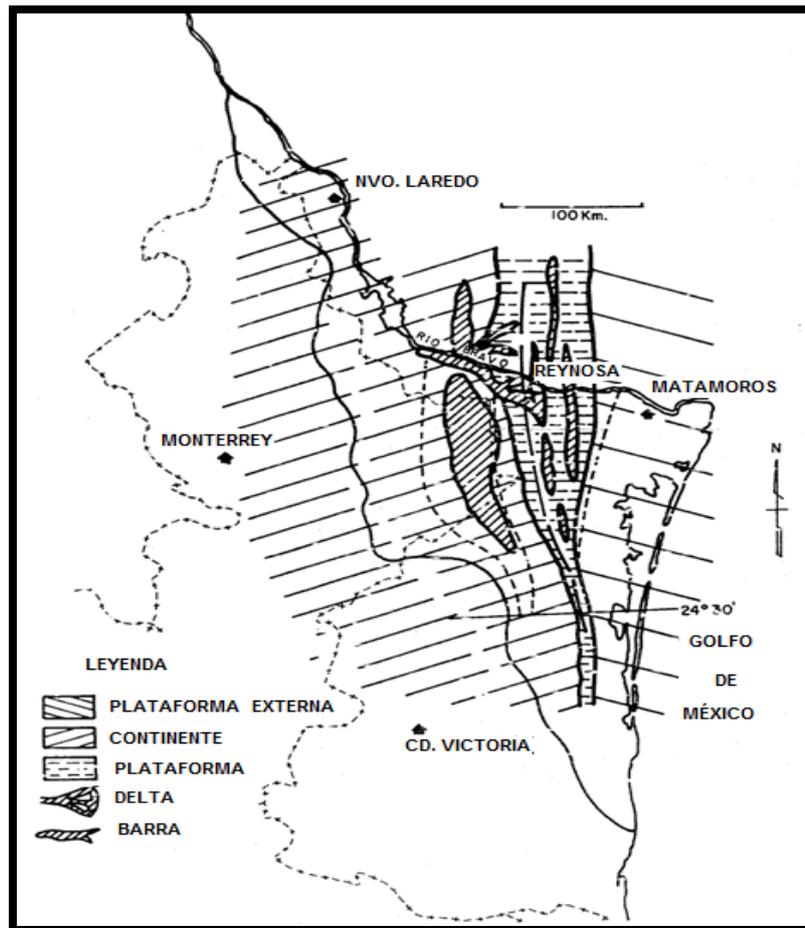


Figura. 2.20. Oligoceno Medio en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

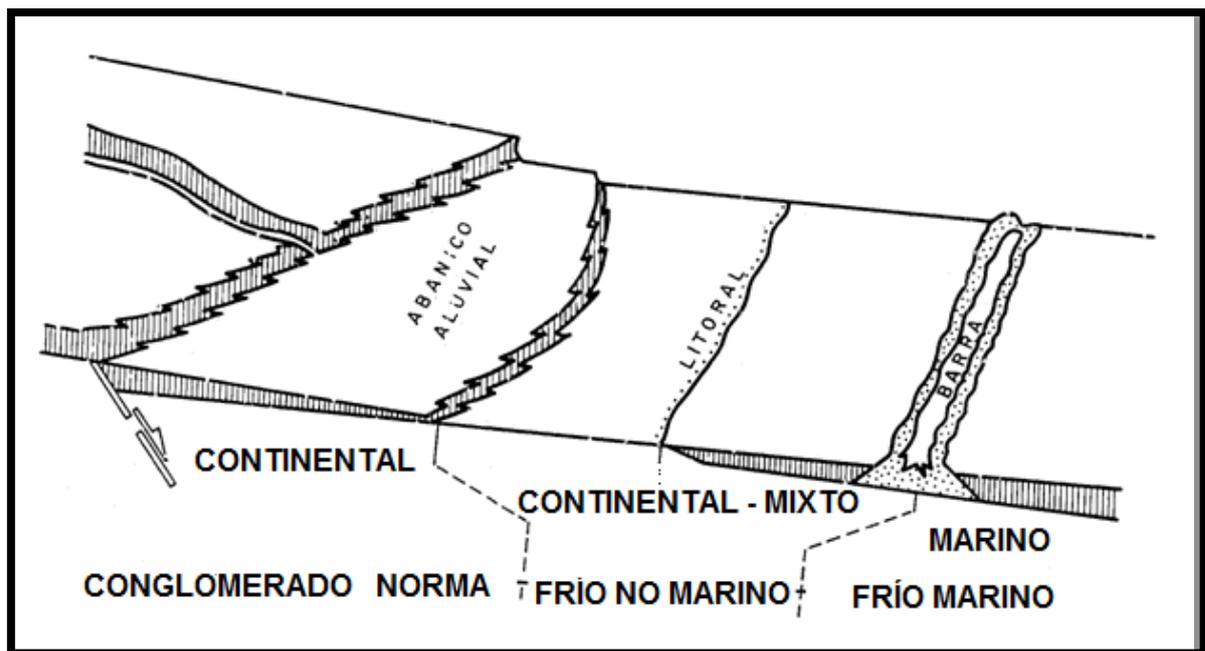


Figura. 2.21. Oligoceno Medio en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

Sobre la margen occidental de la Franja del Oligoceno, se depositó una secuencia sedimentaria clástica gruesa a media, mal clasificada; conglomerados y areniscas en una matriz arcillosa – arenosa, en el que predominan ambientes continentales y mixtos. A esta secuencia se le denomina Conglomerado Norma, que también se distingue por las presencia de depósitos uraníferos de placer (Yacimiento La Sierrita). Hacia el oriente, los ambientes de depósito varían gradualmente a salobres (litoral-mixto) y marinos someros (plataforma interna); depositándose una potente secuencia areno-arcillosa, con numerosos desarrollos arenosos, alternando con delgadas secciones arcillosas marinas. La gran afluencia de clásticos y la continua subsidencia, favoreció el desarrollo de complejos fluvio-deltáicos y sistemas múltiples de barras de barrera, de crecimiento secuencial y progradante hacia el oriente. A esta secuencia de ambiente mixto se le define como Formación Frío No Marino y está influenciada por el sistema de fallas de crecimiento “McAllen”; mismas que también representan el factor principal en la formación de las estructuras primarias presentes en la Franja del Oligoceno (Echanove, 1986).

Hacia el oriente, continúa la variación gradual de ambientes salobres y mixtos a ambientes marinos francos, donde se deposita una secuencia arcillo – arenosa con aisladas intercalaciones de areniscas que definen a la Formación Marino. El depósito de esta sección fue influenciado por las fallas de crecimiento Altamirano y Brasil. En el Oligoceno Superior, cesa la etapa regresiva y se inicia una nueva etapa tectónica – sedimentaria, con el desarrollo de un ciclo transgresivo/regresivo completo; distinguiéndose la influencia de las fallas de crecimiento Brasil y 18 de Marzo; así como la Falla Rosita, que también afectó a la sedimentación del Mioceno Inferior (Echanove, 1986). En este periodo se deposita una secuencia arcillo – arenosa marina, con intercalaciones variables de cuerpos arenosos y que se divide en tres zonas bioestratigráficas distintivas que a la vez reflejan el ciclo sedimentario completo. La distribución lateral de las facies y ambientes de depósito se ilustra en la figura 2.22.

Zona Marginulina: Sección marina con aisladas y delgadas intercalaciones de areniscas arcillosas, con predominio de ambientes de plataforma media a externa y que representan a la etapa inicial transgresiva.

Zona Heterostegina: Sedimentos arcillo – arenosos marinos de plataforma interna a media, con intercalaciones delgadas de areniscas de tipo de barras costeras, depositados discordantemente sobre la sección Frío no Marino del Oligoceno Medio. La secuencia representa el máximo avance transgresivo hacia el poniente.

Zona Discorbis: Secuencia areno – arcillosa marina con numerosas intercalaciones delgadas de areniscas, características de un complejo litoral o de barras costeras; depositadas sobre una plataforma interna a media. Esta secuencia representa a la etapa regresiva del ciclo. Simultáneamente hacia la porción occidental se deposita una potente secuencia areno – arcillosa de ambiente continental – mixto y salobre con intercalaciones variables de cuerpos arenosos delgados a medios y que se le define como Formación Catahoula. Esta secuencia es equivalente a la sección marina de la Zona Discorbis y por efecto sedimentario regresivo – progradante, se desplaza aparente y paulatinamente hacia el oriente, sobre la sección marina de la Zona Discorbis.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

Por las características sedimentarias mencionadas y posición estratigráfica observada, se considera a esta secuencia correspondiente a la Formación Catahoula del Oligoceno Superior – Mioceno Inferior (Echanove, 1986).

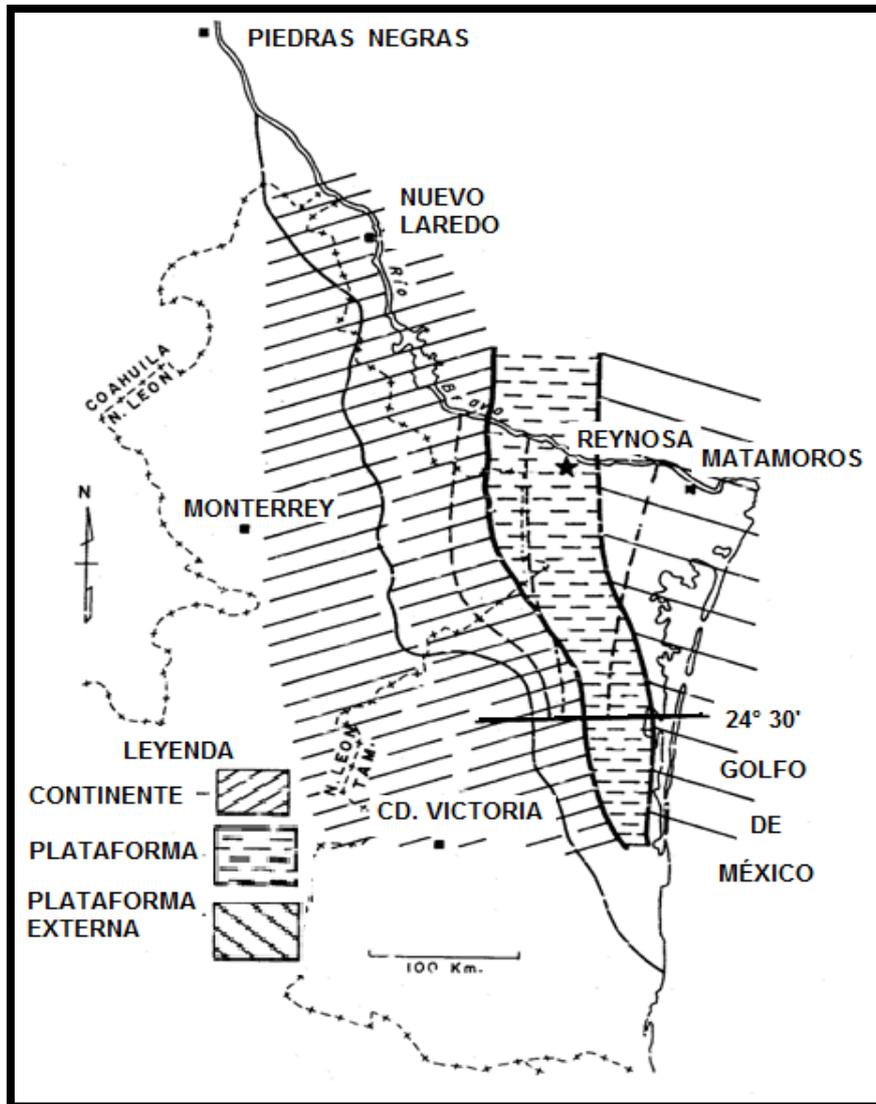


Figura. 2.22. Oligoceno Medio en la Cuenca de Burgos (Tomado de Echanove, 1986).

La principal actividad tectónica en el Oligoceno, lo constituyen las fallas de crecimiento (contemporáneas a la sedimentación) y que presentan un desarrollo múltiple y secuencial, son de carácter regional y de gran desplazamiento. Estas fallas se consideran el factor principal en la formación de las estructuras de las franjas Oligoceno, Mioceno y Plioceno.

En cada bloque, se desarrolla un modelo similar que consiste en una estructura de crecimiento simultáneo a la acción de las fallas contemporáneas y que forman estructuras de tipo anticlinal, ligeramente asimétricos, cuyo eje es longitudinal y sensiblemente paralelo a la traza de la falla; igualmente, la inclinación es semejante a la del plano de la falla de crecimiento. Las estructuras presentan un echado hacia el poniente, mientras que el flanco oriental conserva un echado menor. El fallamiento post-depositacional no es muy relevante en la franja oligocénica, origina bloques alargados y angostos, sobre los que se forman estructuras secundarias de poca amplitud y cierres contra falla (Echanove, 1986).

En el Mioceno continúa la progradación hacia el oriente con gran afluencia de sedimentos, la activación de movimientos gravitacionales y el desarrollo de grandes fallas de crecimiento, de distribución regional y contemporánea al depósito. Esta actividad provocó eventos tectónicos sedimentarios similares a las del Oligoceno, y consecuentemente se definen modelos estructurales similares. A principios del Mioceno Inferior, persiste la extensa regresión hacia el oriente, iniciada en el Oligoceno Superior y continúa el depósito gradual de la secuencia areno-arcillosa de ambientes continental y mixto designada como Formación Catahoula (Echanove, 1986).

A mediados del Mioceno Inferior, se interrumpe el ciclo, cesa la etapa regresiva y se inicia una extensa transgresión hacia el poniente, con la influencia de fallas contemporáneas, Rosita y Matamoros; esta actividad continúa en el Mioceno Medio (Echanove, 1986). En este periodo se forma una amplia y extensa plataforma, sobre la cual se deposita una secuencia marina somera predominantemente areno-arcillosa, con intercalaciones variables de cuerpos arenosos medios a gruesos, correspondientes a un complejo litoral o a barras costeras de crecimiento múltiple, predominando ambientes mixtos y de plataforma interna; a esta secuencia se le define como Formación Oakville o Zona Robulus 43 – A, o bien, como Unidad del Mioceno Inferior. A la secuencia equivalente de ambiente marino, correspondiente a la plataforma media a externa se le define como Formación Lagarto, o bien, como Unidad del

Mioceno Medio, si es predominantemente arcillosa con delgadas intercalaciones de arenisca.

A Principios del Mioceno Superior se cierra el ciclo con la etapa transgresiva y se inicia una extensa etapa regresiva y progradante hacia el oriente. En esta se deposita una secuencia areno – arcillosa, con numerosos desarrollos arenosos, intercalados correspondientes a antiguos complejos litorales y a sistemas de barras costeras múltiples, propias de ambientes continental/mixto y de plataforma interna. Esta secuencia se define como Unidad del Mioceno Superior (Echanove, 1986).

En la parte baja del Plioceno, cesa la etapa regresiva y se inicia un nuevo ciclo sedimentario con una corta transgresión hacia el poniente precedida por una extensa etapa regresiva y progradante hacia el oriente; esta última etapa continúa en el Reciente y persiste en la actualidad. En la Franja del Mioceno, se desarrollan modelos estructurales de crecimiento contemporáneo, similares a los establecidos en la Franja del Oligoceno; distinguiéndose las fallas de crecimiento y una mayor actividad de fallamiento post – depositacional.

En esta franja, se define un extenso monoclinal regional buzante hacia el oriente y seccionado longitudinalmente por un sistema de fallamiento normal – gravitacional, en el que se distinguen fallas contemporáneas de crecimiento secuencial y fallas post – depositacionales de gran desplazamiento (Echanove, 1986). En general las fallas se presentan escalonadas hacia el oriente; sin embargo, se han identificado varias fallas “antitéticas”, post – depósito, con desplazamientos variables hacia el poniente, contrario al movimiento regional. Estas fallas son de tipo compensatorio y están asociadas al fallamiento principal. Las trazas de las fallas son sensiblemente paralelas y predominantemente longitudinales, con una orientación NNE – SSW, que aparentemente coincide con el rumbo de la sedimentación. La actividad de las fallas de crecimiento originan la formación y desarrollo contemporáneo de las principales estructuras, principalmente anticlinales asimétricos, de características semidómicas, las que son posteriormente afectadas por un

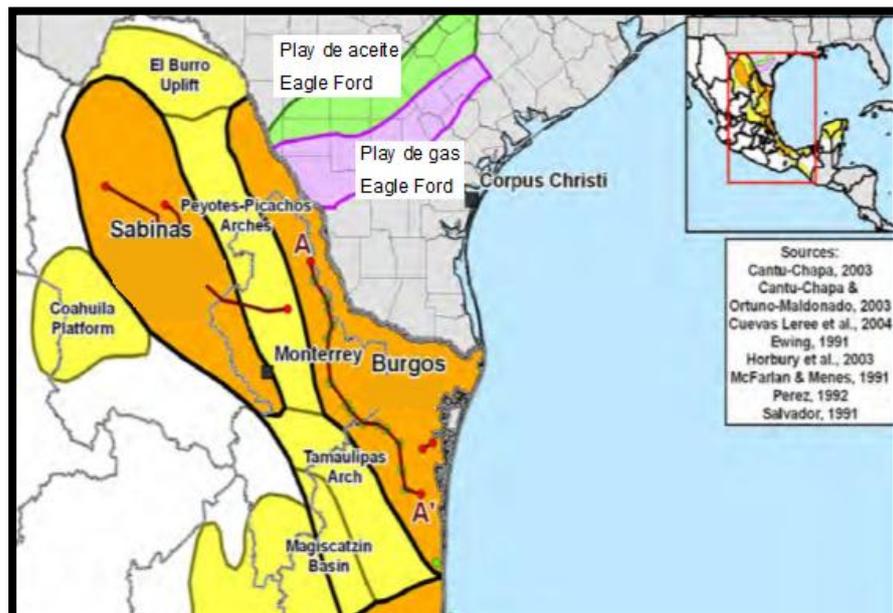
fallamiento post – depósito, formando una serie de bloques alargados sobre los que se originan estructuras secundarias y cierres contra falla. Se considera que la última actividad tectónica que ocurrió en la Cuenca de Burgos, fue en el Mioceno Superior (Echanove, 1986).

En el Plioceno, Pleistoceno y Cuaternario no se han detectado movimientos sobresalientes, solo estaremos hablando de rellenos sedimentarios dados por la existencia de un número elevado de ríos que generan ambientes deltaicos, que han modificado su cauce a lo largo del tiempo geológico y que traen como consecuencia la acumulación de material areno-arcilloso.

2.5 Evaluación geológica

Las formaciones de lutitas cuyos espesores contienen materia orgánica y maduración térmica, pertenecen a las formaciones de edad Jurásico y Cretácico; estas formaciones de lutitas tienen continuidad con formaciones similares que se encuentran produciendo gas en Estados Unidos de América tales como: Eagle Ford, Haynesville, Bossier y Pearsall (Figura 2.23).

Figura 2.23. Ubicación de las formaciones de la Gas en Lutitas en Estados Unidos de América y México (tomada de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).



Lo cual nos permite correlacionar estas formaciones de manera específica ya que cuentan con propiedades similares que nos permite ir más allá de los resultados obtenidos de la perforación exploratoria.

Sin embargo, en comparación con las formaciones de lutitas de Texas y Louisiana, la zona costera de lutitas en México es más estrecha menos continua y estructuralmente mucho más compleja. La deformación Laramídica que ocasionó compresión y cabalgaduras a las que fue sometida la región en relación a la formación de la Sierra Madre Oriental, han ocasionado una serie de discontinuidades en la subcuencas.

Los plays del Cretácico Superior (Ojinaga, Eagle Ford y Agua Nueva) están distribuidas en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro Picachos y Burgos en el noreste de México y son la extensión de la Formación Eagle Ford, productora en el sur de Estados Unidos, los plays del Jurásico Superior (La Casita y Pimienta) están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y en la Provincia Tampico-Misantla, son equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA.

De acuerdo a la información obtenida podemos identificar en la Figura 2.24, las diferentes formaciones de lutitas correlacionadas con las formaciones que se encuentran en Estados Unidos de America.

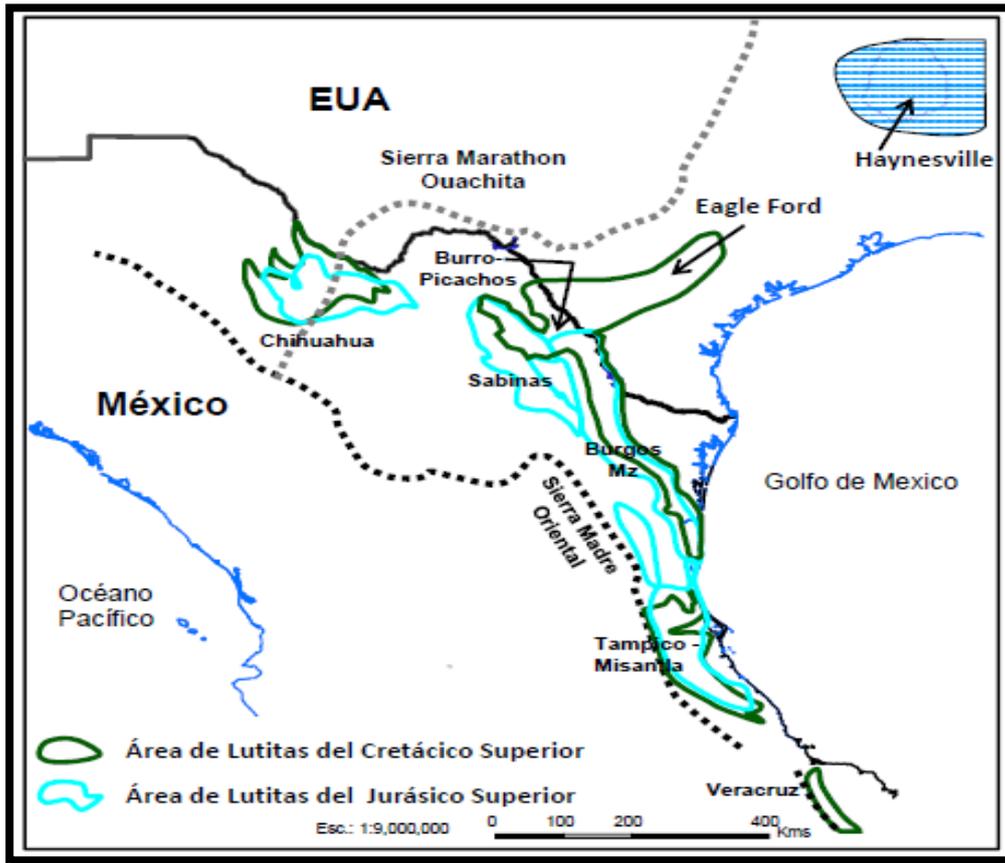


Figura 2.24. Ubicación de las formaciones de lutitas en México y Estados Unidos de América (Tomado de Expo Foro PEMEX, 2012).

A la fecha se han identificado dos niveles estratigráficos de interés y que corresponden a rocas de edad Jurásico Superior (Tithoniano) y Cretácico Superior (Turoniano).

A continuación se presenta una correlación con las diferentes formaciones que se han identificado como lutitas gasíferas, donde podemos identificar las diferentes formaciones productoras comparadas con las distintas provincias y su correlación entre ellas (Figura 2.25).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

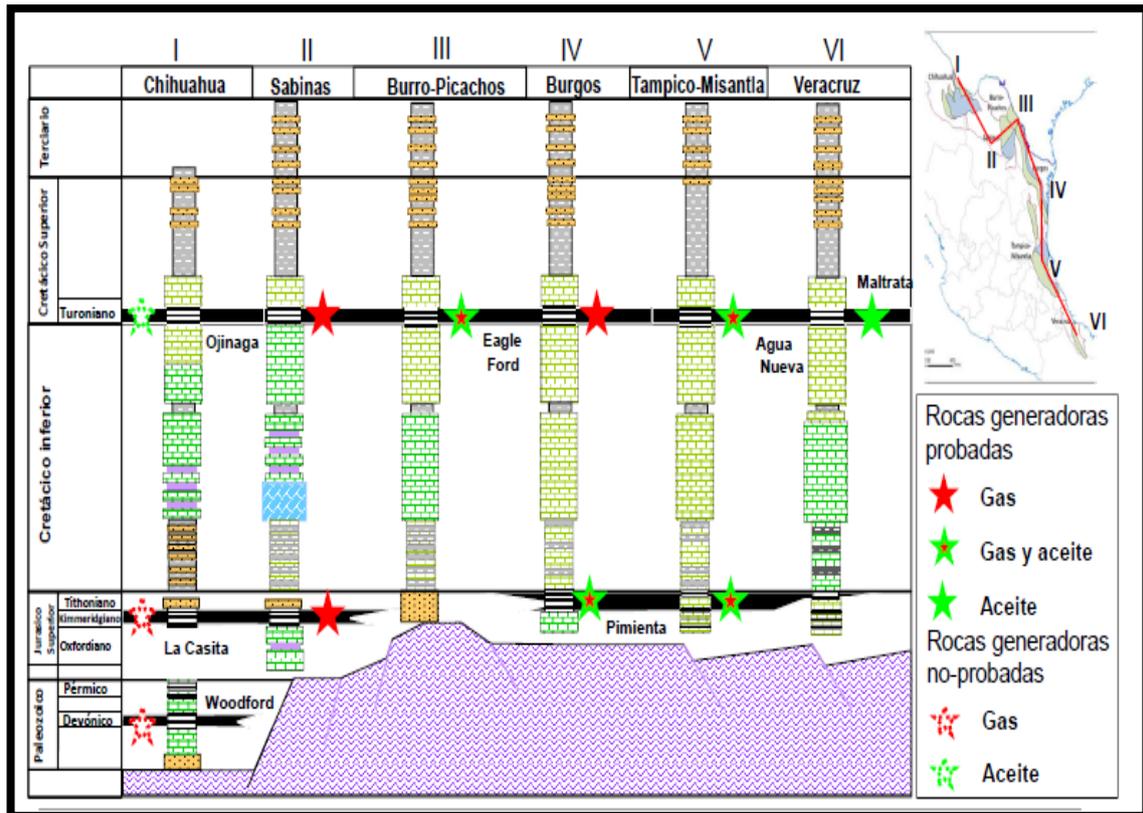


Figura 2.25. Correlación de formaciones productoras de gas en lutitas en las Cuencas de México (Tomado de Expo Foro PEMEX, 2012).

La Cuenca de Burgos es la prolongación hacia el Sur de la cuenca Maverick en Texas, donde las formaciones altamente productivas son Eagle Ford y Pearsall (figura 2.26).

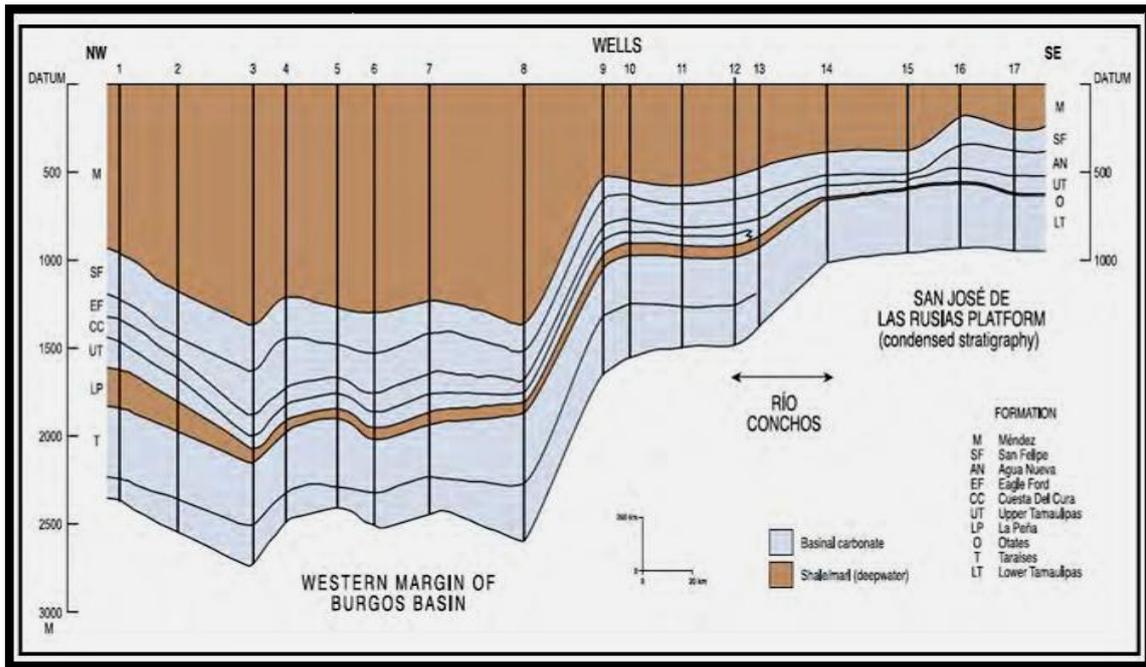


Figura 2.26. Sección estratigráfica a lo largo del margen occidental de la Cuenca de Burgos (Tomada de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

Las propiedades del yacimiento en la lutita de Eagle Ford de la Cuenca de Burgos están basadas en la analogía con la formación Eagle Ford de Texas, donde en el margen occidental tiene un rango de espesor de 100 -300 m; reconociendo la profundidad escasa se estima un área prospectiva de 18,100 km² dentro de la ventana de profundidad de 1-5 km, con un espesor neto de materia orgánica en lutitas de 122 m.

El Contenido Orgánico Total (COT) se estima en un promedio de 5% con una significativa reflectancia (Ro) de 1.3%. Dado que los datos de presión del yacimiento son escasas se estimó un gradiente de presión hidrostática de (0.43 psi/pie). La temperatura de superficie en esta región es aproximadamente de 20° C, mientras que el gradiente geotérmico es típicamente de 23°C/km. Los recursos de la formación de Eagle Ford dentro de su área prospectiva de 18 100 mi² presenta una alta concentración de recursos de 210 Bfcmi².

Las secuencias del Tithoniano forman parte del Jurásico Superior, siendo una de las principales formaciones generadoras de petróleo en la Cuenca de Burgos, extrapolando a partir de la estructura más joven que procede en la

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

Formación Eagle Ford; la profundidad media de la lutita del Tithoniano es de 12, 000 ft, con un rango expectativo de 5,000-16,400 ft; con un espesor bruto de hasta 1,400 m, con un contenido orgánico neto de 200 ft. Tiene 3% de COT y una madurez térmica Ro de 1.30%. A continuación se presenta una tabla comparativa donde podemos observar las características de las dos principales formaciones de gas en lutitas en la Cuenca de Burgos (Tabla 2.2).

Datos Básicos	Cuenca/Área		Cuenca de Burgos (24,200mi ²)	
	Formación de lutitas		Eagle Ford	Tithoniano
	Era geológica		Cretácico Medio y Bajo	Jurásico Superior
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)		18 100	14 520
	Espesor (ft)	Intervalo	300- 1 000	100-1 400
		Contenido orgánico	600	500
		Neto	400	200
	Profundidad (ft)	Intervalo	3 390- 16 400	5 000- 16 400
		Promedio	10 380	12 000
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento		Normal	Normal
	Promedio COT (wt%)		5.0%	3.0%
	Maduración térmica (%Ro)		1.30%	1.30%
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)		209	75
	Riesgo GPI (Tcf)		1 514	272
	Riesgo recuperable (Tcf)		454	82

Tabla 2.2. Tabla comparativa de las formaciones productoras de gas en lutitas de la Cuenca de Burgos (Tomada de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

3 ROCAS GENERADORAS Y ALMACENADORAS

La lutita es una abundante roca sedimentaria de permeabilidad extremadamente baja por lo que, a menudo se considera una barrera natural para la migración del petróleo y gas. En las lutitas gasíferas, el gas es generado localmente y donde la lutita actúa a la vez como roca generadora y como roca almacenadora. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas de las lutita, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en la lutita. Esto contrasta con los yacimientos de gas convencionales, en los que el gas migra desde su roca generadora hacia una arenisca o caliza donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica, a la que a menudo subyace un contacto gas-agua.

El gas de lutita es producido de acumulaciones de gas contenidas en secuencias clásticas de grano fino, según el Servicio Geológico de EUA (USGS). El USGS lista 16 características, las cuales pueden estar presentes parcial o totalmente en acumulaciones de gas en lutitas, estas características son: alcance regional, falta de sello y trampa obvios, ausencia de contacto gas-agua bien definido, presencia de fracturas naturales, una recuperación final estimada que por lo general es más baja que la de una acumulación convencional, una matriz de permeabilidad muy baja.

A pesar de obvias deficiencias, se está apuntando a ciertas lutitas como objetivos de producción; aquellas que poseen la combinación correcta de tipo de lutita, contenido orgánico, madurez, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la formación.

La Cuenca de Burgos posee formaciones en las diferentes secuencias sedimentarias que la conforman, a continuación se hará una descripción de cada una de las formaciones arcillosas que se encuentran en las diferentes secuencias que tienen potencial de contener gas en lutitas.

3.1 Secuencias Jurásicas

Dentro de la secuencia del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano), la Formación La Casita, litológicamente consiste en su parte inferior de areniscas de color gris oscuro (amarillento al intemperismo), interestratificadas con lutitas de color gris claro a oscuro. La parte media consiste de estratos delgados de caliza, lutitas color rosa, fisiles (tendencia a romperse en láminas), con intercalaciones de láminas de yeso. La parte superior consiste de lutitas gris claro a oscuro, con amonitas y nódulos calcáreos, interestratificadas con capas de caliza arcillosa rosa, con amonitas. Presenta un cambio de facies en su parte superior a areniscas. El carbonato inferior de la Formación La Casita es concordante con la Formación Zuloaga y el superior es también concordante con la Formación Taraises (Figura 3.1).

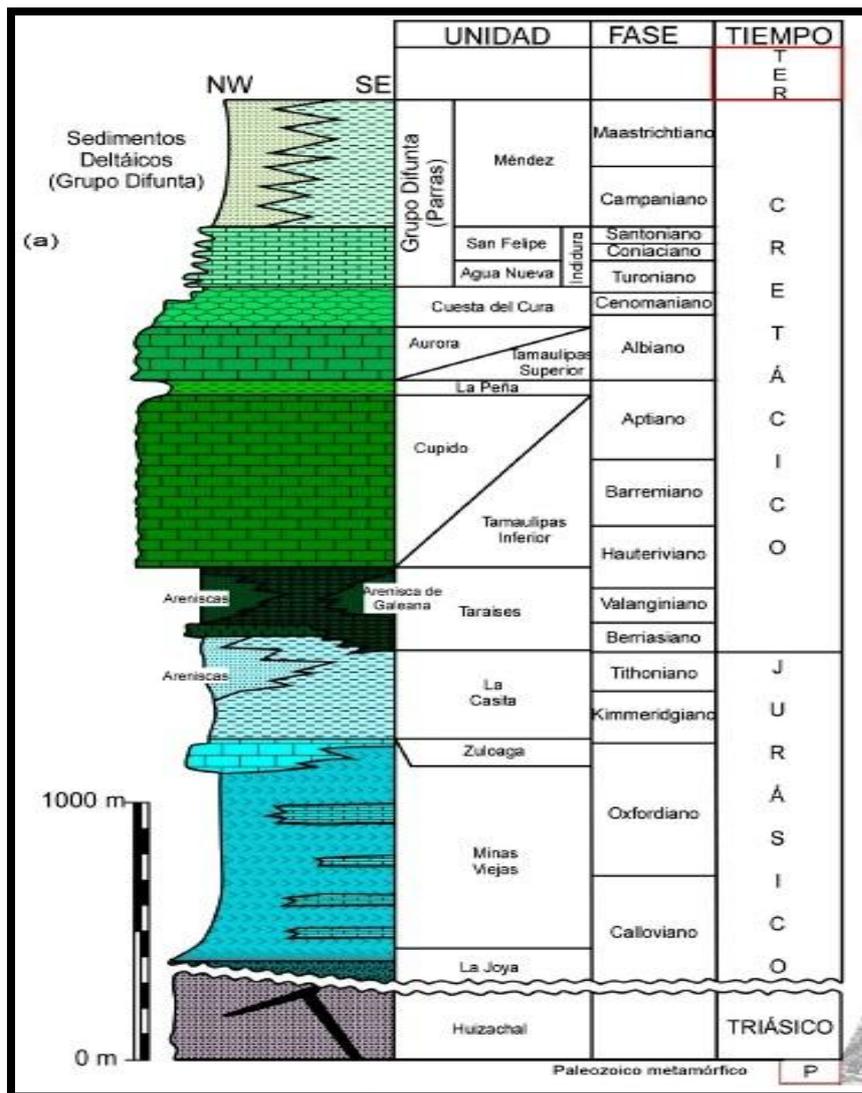


Figura 3.1. Sección transversal de la litología de la Cuenca de Burgos donde se muestra la ubicación de la Formación La Casita (Gursky, 1996).

En cuanto a la sedimentología, las areniscas (en la base y cima de la formación) y lutitas (en la base y parte media de la formación), indican una fase transgresiva. Los sedimentos se originaron en aguas cercanas a la costa, las cuales contenían sulfatos de calcio que al precipitarse formaron laminas de yeso entre las lutitas.

Los espesores de esta formación en su totalidad varían desde 60 hasta 800 m (González- Sánchez, et al., 2007).

La concentración de carbono orgánico total es mayor al 1% en las lutitas de la Formación La Casita. Se considera que el gas de esta cuenca esta genéticamente relacionado a las rocas del Jurásico Superior, las cuales iniciaron la generación desde fines del Cretácico Inferior, cuando aún no existían trampas y salieron de la ventana del petróleo a fines del Cenozoico. El hecho de que la generación anteceda a las trampas, indica que los primeros hidrocarburos se perdieron y sólo se preservó parte de los que se originaron en tiempos postorogénicos, es decir, después del Paleoceno- Eoceno.

3.2 Secuencias Cretácicas

Dentro de la secuencia del Cretácico, la Formación Eagle Ford contiene carbono orgánico total, superior a 1% y valores considerables de S_2 (Hidrocarburos potenciales) en una buena porción de las muestras, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras. Estas rocas consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del actual territorio mexicano. La Formación Eagle Ford tiene un contacto inferior concordante con las calizas de la Formación Buda y un contacto superior también concordantes con la Formación Austin (Figura 3.2).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

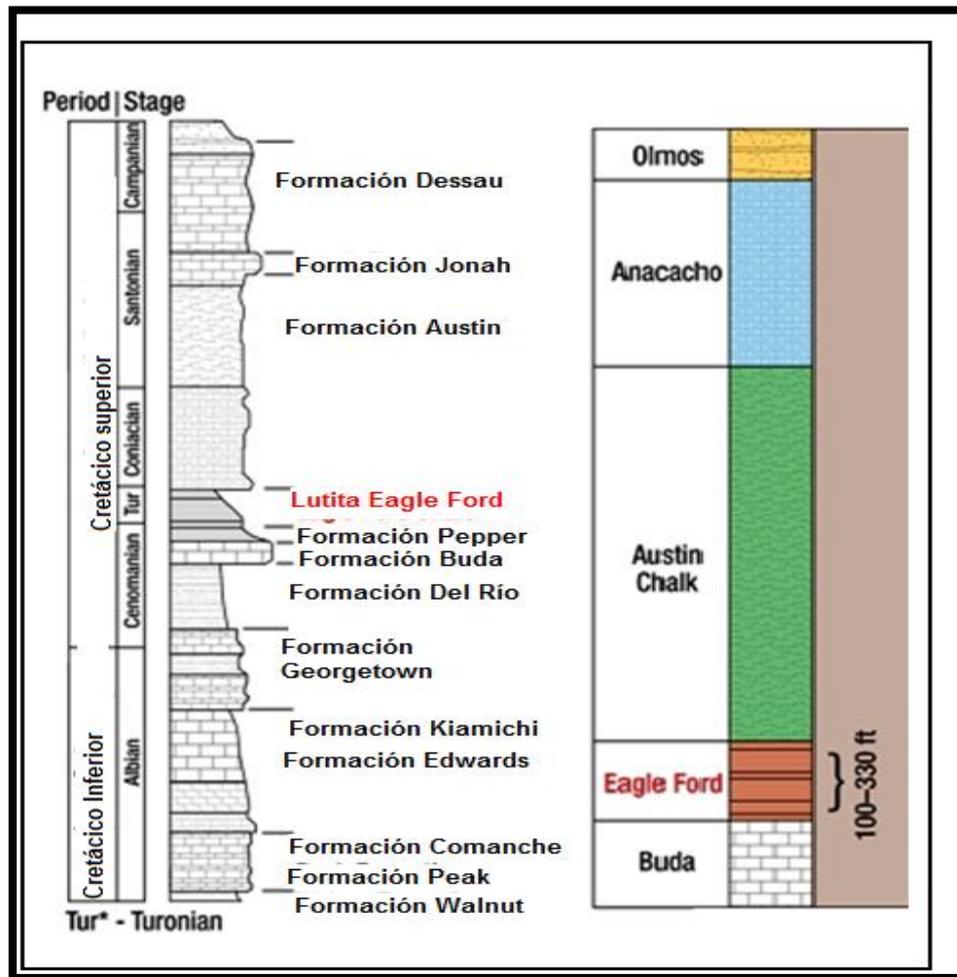


Figura 3.2 Columna litológica de la Cuenca de Burgos (Modificada de Gursky, 1996).

Las secuencias basales de la Cuenca de Burgos inician su formación con la transgresión regional provocada por la apertura del Golfo de México; sin embargo su máxima sedimentación la alcanza durante la regresión del Cenozoico que estuvo acompañado por fallamientos normales que provocaron una fuerte subsidencia conjugada a un gran depósito de terrígenos arcillo-arenosos que más tarde produjeron un sistema de generación de hidrocarburos. La presencia de gas y condensado en las lentes y capas arenosas encajonadas por potentes cuerpos de arcillas hacen suponer que la generación fue producto de las propias arcillas que, no obstante su limitado potencial, fueron capaces de generar y expulsar cantidades también limitadas de hidrocarburos. El fallamiento originalmente normal y posteriormente de crecimiento fue tan intenso durante todo el Cenozoico, que provocó el depósito

de terrígenos, cuyo espesor se calcula superior a 8,000 metros en el depocentro de la cuenca, lo que implica una excesiva transformación térmica para las rocas mesozoica y aún para las del Cenozoico, con un gradiente geotérmico relativamente alto que en general supera los 26°C/km.

Los gases del Paleoceno se dividen en termogénicos no asociados a condensados y los gases asociados a condensados; los últimos están presentes en la porción norte de la Cuenca Burgos (Campo Corindón-Alcavarán), proviniendo de materia orgánica de madurez tardía (Roe=1.2). La madurez de esta fuente de hidrocarburos se incrementa hacia el sur en los campos Presa y Emú (Roe=1.6-3.0%), volviéndose más húmica en la porción sur (Alondra, Agami) y generado consecuentemente gases más secos. Los gases del Eoceno predominantes son los termogénicos asociados a condensado de un kerógeno con una madurez tardía (Roe=1.2-1.8%). En la porción sur se infiere el incremento de la madurez de la roca generadora hacia el depocentro por los valores obtenidos de los gases en Conquistador y Primavera (Roe=1.2-1.8%). Los gases del Oligoceno-Mioceno son predominantemente termogénicos asociados a condensados, provenientes de una roca madura (Roe=1.0-1.5%).

3.3 Secuencias Cenozoicas

Una fuente secundaria para la generación de hidrocarburos en este sistema lo constituyen los sedimentos arcillosos de la Formación Midway (Cenozoico), que presenta un potencial generador que fluctúa desde pobre en la porción occidental con valores de COT < 0.5 %, hasta bueno en la porción oriental con valores de COT > 2%, que se acumularon en un ambiente reductor.

La materia orgánica es del Tipo III y varía de inmadura hasta sobre madura con valores de Ro > 0.5 hasta 4.0 % en el sentido W-E, esto es el resultado de mayor sepultamiento de estas rocas como ocurre en el oriente de la cuenca (Figura 3.3).

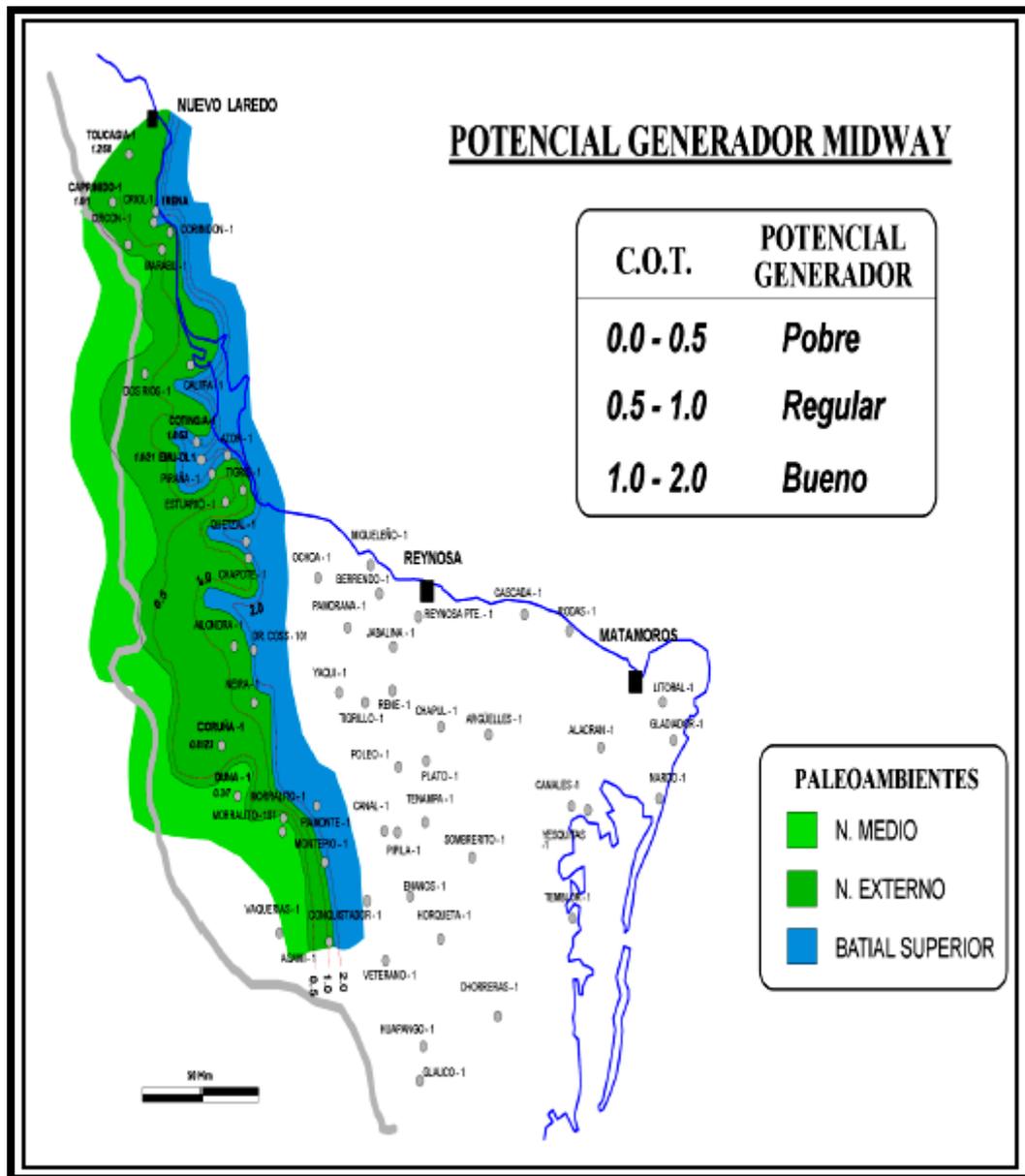


Figura 3.3. Potencial generador Midway (Tomado de Vizcarra, 2005).

De acuerdo a la figura 3.3, el área sin capacidad de generación comercial de hidrocarburos, tiene un potencial generador pobre, forma la parte occidental del área, con COT < 0.5 %, asociado a una plataforma nerítica media. El área con un potencial generador regular, con COT de 0.5% a 1.0%, está asociado a una plataforma nerítica externa.

El área con un potencial generador bueno (COT > 1.0 a 2.0%), está asociada con un ambiente de depósitos de borde de plataforma; por último, el área con el

potencial generador muy bueno ($COT > 2\%$), está asociado a un ambiente batial superior, donde las condiciones de preservación de la materia orgánica fueron excelentes debido a su bajo nivel energético y escaso contenido de oxígeno, destacando el mejor potencial generador en las áreas de Oasis-Pandura, Oriente de Alcaravan, Fosa de Emú, norte de Lomacopa y oriente de Conquistador (Vizcarra – Martínez y Aguayo, 2005).

3.4 Tipo de materia orgánica

La materia orgánica es el producto de la descomposición química de animales, plantas y microorganismos, de residuos de plantas o de la degradación de cualquiera de ellos después de su muerte. El producto de tal transformación es una mezcla compleja de sustancias coloidales y amorfas de color negro o marrón oscuro denominado genéricamente humus (Brady, 1984). El humus constituye aproximadamente entre el 65 y el 75 % de la materia orgánica de los minerales. Los minerales son los de un contenido de materia orgánica menor del 20 %, ocupando el 95 % de la superficie terrestre mundial. En general, la materia orgánica se clasifica en compuestos húmicos y no húmicos.

Las formaciones consideradas con potencial de gas en lutitas, son principalmente las formaciones La Casita y Eagle Ford, las que albergan diferentes tipos de materia orgánica ya que se encuentran ubicadas en diferentes profundidades y se generaron en diferente edad.

A continuación se presenta una tabla donde se muestran las diferentes características que comprenden estas dos formaciones (Tabla 3.1).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

Formación	Roca Generadora y Almacenadora	Edad	Contenido de Materia Orgánica (%)	Tipo de Kerógeno
Eagle Ford	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Cretácico Superior	mayor al 1%	II
La Casita	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Jurásico Superior	mayor al 1%	II-III

Tabla 3.1. Características de las formaciones de la Cuenca de Burgos con potencial de gas en lutitas (Tabla realizada a partir de datos tomados de Hernández, 2009).

3.5 Maduración térmica

Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren calor, presión 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 entiende completamente; sin embargo, el modelo conceptual es bastante sencillo. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. 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 del calor transforman el kerógeno para producir bitumen, luego hidrocarburos gaseosos o líquidos y por último 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 conocidos como diagénesis, catagénesis y metagénesis (Figura 3.4).

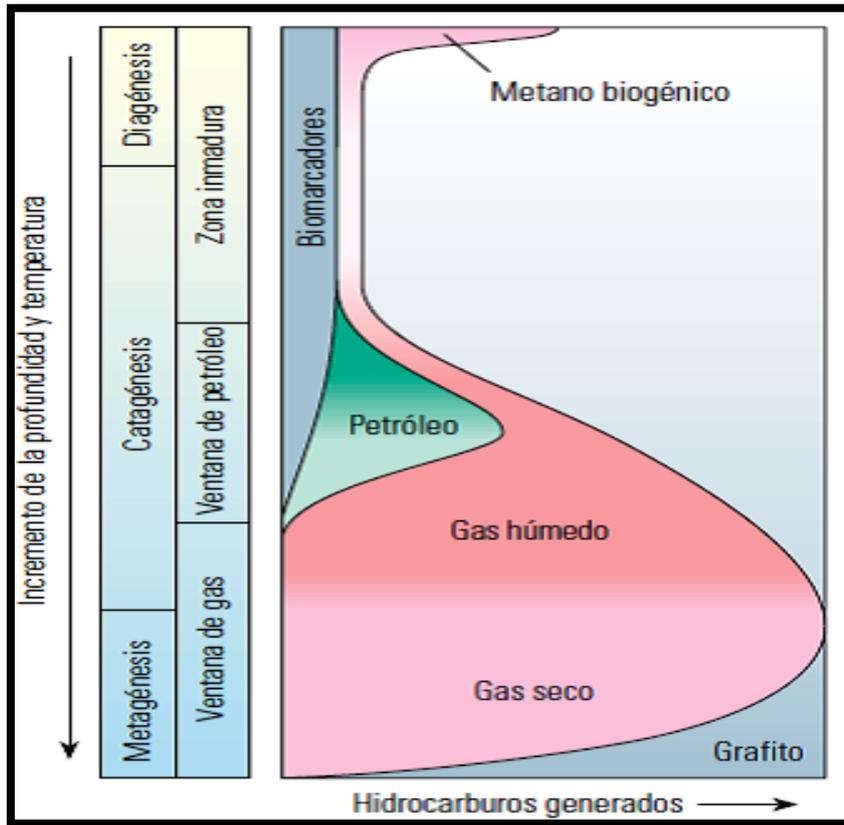


Figura 3.4. Transformación térmica del kerógeno (Modificado de Boyer, et al., 2006).

La generación de hidrocarburos en las rocas generadoras es controlada principalmente por la temperatura, conforme el contenido de kerógeno pasa de carbono reactivo a carbono muerto. El gas es emitido durante la etapa de diagénesis temprana, fundamentalmente a través de la actividad biológica. La catagénesis tiene lugar al aumentar la profundidad de sepultamiento, en que se libera petróleo y gas. Con el aumento de la profundidad y la temperatura, el petróleo remanente se divide (craquea), liberando gas.

La diagénesis inicia el proceso. 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 alterarán la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado. En esta etapa, la degradación bacteriana puede producir metano biogénico. Con el incremento de las temperaturas y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen.

Durante las primeras fases de la diagénesis, se puede incorporar azufre en la materia orgánica. Los sulfatos del agua de mar proveen la fuente de oxidantes para la biodegradación de la materia orgánica por las colonias de bacterias sulfato-reductoras. Estas bacterias liberan poli-sulfuros, ácido sulfhídrico (H_2S) y azufre nativo, que pueden re-combinarse luego con el hierro de las arcillas para formar pirita (FeS_2), o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos de organoazufre.

La catagénesis generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando de ese modo el calor en el rango de aproximadamente 50° a 150° C (122° F a 302° F), lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la materia orgánica contenida en la lutita y el kerógeno. Los hidrocarburos son generados durante este proceso, siendo producido el petróleo por los kerógenos de Tipo I, el petróleo parafínico por los kerógenos Tipo II, y el gas por los kerógenos Tipo III. Los incrementos de temperatura y presión ulteriores producen el craqueo secundario de las moléculas de petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas de gas 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 CO_2 , N_2 y $H_2 S$. En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200° C (302° y 392° F) aproximadamente.

En general, este proceso de alteración del kerógeno, comúnmente conocido como “maduración”, produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno 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 hidrógeno decreciente, que finalmente termina como grafito en una etapa posterior conocida como metagénesis.

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 donde se encuentra y explota el recurso (gas natural). En los yacimientos de gas de lutita no convencionales, los hidrocarburos deben ser producidos directamente desde la roca generadora.

Existen diferentes métodos para determinar la madurez térmica, estos son:

- **Pirólisis.** Para caracterizar la riqueza orgánica en mayor detalle, muchos laboratorios geoquímicos utilizan una técnica de pirólisis programada desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo. Éste método, que se ha convertido en un estándar industrial para las pruebas geoquímicas de las rocas generadoras, requiere sólo 50 a 100 mg de roca pulverizada, 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 (1,022 °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 743 °F). Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama.

Estas mediciones, junto con la temperatura se registran en una gráfica y muestran tres picos bien definidos. Estos picos permiten a los geoquímicos conocer la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno 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 S_2 , y se conoce como $T_{m\acute{a}x}$. La maduración térmica de una muestra puede vincularse con el valor de $T_{m\acute{a}x}$.

- **Reflectancia de la Vitrinita.** La vitrinita es una sustancia brillante formada mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatizaciones irreversibles y complejas, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia. La reflectancia de la vitrinita es utilizada para diagnosticar la clase, o madurez térmica, de los carbones contenidos en las rocas sedimentarias. Esta técnica fue posteriormente expandida para evaluar la madurez térmica de los kerógenos. Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos rangos pueden dividirse finalmente en ventanas de generación de petróleo o gas.

La reflectividad (R) 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 (R_o). Cuando se determina un valor medio de reflectividad de la vitrinita a partir de muestras múltiples, se designa como R_m .

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de R_o varían entre un tipo orgánico y otro. Esto significa que el inicio de la generación de hidrocarburos en la materia orgánica Tipo I puede ser diferente que en la materia de Tipo II.

Y, dado que el rango de temperatura del petróleo, los valores de R_o para el gas mostrarán un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Por lo tanto, los valores de maduración altos ($R_o > 1.5\%$) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de maduración intermedios ($1.1\% < R_o < 1.5\%$) 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 $R_o < 0.6\%$ indican kerógeno inmaduro (Tabla 3.2).

Madurez Térmica	R_o
Inmaduro	<0.6 %
Ventana de aceite	0.06 – 1.1 %
Ventana de gas húmedo	1.1 - 1.4 %
Ventana de gas seco	1.4 – 3.2%
Destrucción del gas	> 3.2%

Tabla 3.2. Interpretación del estado de maduración dependiente del tipo de kerógeno. (Modificado de Boyer, et al., 2006).

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 piólisis; 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 .

3.6 Potencial generador

En la Formación La Casita los estudios geoquímicos indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%, a la vez que algunas muestras, pese a su madurez, alcanzan a generar más de 5 miligramos de hidrocarburos por gramo de roca. Los carbonatos y arcillas de esta edad fueron depositados sobre un mar abierto, extenso, con aguas tranquilas, que proporcionaron las condiciones anóxicas para la conservación de la materia orgánica marina, que corresponde con kerógeno tipo II.

Las propiedades del yacimiento en la lutita de la Formación Eagle Ford de la Cuenca de Burgos, están basadas en la analogía con la Formación Eagle Ford de Texas, donde en el margen occidental tiene un rango de espesor de 100 - 300 m; reconociendo la profundidad escasa se estima un área prospectiva de 18,100 km² dentro de la ventana de profundidad de 1-5 km, con un espesor neto de lutitas con materia orgánica de 400 ft.

El Contenido Orgánico Total (COT) se estima en un promedio de 5% con una significativa reflectancia de 1.3% Ro. Dado que los datos de presión del yacimiento son escasos se estimó un gradiente de presión hidrostática de (0.43 psi/pie). La temperatura de superficie en esta región es aproximadamente de 20° C, mientras que el gradiente geotérmico es típicamente de 23°C/km. Los recursos de la Formación Eagle Ford dentro de su área prospectiva de 18 100 mi² presenta una alta concentración de recursos de 210 Bfcmi².

La Formación La Casita de edad Tithoniano, forma parte del Jurásico Superior siendo una de las principales formaciones generadoras de petróleo en la Cuenca de Burgos, extrapolando a partir de la unidad más joven de Eagle Ford, la profundidad media de la lutita del Tithoniano es de 12, 000 m, con un rango expectativo de 5,000-16,400 ft; con un espesor bruto de hasta 1,400 m, con un contenido orgánico neto de 200 ft. Tiene 3% de COT y una madurez térmica de 1.30% Ro.

A continuación se presenta una tabla comparativa (tabla 3.3) donde podemos observar las características de las dos principales formaciones de gas en lutitas en la Cuenca de Burgos.

Datos Básicos	Cuenca/Área		Cuenca de Burgos (24, 200mi ²)	
	Formación de lutitas		Eagle Ford	La Casita
	Era geológica		Cretácico Medio y Bajo	Jurásico Superior
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)		18 100	14 520
	Espesor (ft)	Intervalo	300- 1 000	100-1 400
		Contenido orgánico	600	500
		Neto	400	200
	Profundidad (ft)	Intervalo	3 390- 16 400	5 000- 16 400
		Promedio	10 380	12 000
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento		Normal	Normal
	Promedio COT (wt%)		5.0%	3.0%
	Maduración térmica (%Ro)		1.30%	1.30%
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo

Tabla 3.3. Tabla comparativa de las formaciones productoras de gas en lutitas de la Cuenca de Burgos (tomada de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

4 DESARROLLO DE CAMPOS ANÁLOGOS

El descubrimiento y la explotación de gas de formaciones de lutitas, que en un principio fuera una actividad exclusivamente norteamericana, se ha convertido en una búsqueda global para muchas compañías de exploración.

El catalizador para el reciente auge de la exploración de lutitas es la lutita Barnett de Texas, donde se necesitaron más de 20 años de experimentación para que esta extensión productiva se considerara económicamente viable. El éxito fue posible gracias al desarrollo y a la aplicación de dos tecnologías (estimulación por fracturamiento hidráulico y perforación horizontal) en los horizontes estratificados adecuados. Debido a estos avances y éxitos tecnológicos, diversas compañías en varias partes del mundo están mostrando interés en este tipo de recurso.

Los yacimientos con una permeabilidad de más de 0,1 mD se consideran convencionales, y aquéllos cuya permeabilidad es inferior a ese valor límite se denominan no convencionales, si bien no existe fundamento científico alguno para tal designación; más bien es una condición práctica.

Según una definición más reciente, los yacimientos de gas no convencionales son aquéllos que no pueden ser explotados con tasas de flujo económicas ni con volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico o aquéllos a los que se llega mediante un pozo horizontal, pozos multilaterales o alguna otra técnica para exponer más superficie del yacimiento al pozo. Esta definición incluye las formaciones compuestas de areniscas gasíferas compactas, además de recursos no convencionales tales como el gas en carbón y los hidratos de metano. El término de “recurso no convencional” asociado a rocas generadoras se refiere a los sedimentos que actúan al mismo tiempo como yacimiento y como fuente de hidrocarburos.

A diferencia de las extensiones productivas convencionales, los recursos no convencionales cubren una superficie extensa y habitualmente no están confinados a la estructura geológica. La producción de hidrocarburos de secuencias de lutitas no es nueva, sino que constituye una práctica que se ha incentivado en la industria petrolera moderna.

En el año 1821, varias décadas antes de la perforación del primer pozo comercial de petróleo, se perforó un pozo comercial de gas de lutitas en Fredonia, Nueva York, EUA. En la década de 1920, la producción de gas natural más prolífica del mundo provino de depósitos de lutitas en la cercana Cuenca de los Apalaches. Los métodos utilizados en esos tiempos para la explotación de las lutitas gasíferas poco tienen que ver con las prácticas actuales. Los operadores perforaban pozos verticales que producían tasas de flujo bajas.

No obstante, el éxito de la producción de gas natural de la Cuenca de los Apalaches despertó esperanzas en quienes más tarde intentaron explotar la Lutita Barnett y otros recursos no convencionales similares. El desarrollo de la Lutita Barnett se remonta al año 1981 en que la Compañía Mitchell Energy & Development Corporation, perforó un pozo exclusivamente para la producción de gas de lutitas. Los beneficios no fueron inmediatos ya que se requirieron 20 años de innovaciones en materia de perforación y terminación de pozos, además de los incrementos de los precios de las materias primas básicas, que crearon el marco que le confirió la viabilidad comercial y una gran extensión productiva.

La estimulación por fracturamiento hidráulico constituyó la primera tecnología que dió buenos resultados para obtener el gas atrapado en las lutitas; esta práctica genera permeabilidad adicional en las rocas que poseen muy poca permeabilidad natural. El fracturamiento de la lutita desde pozos verticales producía tasas de flujo de producción inicial elevadas, seguidas por una rápida caída, por lo que los operadores notaron que era necesario un mayor contacto con el yacimiento para evitar estas declinaciones rápidas.

De ese modo, junto con el fracturamiento hidráulico, la segunda tecnología facilitadora que se aplicó fue la perforación de pozos horizontales de alcance extendido, esto permitió el contacto con un volumen significativamente mayor de roca de yacimiento que la que es posible con pozos verticales. Mediante la aplicación de estas dos tecnologías combinadas, las compañías que operaban en la Lutita Barnett demostraron que podían liberarse volúmenes económicos de gas de las lutitas generadoras. Luego de este éxito, los operadores desarrollaron proyectos en cuencas similares en busca de lutitas que se convirtieran en la “próxima Barnett.” Las rocas por tanto tiempo ignoradas por la industria de Exploración y Producción pronto se convirtieron en un tema de gran interés.

Alrededor del mundo se cuentan con varios yacimientos de gas en lutitas, en este capítulo solo se describen los más sobresalientes de Canadá y EUA, ya que en el último caso en cuencas compartidas se tiene buena continuidad hacia México.

4.1 Campos análogos en el mundo

Los campos análogos que podemos encontrar alrededor del mundo son de gran productividad, en los que se han aplicado diferentes técnicas y procedimientos que se han llevado al desarrollo con éxito en este tipo de campos; en cada caso se debe adaptar la tecnología y el conocimiento para poder lograr un desarrollo óptimo de este recurso tan importante. A continuación se describen sus principales características de acuerdo a datos de la Agencia de Información de Energía (EIA).

4.1.1 Canadá

Las lutitas gasíferas de Canadá están concentradas en Alberta y British Columbia, en el occidente de Canadá; también se tienen en Quebec, Nueva Escocia y New Brunswik en el oriente de Canadá.

En el Occidente de Canadá se tienen seis cuencas sedimentarias que contienen un grueso espesor de secuencias sedimentarias con alto contenido orgánico, las cuales son: Río Horn, Bahía de Cordova y Liard en el norte de Brithis Columbia, la Cuenca profunda Montney en el centro de Alberta y Brithis Columbia y el Grupo Colorado en el centro y sur de Alberta (Figura 4.1).

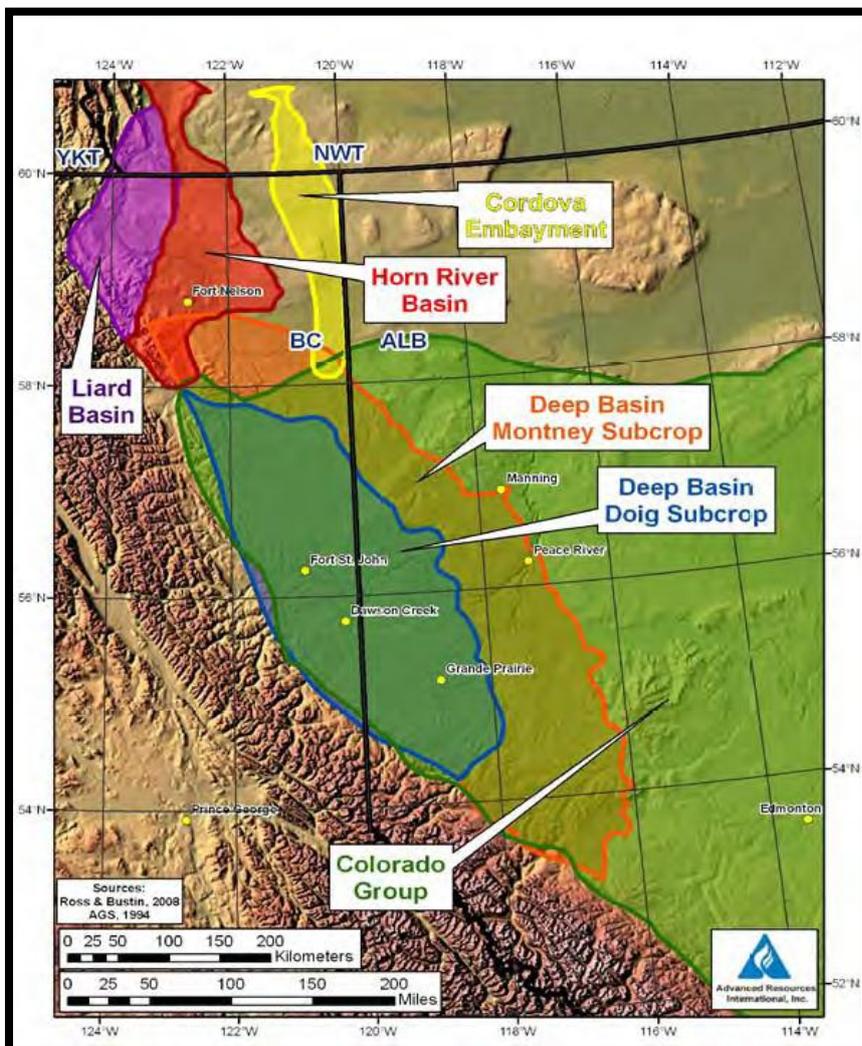


Figura 4.1. Localización de las cuencas de gas en lutitas del Occidente de Canadá (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

Estas cuencas cuentan con las características generales mostradas en la Tabla 4.1.

Datos Básicos	Cuenca/Área		Horn River (8 100 mi ²)		Cordova (4 290 mi ²)	Liard (4 300 mi ²)
	Formación de lutitas		Muskwa/Otter Park	Evie/Klua	Muskwa/ otter Park	Lower Besa River
	Era geológica		Denovian	Denovian	Denovian	Denovian
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)		3 320	3 320	2 850	1 940
	Espesor (ft)	Intervalo	250- 730	110-205	150 - 350	490- 1 100
		Contenido orgánico	420	160	230	630
		Neto	380	144	207	441
	Profundidad (ft)	Intervalo	6 300- 10 200	6 800-10 700	5 500 -6 200	6 600 - 12 300
		Promedio	8 000	8 500	6 000	9 000
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento		moderadamente sobrepresionado	moderadamente sobrepresionado	normal	moderadamente sobrepresionado
	Promedio TOC (wt%)		3.5%	3.0%	5.0%	3.0%
	Maduración térmica (%Ro)		3.8%	1.30%	1.30%	1.30%
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)		152	55	61	161
	Riesgo GPI (Tcf)		378	110	83	125
	Riesgo recuperable (Tcf)		132	33	29	31

Datos Básicos	Cuenca/Área		cuenca profunda (6 650 mi ²)		Grupo Colorado (124 000 mi ²)
	Formación de lutitas		Lutita Montney	Doig Phosphate	2WS & fish Scales
	Era geológica		Triásico	Triásico	Cretácico
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)		1 900	3 000	48 750
	Espesor (ft)	Intervalo	200 - 1 100	70 - 220	300 - 2 000
		Contenido orgánico	400	165	523
		Neto	240	150	105
	Profundidad (ft)	Intervalo	3 000 - 9 000	6 800-10 900	5 000 - 10 000
		Promedio	6 000	9 250	6 900
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento		sobrepresionado	moderadamente sobrepresionado	bajopresionado
	Promedio TOC (wt%)		3.0%	5%	2.4
	Maduración térmica (%Ro)		1.5%	1.1%	0.61%
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo	Bajo
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)		99	67	21
	Riesgo GPI (Tcf)		141	81	408
	Riesgo recuperable (Tcf)		49	20	61

Tabla 4.1. Características de los yacimientos de gas en lutitas del occidente de Canadá (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

En el oriente de Canadá, los plays con potencial de gas en lutitas corresponden con La Utica y Lorraine en St. Lawrence Lowlands, del Cinturón Plegado de los Apalaches de Quebec; el Horton Bluff en la Cuenca Windsor del norte de Nueva Escocia y el Frederick Brook en la Cuenca Moncton de New Brunswick. Estas tres cuencas de gas en lutitas están en una etapa de exploración temprana, por lo que solo hay información preliminar de las formaciones Utica y Horton Bluff; también se tiene poca información de las formaciones Lorraine y Frederick Brook. A continuación se presenta la tabla 4.2 con las características generales de estas formaciones.

Datos Básicos	Cuenca/Área		Cinturon Plegado apalache (3 500 mi ²)	Windsor (650 mi ²)
	Formación de lutitas		Utica	Horton Bluff
	Era geológica		Ordoviciano	Mississippian
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)		2 900	534
	Espesor (ft)	Intervalo	1 000- 3 000	500 - 1 000
		Contenido orgánico	1 000	500
			Neto	400
	Profundidad (ft)	Intervalo	4 000 - 11 000	3 000 - 5 000
		Promedio	8 000	4 000
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento		ligeramente sobrepresionado	normal
	Promedio TOC (wt%)		2%	2.4
	Maduración termica (%Ro)		2%	0.61%
	Contenido de arcilla		Bajo	desconocido
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)		134	82
	Riesgo GPI (Tcf)		155	9
	Riesgo recuperable (Tcf)		31	2

Tabla 4.2. Propiedades de yacimiento de gas en lutitas de oriente de Canadá (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

La ubicación de las Cuencas más importantes de Canadá se muestran en la figura 4.2, donde la Formación Montney forma parte de una amplia zona de British Columbia, así mismo la Formación Muskwa, está localizada en la Cuenca Horn River cerca del Noreste de British Columbia.

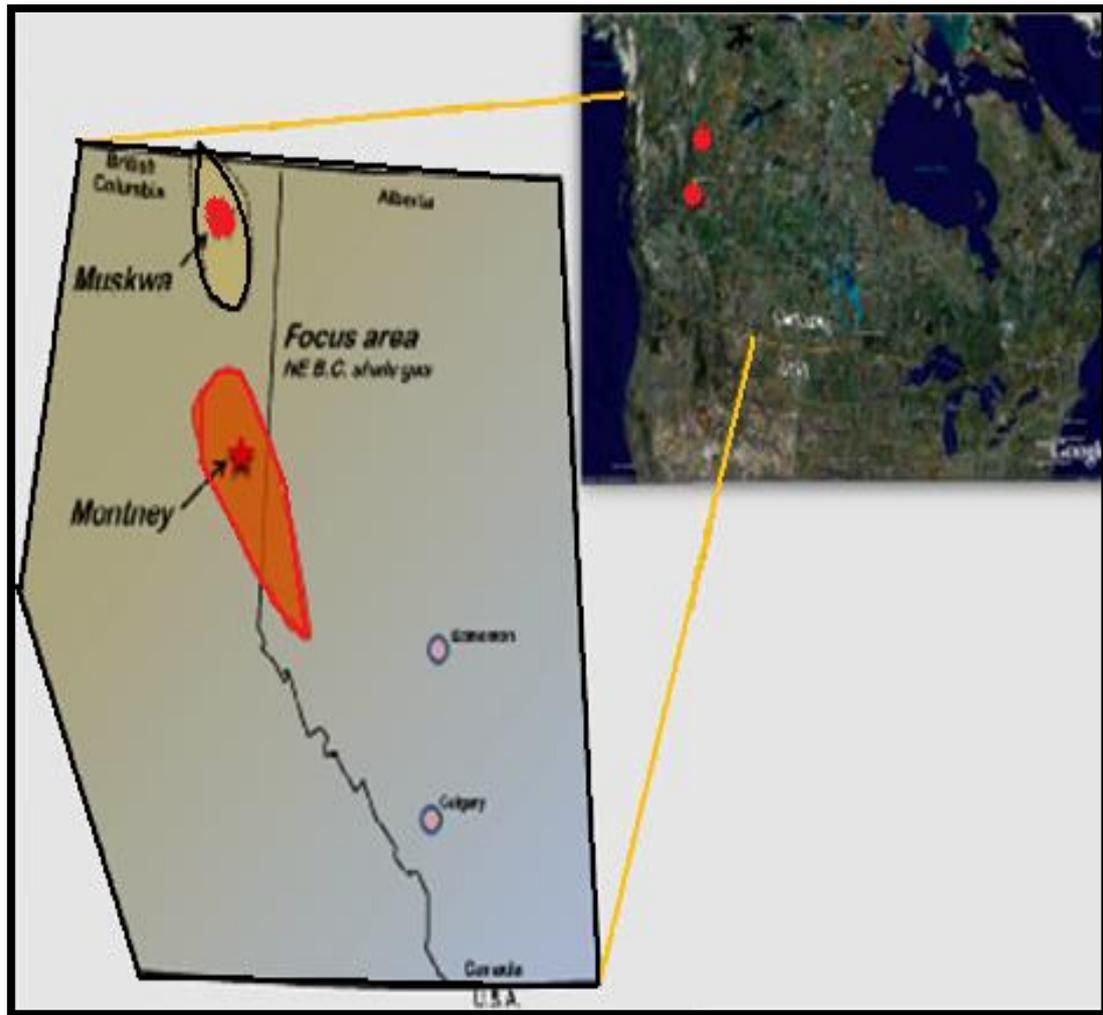


Figura 4.2. Ubicación de las principales formaciones de gas en lutitas en el Noreste de British Columbia, Canadá (Tomado de Annual Logging Symposium, Junio 21–24, 2009).

Para comprender plenamente las características de estas formaciones es necesario conocer cuáles fueron sus ambientes de depósito y sus tipos de roca. La Figura 4.3 ilustra una sección estratigráfica generalizada que muestra las formaciones Montney y Muskwa.

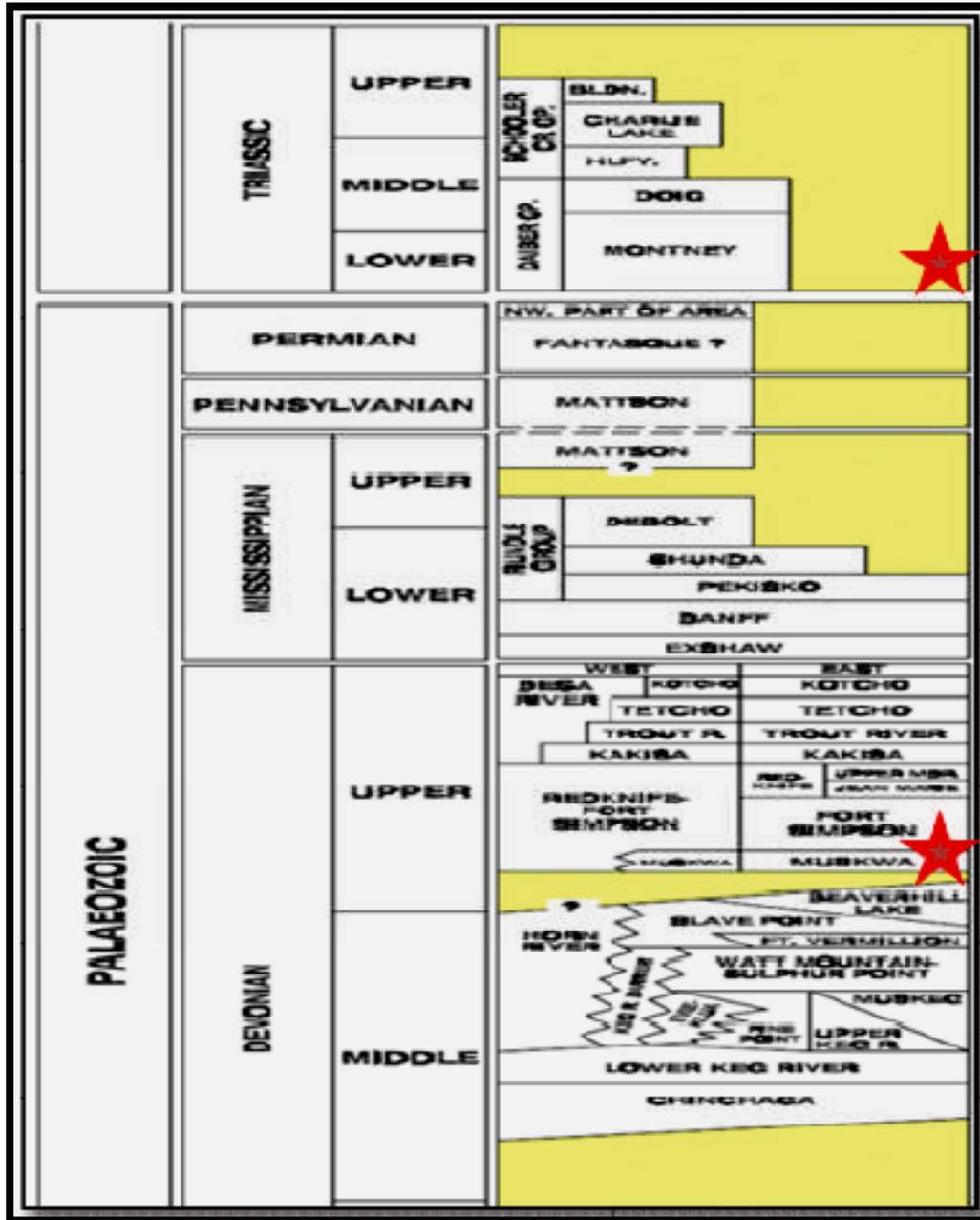


Figura 4.3. Estratigrafía generalizada del Noroeste de British Columbia (Tomado de Ministerio de Recursos de Energía, Minas y Petróleo, 2009).

La Formación Montney corresponde al Triásico Temprano y tiene aproximadamente 240 m.a de edad, fue depositada en una cuenca de poca profundidad y en una zona de transición (Moslow et al, 1997). El ambiente de depósito osciló entre plataforma continental proximal interna a lo profundo de plataforma externa de agua distal, consiste predominantemente de sedimento arcilloso y arenoso. La depositación de este sedimento ocurrió con la suspensión del sedimento fino con componentes radioactivos (Davies, 1997).

Los sedimentos eólicos procedían de un desierto que se encontraba al oriente; este sedimento fue transportado al oeste por el viento y depositado en un banco continental, el grano grueso fue depositado en la línea de costa y el grano fino fue llevado más lejos en la cuenca oceánica. Los sedimentos eólicos se caracterizan por granos de cuarzo extremadamente bien clasificados con algunos feldespatos, fragmentos de dolomías y micas (Davies, 1997). La segunda fuente de sedimentos fue el sedimento pelágico, el que consiste de lodo fino y materia orgánica que es la fuente de hidrocarburos en la Formación Montney, en cuyo depósito cuando la profundidad del agua aumentaba, la proporción de la sedimentación pelágica se incrementaba. El efecto de esto es que el sedimento de la línea de costa es más rico en material orgánico con menos cantidad de material clástico. Otro efecto del aumento de la profundidad es el abundante espacio de acomodo, esto combinado con el suministro continuo de sedimento, resulta en un principal factor que originó varios yacimientos con intervalos de cientos de metros de espesor en algunas zonas. Adicionalmente la actividad tectónica causó el flujo de sedimentos de la rampa continental, que a su vez resultaron en corrientes de turbidez; consecuentemente, la calidad en los yacimientos de Montney es variable. Dado que Montney tiene un alto contenido de siliciclásticos no se considera una verdadera lutita, y puede ser determinada como una formación híbrida.

Las proporciones relativas de limo, arcilla, arena fina y contenido de materia orgánica varía con la proximidad del sedimento hacia el este; generalmente cerca del borde con Alberta el tamaño del grano empieza a hacerse más grueso y el contenido orgánico disminuye, algunas localidades de Montney fueron alimentadas por canales turbidíticos que tienen mejor calidad como yacimientos que los canales convencionales de arena con alta permeabilidad. Sin embargo, la mayor parte de la Formación Montney tiene muy baja permeabilidad, con Kerógeno tipo III predominantemente, en la ventana de gas. El contenido orgánico total para esta formación está por arriba del 2.0%; la porosidad es predominantemente intergranular, con un poco de micro porosidad y su permeabilidad se encuentra en un rango de 0.001 y 0.03 mD.

Otra secuencia sedimentaria importante es la Lutita Muskwa cuya edad corresponde al Devoniano, por lo que se formó hace 370 m.a. y es parte de la Formación Horn River. En la figura 4.3 se muestra la posición relativa en la columna estratigráfica, donde se indica que la Formación Muskwa es 130 m.a. más antigua que la Formación Montney.

La Lutita Muskwa es el miembro superior en la Formación Horn River y su depositación fue diacrónica con un brusco aumento en el nivel del mar, lo que ocasionó un ahogamiento de los arrecifes del borde de la franja de el Complejo Presqu'île (Williams, 1983), que propició el depósito de la lutita bituminosa negra con abundante pirita y alta radioactividad. La porosidad en la Lutita Muskawa es en gran parte micro porosidad, con posibilidad adicional por micro fracturas. Las muestras de núcleos indican que la Lutita Muskwa tiene un contenido orgánico total con variaciones entre 1.5 y 8%, aunque es más común el rango de 2 y 3% (Ross y Bustin, 2008). La permeabilidad se encuentra entre 80 y 8,000 nanoDarcies.

La terminación de los pozos para estas dos formaciones incluye diferentes metodologías que incluyen agujero abierto, empacamiento externo de la tubería de revestimiento, cementación de la tubería de revestimiento, estimulación con fracturamiento hidráulico, etc.

4.1.2 China

El gas en lutitas está ampliamente distribuido en varias cuencas sedimentarias de China y abarca varias eras geológicas, cuyos principales objetivos pueden ser divididas en cuatro regiones (Figura 4.4): Sur (Cuenca Sichuan, Cuenca Jiangnan y Cuenca Chuxiong), Norte (Cuenca Ordos, Cuenca Bohai Bay y Cuenca Songliao), Noroeste (Cuenca Tarim y Cuenca Qaidam) y Qinghai-Tibet (Cuenca Qiangtang).

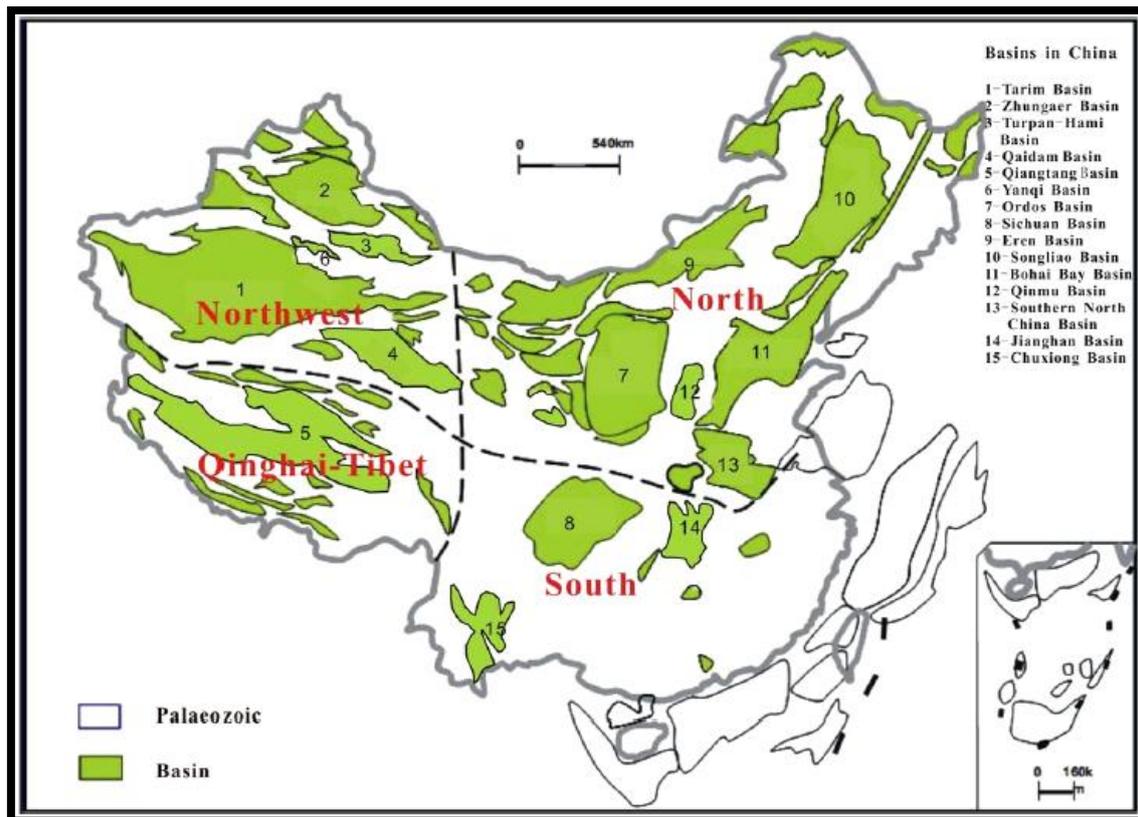


Figura 4.4. Regiones donde se ubican las principales Cuencas de gas en lutitas en China (Zhang, 2010).

Las formaciones incluyen lutita marina, lutita continental y facies transicionales; la mayoría de ellas fueron formadas en las eras Paleozoico y Mesozoico. Aunque China cuenta con muchas cuencas de gas en lutitas, las más importantes son Sichuan y Tarim; que contienen lutitas con alto contenido orgánico con un excelente potencial de desarrollo de gas. Estas dos Cuencas se muestran en la Figura. 4.5, las que tienen un potencial favorable ya que son lutitas depositadas en un ambiente marino, incluyendo un espesor importante, con alta profundidad, buen contenido de materia orgánica total, maduración térmica y una composición mineralógica a base de arcillas.

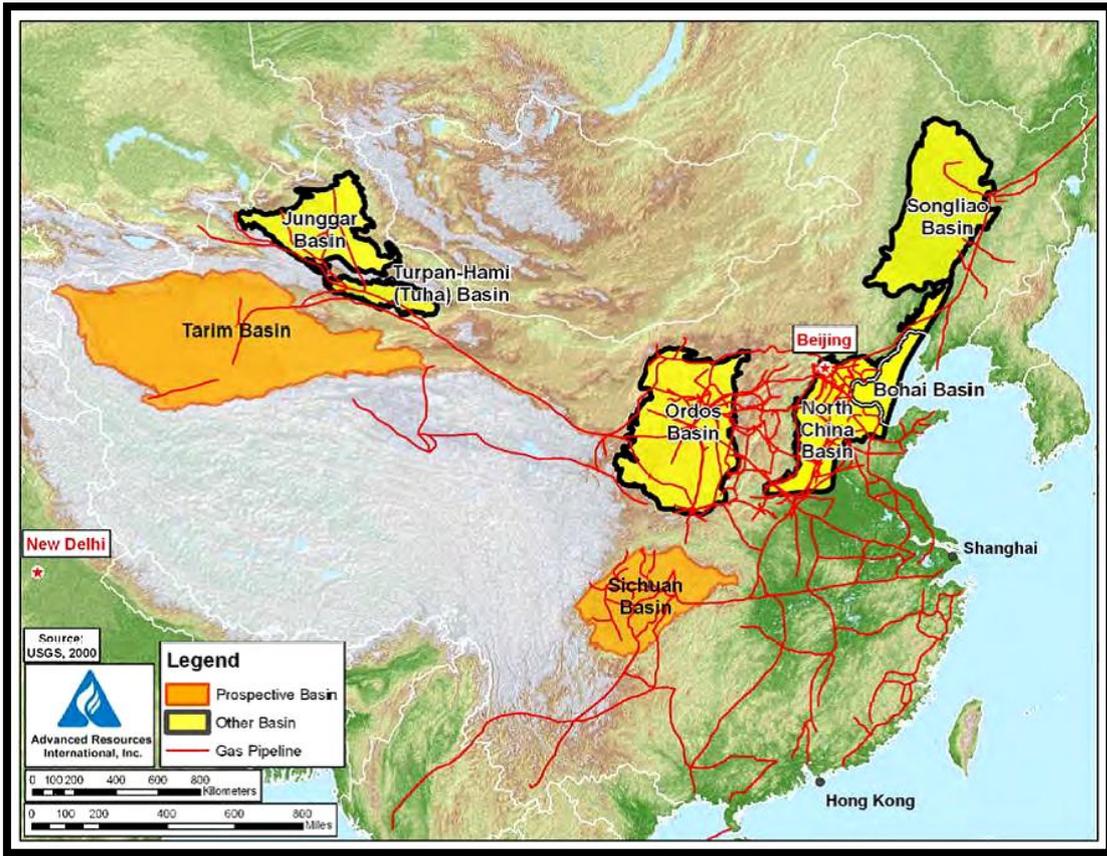


Figura 4.5. Ubicación de las Cuencas Tarim y Sichuan en China (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

La estratigrafía del área de Sichuan contiene varios intervalos de roca con potencial de gas en lutita. De acuerdo a Zou et al (2010), la lutita carbonosa negra que se encuentra en la Cuenca de Sichuan y la lutita calcárea tienen en promedio 120 m de espesor y un promedio de COT cerca del 3%. En la Figura 4.6 se muestra una columna estratigráfica con las principales características de las unidades con potencial de gas en lutitas.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

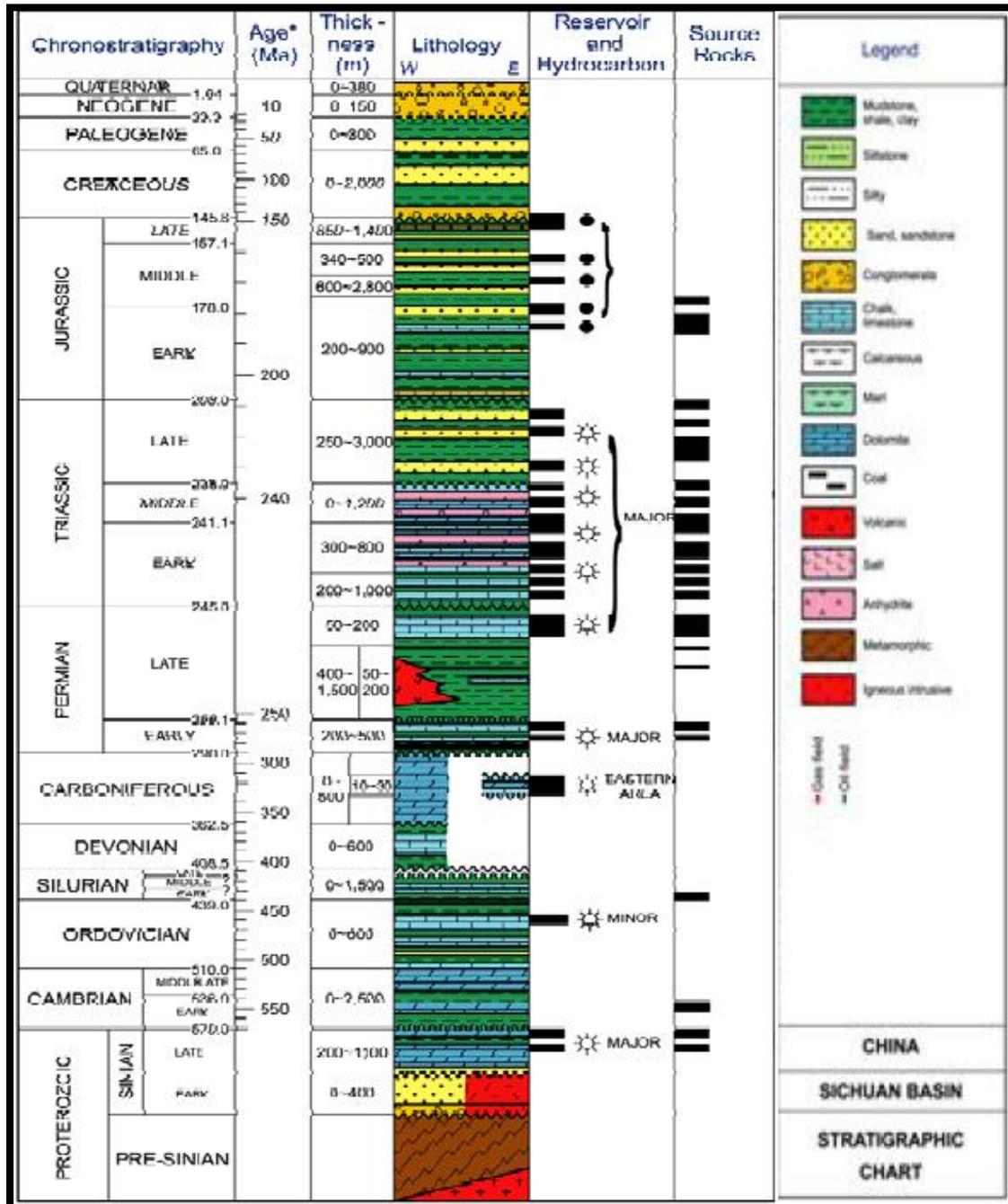


Figura 4.6. Porción estratigráfica de la Cuenca de Sichuan, China (IHS ENERGY, 2011).

La Cuenca del Tarim está ocupada por una gruesa sucesión de rocas del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico, con espesores a nivel local superiores a los 10 km. La roca generadora del aceite y del gas son principalmente limos y arcillas del Pérmico. Debajo de este nivel está un complejo basamento precámbrico que está formado por los restos de la microplaca original de Tarim, que se formaron debido al crecimiento del continente eurasiático en tiempos

del Carbonífero. La roca generadora se encuentra en la ventana de gas seco, aunque en algunos casos se encuentran a gran profundidad, lo que limita el espesor neto accesible de lutitas ricas en materia orgánica, sobre todo las que tienen alta calidad de este recurso que las convierte en objetivos preferenciales para la exploración y la evaluación.

El potencial de las lutitas de edad Ordovícico contenidas en la depresión de Manjiaer son aún mayores que los de las lutitas Cámbricas, con un espesor neto de 1 600 m [5 250 pies] de depósitos ricos en contenido orgánico. Las lutitas ricas en materia orgánica de edad Ordovícico, alojadas en la depresión de Awati, presentan un espesor de 400 m [1 300 pies].

En la tabla 4.3 se describen las principales propiedades y características de estas dos cuencas en China, las que presentan condiciones adecuadas para contener gas en lutitas.

Datos Básicos	Cuenca/Área	Sichuan (81 500 mi ²)		Tarim (234 200 mi ²)		
	Formación de lutitas	Longmaxi	Qiongzhusi	01/02/03 lutita	lutitas Cambrianas	
	Era geológica	Siluriano	Cambriano	ordoviciano	Cambriano	
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)	56 875	81 500	55 042	63 560	
	Espesor (ft)	Intervalo	300 - 1 600	200 - 1 400	0 - 5 200	0 - 1 500
		Contenido orgánico	560	390	520	808
		Neto	280	195	260	404
	Profundidad (ft)	Intervalo	7 900 - 13 500	8 500 - 15 000	6 500 - 19 700	7 500 - 21 000
		Promedio	10 700	11 500	13 000	14 000
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Promedio TOC (wt%)	3%	3%	2%	2%	
	Maduración termica (%Ro)	2.3%	2.5%	2%	2.5%	
	Contenido de arcilla	Bajo/Medio	Bajo/Medio	Bajo/Medio	Bajo/Medio	
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)	80	57	102	141	
	Riesgo GPI (Tcf)	1 373	1 390	897	1 437	
	Riesgo recuperable (Tcf)	343	349	224	359	

Tabla 4.3. Características principales y potenciales recursos de gas en lutitas en las Cuencas de China (Sichuan y Tarim) (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

4.1.3 África

El continente africano contiene varias cuencas con potentes espesores de lutitas consideradas recursos no convencionales, sin embargo, debido a la presencia de recursos convencionales sin explotar, ha habido poca actividad exploratoria de las lutitas gasíferas. La excepción notable con respecto a esta situación la constituye Sudáfrica y la región central norte.

La región central del Norte de África que comprende los países Algeria Tunisia y Libia contienen dos de las cuencas más grandes de gas en lutitas, las cuales son: la Cuenca de Ghadames en el oriente de Algeria, sureste de Tunisia y noroeste de Libia y la Cuenca de Sirt ubicada en el centro norte de Libia (Figura. 4.7).

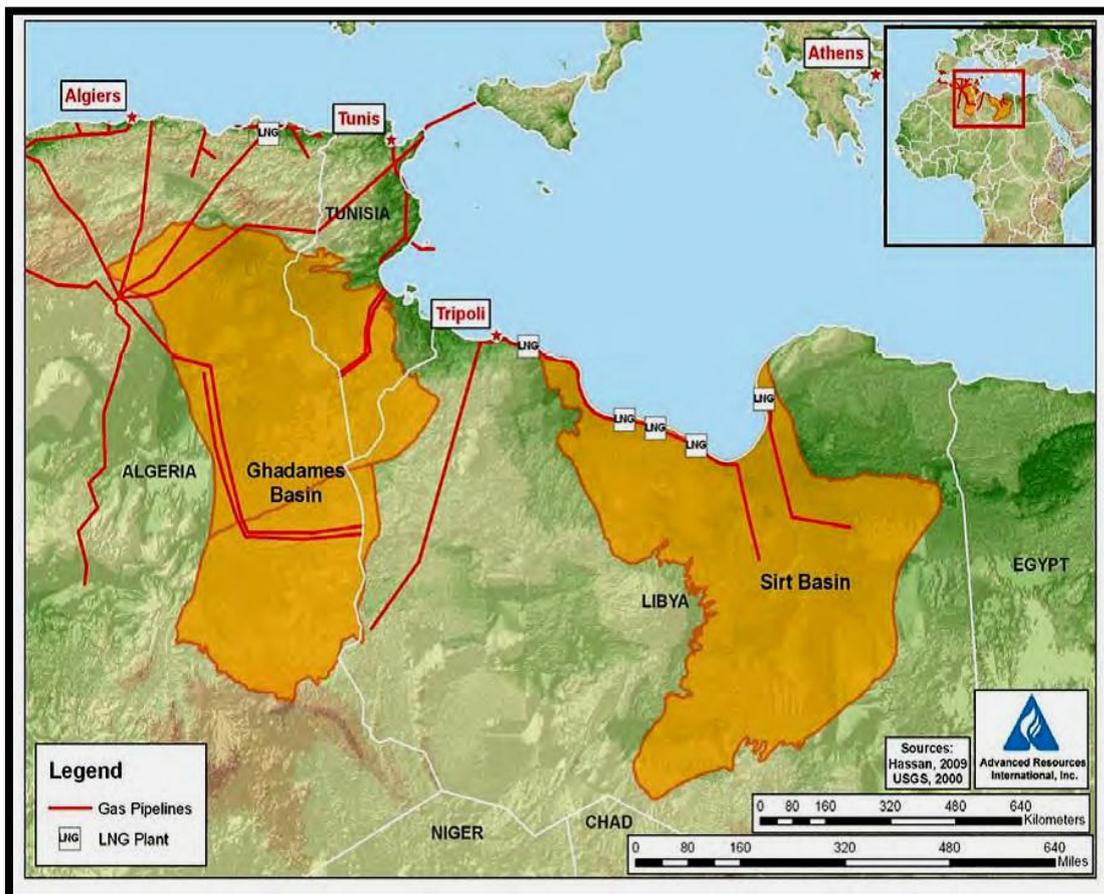


Figura 4.7. Ubicación de las cuencas de gas en lutitas en el centro norte de África (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

A continuación se presentan las principales características de estas cuencas además de sus recursos prospectivos (Tabla 4.4.)

Datos Básicos	Cuenca/Área	Ghadames (121 000 mi ²)		Sirt (177 000 mi ²)		
	Formación de lutitas	Tannezuft	Frasnian	Sirt- Rachmat	Etel	
	Era geológica	Siluriano	Devoniano Medio	Cretácico Superior	Cretácico Superior	
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)	39 700	12 900	70 800	70 800	
	Espesor (ft)	Intervalo	1000- 1 800	200 - 500	1 000 - 3 000	200 - 1 000
		Contenido orgánico	115	197	2 000	600
		Neto	104	177	200	120
	Profundidad (ft)	Intervalo	9 000 - 16 500	8 200 - 10 500	9 000 - 11 000	11 000 - 13 000
		Promedio	12 900	9 350	10 000	12 000
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento	sobre presionado	sobre presionado	Normal	Normal	
	Promedio TOC (wt%)	5.7%	4.2%	2.8%	3.6%	
	Maduración térmica (%Ro)	1.15%	1.15%	1.1%	1.1%	
	Contenido de arcilla	Medio	Medio	Medio/Alto	Medio/Alto	
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)	44	65	61	42	
	Riesgo GPI (Tcf)	520	251	647	443	
	Riesgo recuperable (Tcf)	156	75	162	111	

Tabla 4.4. Propiedades de las Cuencas Ghadames y Sirt del centro norte de África (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

En la región Norte Occidental de África también se tienen cuencas de gas en lutitas, ya que por ejemplo en la región de Marruecos, se tienen grandes acumulaciones en el Cretácico Tardío, además del alto potencial de las secuencias del Siluriano y Devoniano con alto contenido orgánico en las cuencas de Tindouf y Tadla. El mapeo y caracterización de estas regiones es difícil ya que las secuencias sedimentarias se presentan con alto nivel de deformación, erosión y subsidencia, sobre todo las zonas donde se tiene los depósitos de lutitas, las que son discontinuas y complejas; su principal distribución se muestra en la Figura 4.8.

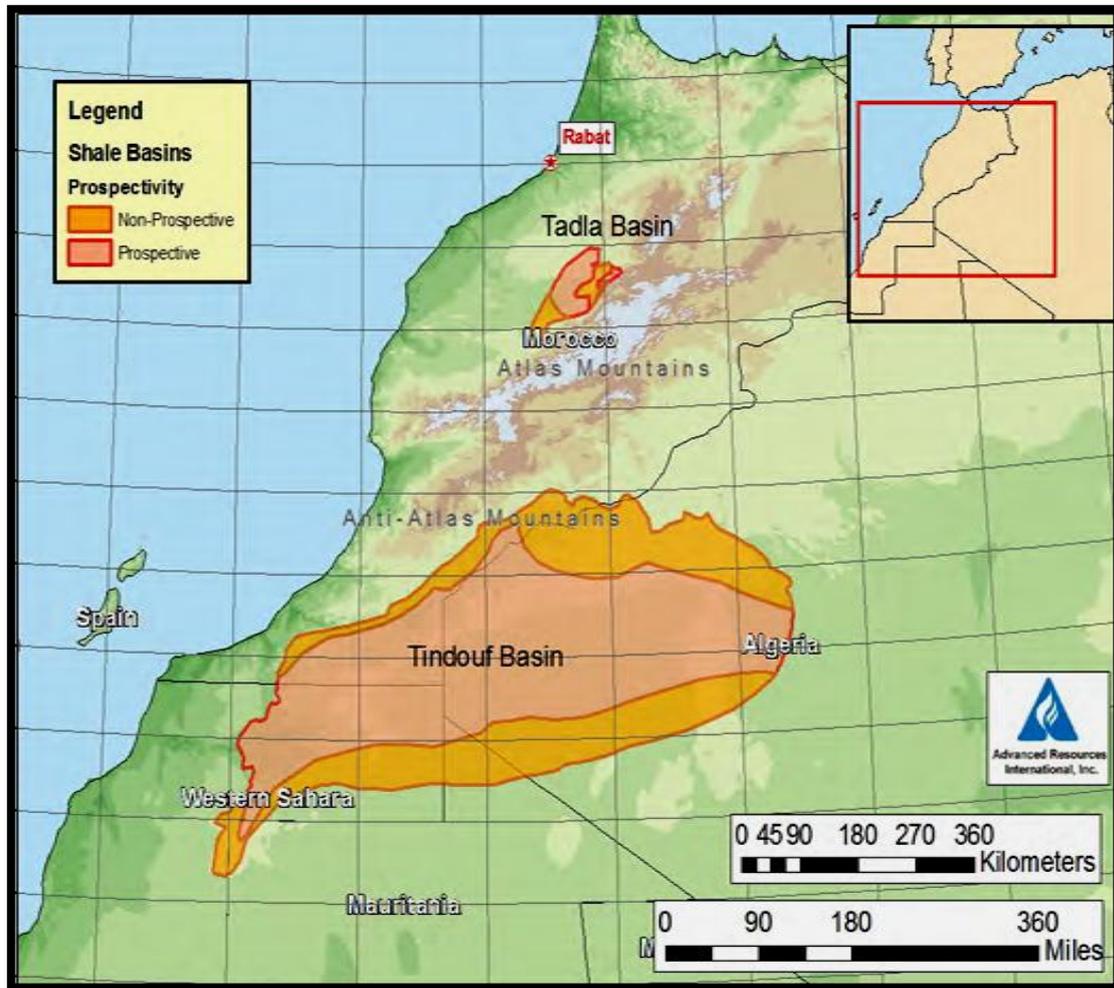


Figura 4.8. Ubicación de las cuencas de gas en lutitas de Marruecos, África (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

La identificación precisa de las cuencas con gas en lutitas con mayor potencial y la estimación de su potencial de recursos en un área geológicamente es tan compleja que requiere cantidades significativas de datos, que no se tienen disponibles en Marruecos a causa del limitado conocimiento geológico y de la poca perforación de pozos, además de la confidencialidad de los datos. En la siguiente tabla se presentan las principales características y propiedades de estas cuencas (Tabla 4.5).

Datos Básicos	Cuenca/Área		Tindouf (89 267 mi ²)	Tadla (2 794 mi ²)
	Formación de lutitas		Siluriano Bajo	Siluriano Bajo
	Era geológica		Siluriano	Siluriano
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)		55 340	1 670
	Espesor (ft)	Intervalo	0- 2 500	0 - 820
		Contenido orgánico	N/A	328
		Neto	50	197
	Profundidad (ft)	Intervalo	3 280 - 15 000	3 280 - 9 840
		Promedio	9 000	6 560
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento		bajo presionado	bajo presionado
	Promedio TOC (wt%)		5%	2%
	Maduración térmica (%Ro)		3.5%	2.25%
	Contenido de arcilla		Medio	Medio
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)		18	49
	Riesgo GPI (Tcf)		251	16
	Riesgo recuperable (Tcf)		50	3

Tabla 4.5. Propiedades y recursos de las cuencas de gas en lutitas de Marruecos, África (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

En Sudáfrica se encuentra la Cuenca sedimentaria Karoo que contiene gas en lutitas con espesores importantes, con alto contenido orgánico; se ubica en el centro sur de Sudáfrica (Fig. 4.8). Contiene al grupo de lutitas Ecca de edad Pérmico, las que se presentan en un área de 61,124 km², que se extiende a través de dos tercios de ese país; el mayor potencial se tiene en el sur de la cuenca. Las lutitas de esta cuenca están térmicamente maduras, con alto contenido orgánico y se encuentran en la ventana de gas seco, sin embargo, la cuenca contiene importantes áreas de intrusiones ígneas que pueden afectar la calidad de los recursos de gas de lutitas aumentando los riesgos de la exploración.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

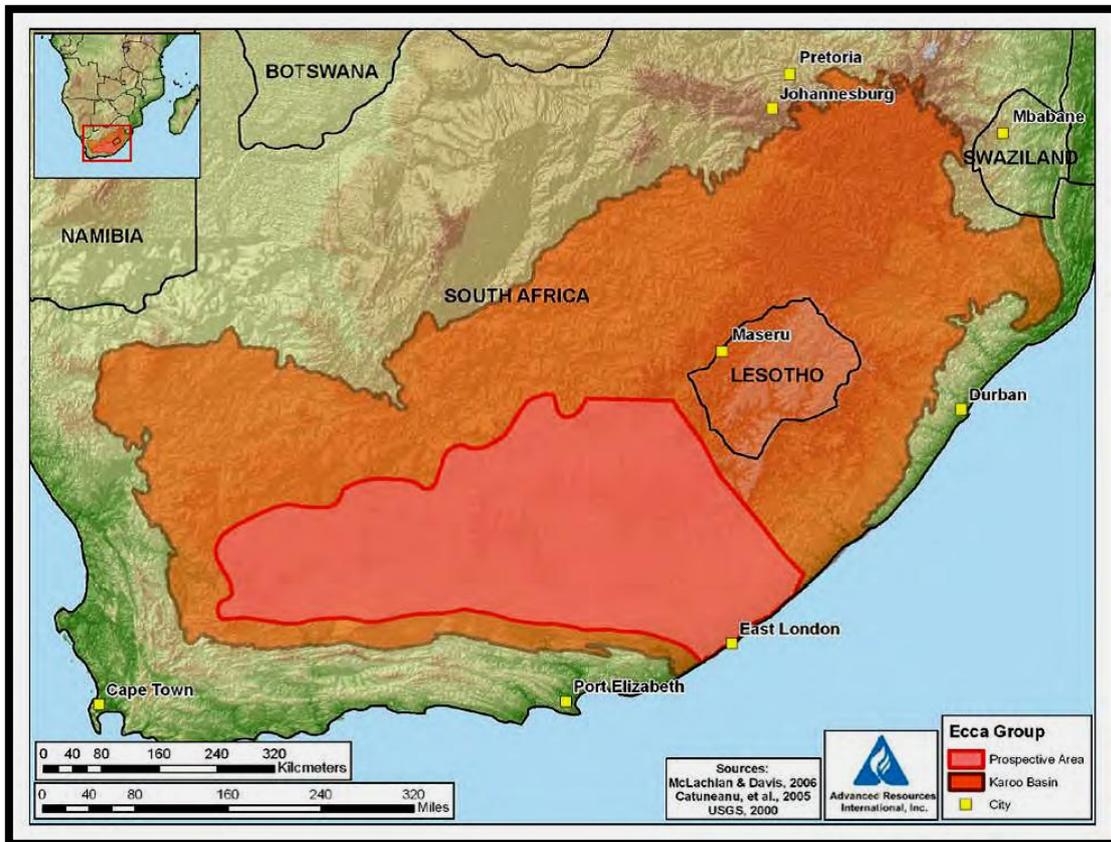


Figura 4.8. Ubicación de la cuenca Karoo en Sudáfrica (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

El Grupo Ecca de edad Pérmico, donde se tienen las secuencias ricas en materia orgánica, son de particular interés las secuencias constituidas de lutitas negras, térmicamente maduras de la Formación Whitehill. Esta unidad es con distribución regional y es persistente en composición y espesor, además de que se puede mapear a través de la mayor parte de la Cuenca de Karoo.

En la tabla 4.6 se muestran las principales propiedades y características geológico-petrofísicas de la Cuenca de Karoo.

Datos Básicos	Cuenca/Área		Karoo (236 400 mi ²)		
	Formación de lutitas		Prince Albert Fm	Whitehill Fm	Collinham Fm
	Era geológica		Pemiano bajo	Pemiano bajo	Pemiano bajo
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)		70 800	70 800	70 800
	Espesor (ft)	Intervalo	200- 800	100-300	100- 300
		Contenido orgánico	400	200	200
		Neto	120	100	80
	Profundidad (ft)	Intervalo	6 000- 10 500	5 500 - 10 000	5 200- 9 700
		Promedio	8 500	8 000	7 800
Propiedades del Yacimiento	Presión de Yacimiento		Sobre presionado	Sobre presionado	Sobre presionado
	Promedio TOC (wt%)		2.5%	6%	4%
	Maduración termica (%Ro)		3.%	3%	3%
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo	Bajo
Recursos	Concentración GPI (Bcf/mi ²)		43	59	36
	Riesgo GPI (Tcf)		453	995	386
	Riesgo recuperable (Tcf)		91	298	96

Tabla 4.6. Principales características de la Cuenca de Karoo en Sudáfrica donde se tienen potenciales recursos de gas en lutitas (Tomado de World Shale Gas Resources, EIA, 2011).

4.1.4 Estados Unidos de América

Como se muestra en la figura 4.9, el gas en lutitas existe en la mayoría de los 48 estados de E.U.A. La mayor actividad de exploración y desarrollo de campos de lutitas gasíferas hasta la fecha, son la lutita Barnett, la lutita Haynesville, la lutita Antrim, la lutita Fayetteville, la lutita Marcellus y lutita New Albany. Cada uno de estas unidades estratigráficas con lutitas gasíferas es diferente y cada una tiene un criterio de exploración y retos operacionales que las distinguen.

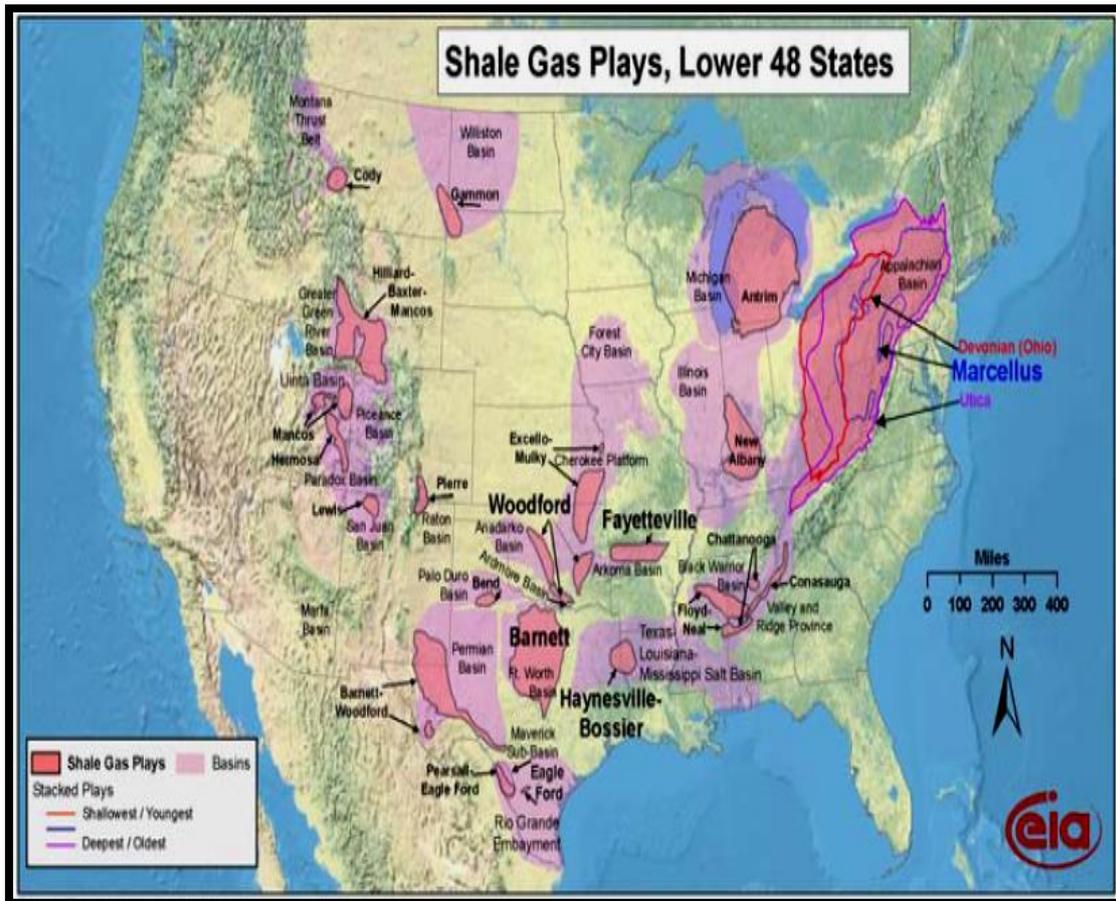


Figura 4.9. Mapa de las Cuenca con lutitas gasíferas de Estados Unidos de América (EIA, 2010).

La lutita Barnett está localizada en la Cuenca Fort Worth en el centro norte de Texas y es el mayor play de lutitas gasíferas en los Estados Unidos. La lutita Barnett cubre un área de aproximadamente 13,000 km² con un rango de espesor que varía de 30 m a más de 180 m. Como es uno de los primeros plays descubiertos de lutitas gasíferas, el desarrollo de la Lutita Barnett ha probado una gran cantidad de combinaciones tecnológicas como la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico a gran escala, los productores de gas natural han extrapolado las diferentes técnicas de desarrollo para esta cuenca a otras formaciones de lutitas gasíferas presentes a lo largo de Estados Unidos y Canadá.

La Lutita Barnett es una formación geológica de gran importancia económica que se compone de rocas sedimentarias terrígenas del Misisipico (354 – 323 millones de años), cuyos sedimentos de grano fino constituyen los yacimientos

de gas natural no convencional más grande en los Estados Unidos. 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.

Se sabe que en la Formación Barnett no se extrae gas fácilmente, y que la lutita es muy dura y compacta, por lo que en esta formación en décadas pasadas 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. 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.

La Lutita Marcellus es otra unidad estratigráfica de importancia por su contenido de gas en lutitas que se extiende sobre una distancia aproximada de 250 km² en la región de los Apalaches, encontrándose desde el sur de Nueva York, a través de la parte occidental de Pennsylvania, por el oriente de Ohio y a través del oeste de Virginia (Figura. 4.10). La lutita Marcellus es variable en espesor, ya que varía de 15 m hasta 60 m de espesor, y generalmente llega a ser más gruesa en el este.

Se considera que la Lutita 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 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 con bajas presiones.

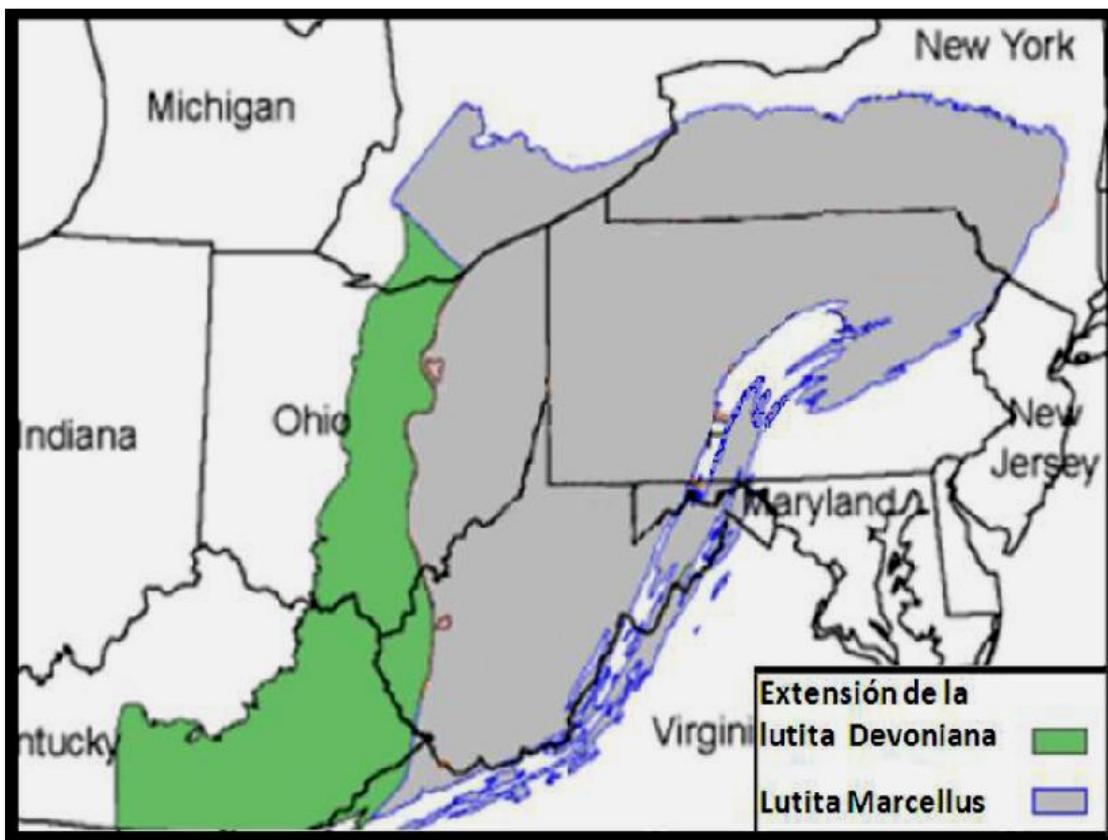


Figura 4.10. Ubicación de la lutita Marcellus (Tomado de *Shale gas: focus on the Marcellus shale*, Oil & Gas accountability Project, Mayo de 2008.)

Por otro lado la lutita Fayetteville es una unidad estratigráfica con yacimientos de gas no convencional de lutitas ricas en materia orgánica, se encuentran en Arkansas en la cuenca Arkoma, con un espesor que va de 15 a 160 m y una profundidad que va de 300 a 2,100m. La lutita es de edad Misisipico, la cual es equivalente geológicamente a la que se encuentra en Caney en Oklahoma y el Barnett que encuentra en el norte de Texas (Fig.4.11). El desarrollo de las Lutitas Fayetteville comenzó a principios del 2000 mientras las compañías de gas adquirían experiencia encontrando características similares con la lutita Barnett tales como la edad y otras características geológicas de la formación, implementaron también el fracturamiento hidráulico de largo alcance y la perforación horizontal obteniendo resultados redituables para este play.

Las reservas al 2007 en este campo fueron de 216 BPC de gas, es decir, el 49% del total de la reserva probada en ese tiempo. La compañía 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 pozos horizontales; la producción total al año 2007 en la Lutita Fayetteville llegó 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 aumentó solo de enero de 2006 a finales de junio del mismo año de 10 MPC por día a 200 MPC, según cifras de la compañía South Western Energy.

Además, se ha sumado la producción de las arenas convencionales en secuencias del Pensilvanico; la producción diaria de estos yacimientos actualmente excede los 16 MPC diarios. En general, la actividad de perforación en la Lutita Fayetteville ha venido en aumento rápidamente, por ejemplo la compañía South Western tiene en la actualidad 19 equipos, la compañía Chesapeake ha incrementado su presencia a 13 equipos en la zona, y otros operadores continúan aumentando la cantidad de equipos en este campo.

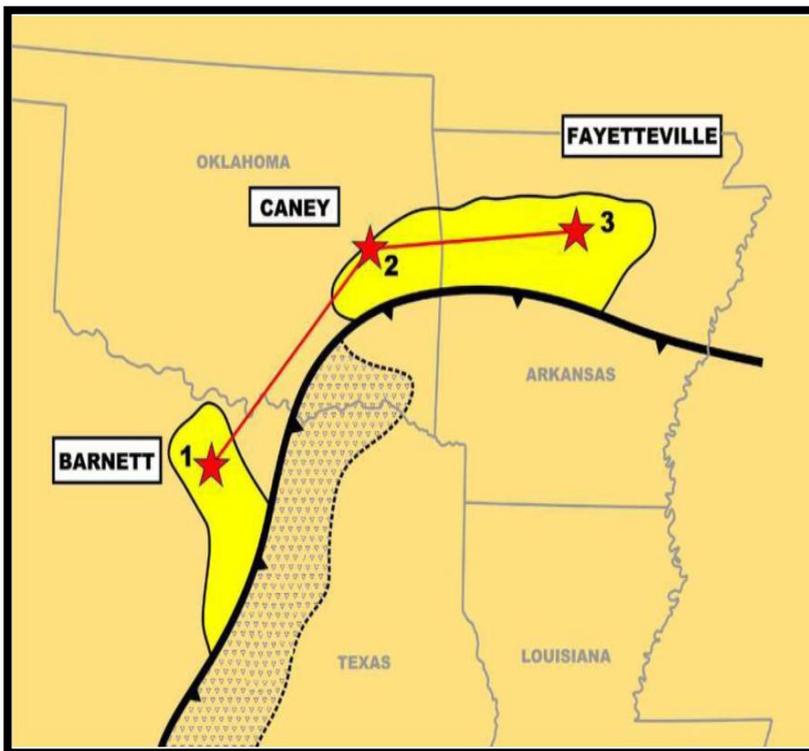


Figura 4.11. Mapa que muestra la ubicación de la Lutita Fayetteville y los campos Barnett y Caney (Tomado de *The Fayetteville shale play of north central Arkansas: a project update*. Convención anual AAPG 2008, San Antonio, Texas).

La Lutita Woodford (Fig. 4.12) ubicada al sur de Oklahoma cubre un área de cerca de 28, 500 km², ha producido gas desde 1939, sin embargo, no fue hasta el año 2004 que los trabajos de perforación y terminación se incrementó 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 1,800 a 3,300 m. El espesor de la sección de lutita con gas es de 40 a 60 m. Los expertos estiman que la reserva es de 2 a 2.5 MPC equivalentes por pozo, el contenido orgánico de esta región es de 6 a 8%.

Por lo anterior, se tiene que el potencial de este campo rebasa las expectativas que se tuvieron de la lutita Barnett, ya que las condiciones son más favorables los yacimientos de la Lutita Woodford por lo que pueda ser en un futuro los yacimientos no convencionales más importantes de lutita gasíferas en los Estados Unidos.



Figura 4.12. Afloramiento en Oklahoma de la lutita de Woodford (Fotografía de Brian Cardott, *Gas Shales Tricky to Understand* AAPG, Noviembre 2006).

La Lutita Haynesville está situada en el norte de la Cuenca de Sal Louisiana en el norte de Louisiana y este de Texas, con profundidades del rango de 3,200 m a 4,100 m; en 2007, después de varios años de perforación y estudios, la Lutita Haynesville se comprobó el gran potencial de reservas de gas de lutitas.

La Lutita Antrim está localizada en la parte sur de Michigan, dentro de la Cuenca de Michigan; es de edad Devoniano tardío y produce gas a profundidades de 180 m a 670 m. A parte de la lutita Barnett, la lutita Antrim ha sido una unidad estratigráfica con mayor actividad de desarrollo de plays ya que tienen un gran extensión, ya que cuenta con aproximadamente 31,000 km² y es caracterizada por tener diferencias con otras lutitas gasíferas como son: profundidad, reducidos espesores con promedio neto de 20 a 36 m y grandes volúmenes de producción de agua.

La Lutita New Albany está localizada en la Cuenca de Illinois en porciones del sureste de Illinois, suroeste de Indiana y noreste de Kentucky. Es similar a la lutita Antrim, encontrándose a profundidades entre 150 m y 610 m, además de que aflora. Es uno de los de mayor área, ya que tiene una superficie aproximada de 113,000 km² con 0.32 km² de separación entre cada pozo aproximadamente. Presenta también un alto porcentaje de producción de agua.

Las características petrofísicas de estas formaciones se resumen en la tabla 4.7, donde se pueden comparar sus principales parámetros.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

Formación de lutitas gasíferas	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Antrim	New Albany
Área Estimada de la cuenca (millas cuadradas)	5.000	95.000	9.000	9.000	11.000	12.000	43.500
Profundidad (pies)	6,500 - 8,500	4,000 - 8,500	1,000 - 7,000	10,500 - 13,500	6,000 - 11,000	600 - 2,200	500 - 2,000
Espesor Neto (pies)	100 - 600	50 - 200	20 - 200	200 - 300	120 - 220	70 - 120	50 - 100
Profundidad a la base de agua tratable (pies#)	~1200	~850	~500	~400	~400	~300	~400
Espesor de la Columna de Rocas entre la Cima del intervalo de interés y el fondo de el agua tratable	5,300 - 7,300	2,125 - 7,650	500 - 6,500	10,100 - 13,100	5,600 - 10,600	300 - 1,900	100 - 1,600
Carbono Orgánico Total (%)	4,5	3 - 12	4.0 - 9.8	0.5 - 4.0	1 - 14	1 - 20	1 - 25
Porosidad Total (%)	4 - 5	10	2 - 8	8 - 9	3 - 9	9	10 - 14
Contenido de Gas (scf/ton)	300 - 350	60 - 100	60 - 220	100 - 330	200 - 300	40 - 100	40 - 80
Producción de Agua (bpd)	0	0	0	0	0	5 - 500	5 - 500
Espaciamiento de los Pozos (acres)	60 - 160	40 - 160	80 - 160	40 - 560	640	40 - 160	80
Gas Original in situ (Tcf)	327	1.500	52	717	52	76	160
Reservas (Tcf)	44	262.500	41,6	251	11,4	20	19,2
Producción de Gas Estimada (mcf/día/pozo)	338	3.100	530	625 - 1,800	415	125 - 200	

Tabla 4.7. Comparativos entre la información de Lutitas Gasíferas en los Estados Unidos (SPE 121038, 2009).

Es de suma importancia tener presente las diferentes tecnologías de desarrollo que se llevan a cabo en otras partes del mundo, ya que podemos adaptarlas a las necesidades que presentan los yacimientos en las Cuencas mexicanas que contienen gas en lutitas, tomando en cuenta las características litológicas y petrofísicas para lograr un mejor entendimiento y aplicar la mejor tecnología disponible.

5 MÉTODOS DE PERFORACIÓN

La ubicación natural de los yacimientos petroleros no convencionales, presentan por su origen, generalmente un alto nivel de incertidumbre, por lo que se debe realizar un buen modelo geológico y una buena caracterización geológica para lograr mejores resultados. En una etapa inicial la perforación en yacimientos convencionales se hizo de tal manera, que una vez ubicada la formación productora, se buscaba situarse en un punto de la superficie terrestre en línea perpendicular al plano horizontal definido por el yacimiento, posteriormente se establecía la comunicación entre este y la superficie por medio de la perforación de un pozo; a este tipo de perforación se le conoce como perforación vertical (Mendoza y Pichardo, 2000).

Con el incremento de los trabajos de perforación y por las diferentes características geológicas, petrofísicas y geométricas de los yacimientos, surgieron diversos obstáculos que impidieron la aplicación eficiente de la perforación vertical; como ocurre con los yacimientos que se encuentran por debajo de áreas inaccesibles verticalmente (zonas urbanas o zonas restringidas ecológicamente, como lagunas, ríos, pantanos o montañas). Consecuentemente, la forma posible para explotar estos yacimientos es a través de pozos direccionales, perforados desde una localización ubicada a cientos de metros del yacimiento. Por otro lado, el desarrollo de yacimientos marinos resultaría incosteable si no fuese posible perforar varios pozos direccionales desde una misma plataforma. Adicionalmente, la perforación direccional nos permite solucionar problemas mecánicos que suelen presentarse al perforar (pescados, colapsos de TR'S, etc.), la reubicación de objetivos, etc.

El avance de las técnicas de que se han adecuado para la exploración y explotación del gas de lutitas ha generado un crecimiento importante de este recurso no convencional alrededor del mundo.

Para el desarrollo de los plays convencionales se requiere definir una arquitectura estratigráfica interna del yacimiento, la ubicación de los horizontes productores y las dimensiones de la trampa; es importante conocer las áreas ricas en materia orgánica, el tipo de roca, la susceptibilidad al fracturamiento, así como ubicar los puntos clave (sweet spots), es decir, los lugares más propios para la explotación.

En la explotación de los yacimientos convencionales se perforan pozos verticales u horizontales, y en muchos casos es necesario implementar una recuperación secundaria; mientras en los yacimientos de gas en lutitas la extracción se realiza principalmente a través de la perforación horizontal de pozos, donde además es necesario realizar fracturamiento hidráulico.

Una vez que se ha explorado y realizado la ubicación de los pozos potencialmente productores de gas en lutitas, es necesario caracterizar los yacimientos para determinar donde la roca tiene potencial de ser más productiva. Para esta etapa se emplea la sísmica 3D, que permite obtener información específica sobre el espesor y distribución de las lutitas con la finalidad de determinar las zonas más idóneas para realizar el proceso de fracturamiento.

La parte de la sísmica multicomponente es de gran aplicación en la exploración de gas en lutitas, ya que tiene un cubrimiento angular de 360° alrededor de un punto de observación en el subsuelo, de tal manera que se puedan eliminar las ambigüedades que tienen que ver con cómo fueron adquiridos los datos e inferir una mínima variación de las propiedades elásticas de las rocas; a partir de estos datos sísmicos se obtiene la información de donde es conveniente realizar el fracturamiento de horizontes del subsuelo y además de cuáles son más dúctiles y más frágiles, para poder orientar las direcciones de la perforación en zonas de mayor potencial de gas.

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 el incremento del éxito de los desarrollos de gas de lutitas. La experiencia adquirida en la exploración y la explotación en lutitas de la formación Barnett, en Estados Unidos de América, ha demostrado que los pozos horizontales de este play triplican aproximadamente la recuperación total estimada de los pozos verticales, por tanto, los pozos horizontales representan un porcentaje creciente en la actividad de la perforación en yacimientos de baja permeabilidad como lo son los yacimientos de lutitas gasíferas (Shale Gas Premiere, 2009).

5.1 Perforación horizontal

La perforación horizontal ha sido descrita como, el arte y la ciencia contenida en la desviación de un pozo en una dirección específica, para alcanzar un objetivo predeterminado debajo de la superficie de la Tierra (Inglis, 1987).

Los orígenes de la perforación horizontal en la industria petrolera comienzan a finales del siglo XIX en Estados Unidos de América, donde en ese tiempo, uno de los problemas mayores era estabilizar la cuerda de la barrena y el control de la ruta del pozo, por lo que años más tarde gracias a estudios realizados a los registros de yacimientos perforados demostraron que estos pozos “verticales” estaban distantes de serlo (Inglis, 1987).

La mayor ventaja de un pozo horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento, por lo que es posible 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 con este tipo de pozos solo puede drenarse una zona productora (Figura 5.1 y 5.2).

Uno de los aspectos más importantes de la perforación horizontal es la selección de los mejores 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 y a la tecnología que se utiliza.

Es común que se perforen pozos horizontales para la explotación de gas de lutita con longitudes de hasta 3,000 metros, para crear una mayor área de

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

contacto entre las lutitas y el pozo, considerando el espesor que existe dentro de los yacimientos de gas de lutita y a que el área de drenaje de un pozo vertical es pequeña aun con fracturamiento, comparada con la de un pozo horizontal (Shale Gas Premiere, 2009).

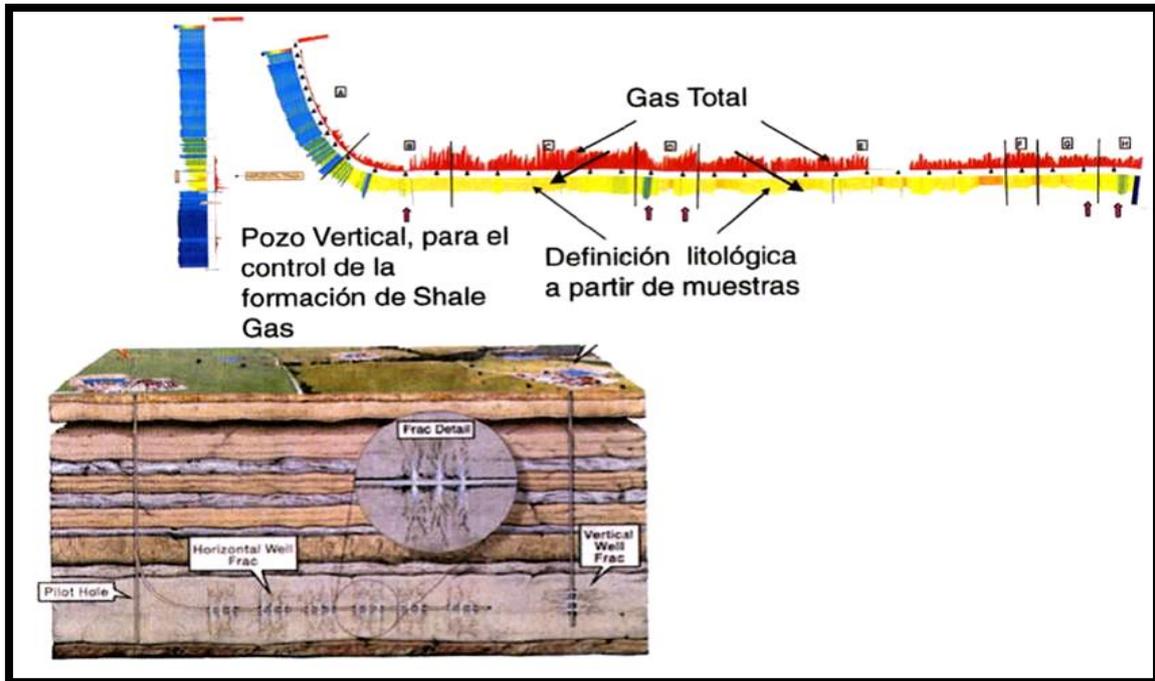


Figura 5.1. Área de drenaje de un pozo vertical, (Tomado de An introduction to shale gas, 2011).

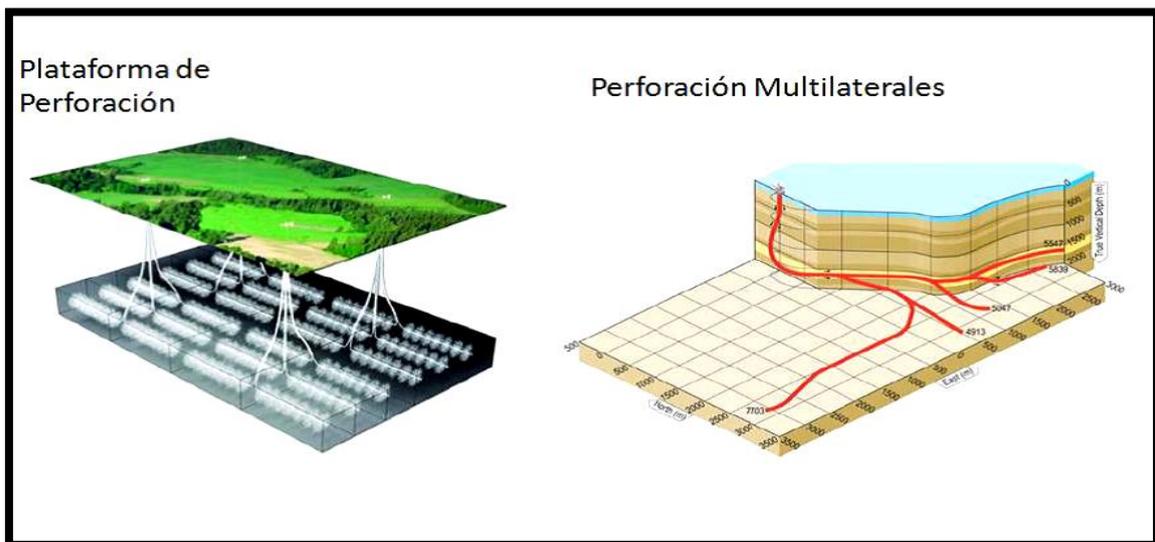


Figura 5.2. Área de drenaje de un pozo horizontal de multifracturamiento (Tomado de An introduction to shale gas, 2011).

Un pozo puede tener una profundidad total de 610 m solamente, pero el fondo del pozo puede estar a 1200 m, lejos de la porción donde inició la perforación en la superficie terrestre. Es importante considerar que existen costos de equipo relacionados con la perforación horizontal, que también deben ser considerados cuando se decide utilizar esta tecnología, estos incluyen bujes de impulso, fluidos de perforación especializados, motores de fondo, sartas especiales de tubería de perforación, equipo de medición al perforar MWD, etc. A continuación se describen algunas características relevantes de las principales herramientas y metodologías que se utilizan para la perforación direccional, mismas que se aplican en la perforación de gas en lutitas.

5.1.1 Tecnología de Perforación Motor Dirigible (MS)

La administración de las fluctuaciones en la torsión de la barrena es la clave del éxito en la perforación direccional de motor. La tecnología de MS consta de una serie de características propias que incluyen una geometría de calibre aliviado que reduce la fricción cuando se desliza y componentes de Control Torque (TCC) que impide que la barrena tome una mordida excesiva en la formación. El posicionamiento de estos componentes puede ajustarse para minimizar las fluctuaciones de la torsión, mejorar el control de cara de la herramienta y maximizar ROP (Baez y Barton, 2011). Además, el TCC ha demostrado ser eficaz en la reducción de las vibraciones torsionales de riesgo como Stick-Slip (Figura 5.3).

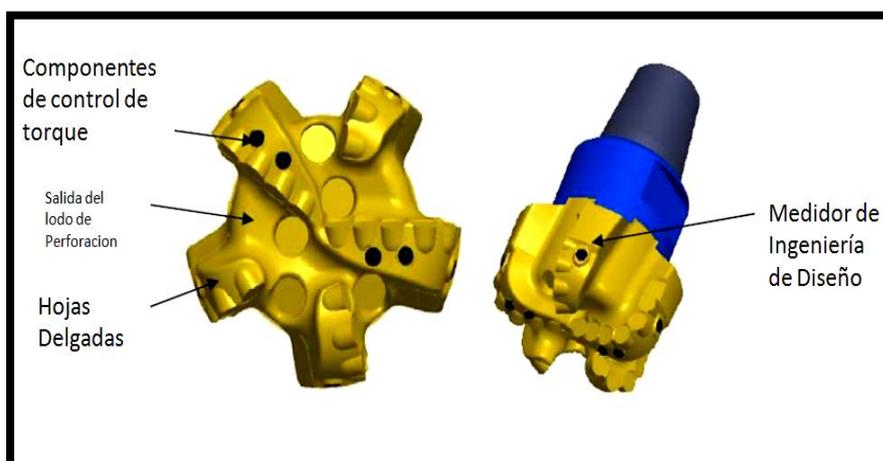


Figura 5.3. Motor Dirigible Tecnología de Perforación (MS), (Modificado de Baez y Barton, 2011).

5.1.2 Grabador de Datos Dinámico de Fondo (DDDR)

Este dispositivo se deriva de una herramienta de investigación de vibración exitosa, es una grabadora dinámica, cuya colocación es de bajo costo y flexible al interior del pozo. Mide apenas 2-1/2 "de diámetro, ubicado como se requiere en el BHA o colocado en una caja especialmente modificada dentro de un componente de la sarta de perforación. La grabadora se utiliza para recopilar datos de fondo en tiempo real ya que se caracteriza por tener una velocidad de muestreo de alta frecuencia y suficiente capacidad de almacenamiento con la duración de la batería de 20 horas o más. Los datos de alta calidad grabados pueden utilizarse para determinar la torsión lateral y la estabilidad torsional del ensamble durante las diferentes fases de la operación de perforación. Los datos también pueden ser analizados para identificar problemas de vibración (Baez y Barton, 2011).

5.1.3 Tecnología de Motor Premium

Además de la variación de rotor / estator lóbulo configuración y el número de etapas, recientemente el revestimiento denominado elastomérico estator ha tenido un impacto significativo en el rendimiento del motor. Un estator es normalmente un elastómero compuesto de nitrilo dentro de un tubo de acero. Estos están sujetos a la tumefacción, endurecimiento, ablandamiento y desgaste prematuro, dependiente de la temperatura y el carácter del fluido de perforación utilizado. La variación en el compuesto de nitrilo puede contrarrestar algunos de estos efectos, por ejemplo, un compuesto nitrilo (HNBR) altamente saturado se puede utilizar para la perforación con lodos base aceite y temperaturas más altas. Otras formulaciones del elastómero nitrilo estándar con mayor grado de elasticidad han ganado popularidad mediante el aumento de la presión diferencial nominal de la sección de energía en mayor capacidad de par de torsión de salida (Baez y Barton, 2011).

5.2 Fracturamiento Hidráulico

Las fracturas naturales, si bien son beneficiosas, normalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficientes para soportar la producción comercial en las lutitas gasíferas, las que normalmente no presentan fracturamiento natural con abertura supercapilar, por lo que requieren en todos los casos de tratamiento de fracturamiento hidráulico (Engelder y Lash, 2008).

Con el fracturamiento se expone más lutita a la caída de presión provista por un pozo, por lo que cuando están en un espacio adecuado a lo largo de un tramo lateral horizontal, el gas puede producirse en mayor volumen y con mayor rapidez.

Es común bombear tratamientos de fluido aceitoso a base de agua, de baja viscosidad y apuntalante en las lutitas a alta presión, que se ubican a profundidades que oscilan entre 1,524 y 3,048 m. En las lutitas más someras, o aquellas que poseen presiones de yacimiento bajas, comúnmente se bombean fluidos de fracturamiento energizados con nitrógeno. El fluido bombeado a alta presión puede extenderse a través de la lutita a decenas de pies de distancia del pozo, donde en teoría, los granos de apuntalante se acuñan en las fracturas, manteniéndolas abiertas una vez detenido el bombeo.

Si bien en las operaciones de fracturamiento se utilizan comúnmente agua y arena, en algunos casos se debe asegurar que exista suficiente apuntalante dentro de las fracturas inducidas. Durante dichas operaciones de fracturamiento, se debe asegurar que el fluido cree fracturas lo suficientemente anchas para dar cabida a los granos de apuntalante, si esto no ocurre, el apuntalante no se ubicara en la fractura inducida. En este caso, el resultado es un conjunto de fracturas más pequeñas, que provee menos permeabilidad que la pretendida.

Para superar estos problemas, algunos operadores emplean la tecnología de fluido de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC o fluido a base de fibras FiberFRAC, para mantener los apuntalantes suspendidos durante períodos prolongados. Los fluidos ClearFRAC se utilizan para transportar el apuntalante

hasta las profundidades de las fracturas; salvo por el apuntalante en sí, el fluido ClearFRAC está libre de sólidos que podrían reducir la permeabilidad de la fractura. Este fluido es compatible con las lutitas ricas en contenido orgánico. Las fibras contenidas en el fluido FiberFRAC mantienen en suspensión los granos de apuntalante hasta que la fractura se cierra sobre los granos, fijándolos en su lugar. Las fibras finalmente se disuelven, incrementando el flujo a través de la fractura. Ambos fluidos mantienen el apuntalante en las fracturas a medida que las mismas se cierran lentamente. De este modo, las fracturas permanecen abiertas una vez que el pozo es puesto en producción.

A fines de la década de 1990, se comenzó a experimentar con tratamientos de estimulación adicionales, como ocurrió con los fluidos gelificados que resultaron altamente exitosos. El monitoreo microsísmico indica que estos tratamientos activaron las fracturas naturales perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo, esta activación no ocurre con tanta frecuencia con los fluidos viscosos. La realización de nuevos tratamientos de fracturamientos en pozos inicialmente terminados con tratamientos con agua aceitosa es en general menos exitosa.

Además del aumento de los precios del gas, el mejoramiento de las técnicas de perforación horizontal y el desarrollo de prácticas de estimulaciones económicas y eficaces, son factores clave para el éxito comercial de los pozos horizontales perforados en lutitas gasíferas.

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 influyen para que el volumen de agua fracturante influya de manera satisfactoria en los yacimientos de gas en lutitas, considerando que las unidades estratigráficas de interés contienen varias mezclas de arcilla, silicatos y carbonatos (Veatch et al., 2008).

Típicamente una lutita gasífera consiste en 30-39% de componentes de arcilla, 29-38% cuarzo y 25-30% de otros minerales como la calcita, dolomía,

feldespato y pirita. La propia naturaleza de este tipo de mineralogía provoca que la lutita sea muy frágil y por consiguiente puede ser fácilmente fracturada en 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 minerales secundarios, tales como calcita y halita, lo que favorece el desarrollo de fracturas inducidas. 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 muy complejas.

La presencia de fracturas naturales y la interacción con fracturas inducidas hidráulicamente crea un patrón particular de fracturas en el yacimiento, la cual resulta con una configuración compleja, que presentan múltiples orientaciones. Las fracturas en conjunto cuando son de tamaño supercapilar contribuyen en la mejora de la producción.

Inicialmente casi todos los tratamientos de fractura en lutitas usaron arena silicea de malla 20/40, sin embargo, debido a la compleja naturaleza del sistema de fracturas, se recomienda calcular la cantidad y el tipo de apuntalante que puede ser usado para cada caso específico (Murchent, 2008).

El fracturamiento hidráulico es una práctica de estimulación a la formación que se utiliza para crear permeabilidad adicional en una potencial formación arcillosa productora. Al crear permeabilidad adicional, el fracturamiento hidráulico facilita la migración de fluidos hacia el pozo para propósitos de producción, superando las barreras en el flujo de fluidos. 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. Los aspectos del fracturamiento hidráulico han madurado y tenido cambios, que han permitido incrementar la producción de gas.

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 (Coulter, 2004). Los fluidos

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS EN LUTITAS EN LA CUENCA DE BURGOS

bombeados en las lutitas crean fracturas o aberturas por las cuales fluye la arena, al mismo tiempo este material 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) lleguen al pozo (Figura 5.4).

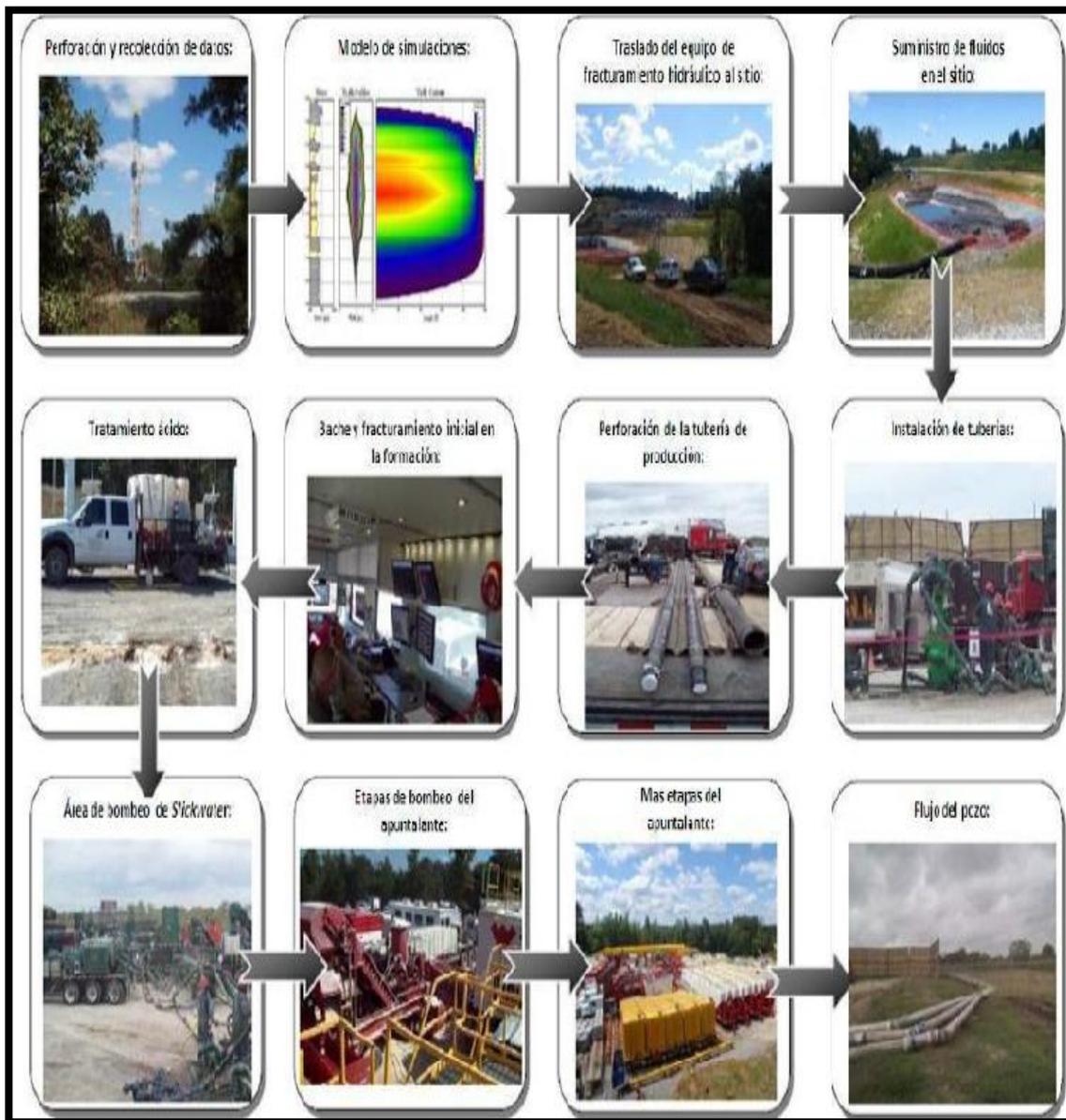


Figura 5.4. Diagrama de flujo del proceso de tratamiento de fracturamiento hidráulico (Modificado de J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, and Mark Layne, SPE, ALL Consulting, "Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs", SPE 121038, 2009).

5.2.1 Diseño de la estimulación por fractura.

Las prácticas modernas de fracturamiento de estimulación son procesos complejos y sofisticados, los cuales cuestan millones de dólares, por lo que para que se tenga éxito deben estar bien diseñadas. Las fracturas hidráulicas de estimulación se realizan con modelos ingenieriles, los cuales son usados por las compañías de producción para diseñar un tratamiento que origine redes de fracturas en áreas específicas. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico están diseñados como estimulación a la formación, en el que sus características específicas (espesor, mineralogía, gradiente de fractura, etc.), son usadas para el desarrollo adecuado 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 con fracturas existentes, se tiene a los dos componentes ingenieriles críticos usados en el diseño óptimo para lograr la estimulación por fractura. Algunos datos relacionados con el yacimiento pueden interpretarse de las líneas y cubos sísmicos antes de la perforación, después se realizan análisis de núcleos, registros en agujero abierto o revestido, análisis del rendimiento de la producción, etc. Los datos recolectados incluyen porosidad, permeabilidad, litología, datos de saturación de fluido, fracturas de carácter natural y gradientes de fractura, los cuales permiten identificar el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal de carga. Los datos de la fractura natural que incluyen orientación, altura, longitud media, ancho y la permeabilidad, son usados para determinar donde se necesitan nuevas fracturas; además son útiles para evaluar cómo se pueden desarrollar un nuevo conjunto de 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 ocurra únicamente en la formación objetivo (Schulumberger, 2008).

Un método usado para optimizar el diseño de la estimulación por fracturas es el uso de un simulador computacional, estos corresponden con programas diseñados para usar los datos recolectados de la formación productora y crear un modelo, usando formulas matemáticas que consideran la propagación 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 hidráulico en un escenario controlado y predecir cómo serán las fracturas resultantes. Se puede usar un simulador para predecir la geometría de la fractura en tercera dimensión, integrando las soluciones ácidas fracturantes o para revisar el diseño de las etapas de ingeniería para conocer las características específicas de la formación (Shale Gas Premier, 2008).

Los programas de modelado también permiten a los diseñadores modificar la forma del desarrollo del yacimiento considerando los datos adicionales que fueron recogidos en relación con la formación objetivo. El uso de modelos permite a los diseñadores lograr avances en el diseño de las operaciones de fracturamiento hidráulico para desarrollar rutas más eficientes que constituyen los caminos de flujo de gas hacia el pozo, disminuyendo riesgos y aumentando la productividad.

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. Los principales tres factores que existen en la formación y que influyen en el desarrollo de la fractura son: sobrecarga vertical, carga máxima horizontal y carga mínima horizontal. La carga varía totalmente en el yacimiento, principalmente 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 condicionarán la presión requerida para crear una propagación de la fractura y la orientación de la misma. El esfuerzo vertical en muchas secuencias arcillosas 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 inducido. Además, las redes de fracturas se extienden paralelamente al esfuerzo máximo horizontal en la roca del yacimiento (perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo), (Rickman et al., 2009). La orientación de la fractura influye de la siguiente manera: en la dirección lateral del pozo horizontal, en la orientación preferida de perforación, en el área de drene, en el espaciamiento efectivo entre los pozos y en 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.

Cuando las perforaciones están orientadas adecuadamente, 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 abiertas de mayor longitud.

Otra consideración es que cuando se diseña un tratamiento por fractura, se debe considerar la tortuosidad, esta se refiere a una gradual o severa redirección de las fracturas. 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 cuando se realizan perforaciones por etapas; además cuando son yacimientos con fracturas naturales. Las pantallas de salida ocurren cuando el fluido fracturante ya no es capaz de llevar la arena apuntalante o cuando la concentración de arena llega a ser grande, causando que la arena se quede en la tubería y no sea acarreada hacia 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.

5.2.2 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 que indica donde ocurren las fracturas durante el tratamiento de estimulación e incluye técnicas como el mapeo micro sísmico de fracturas y la medición de sus características, entre los que están la inclinación y la longitud. 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 (Figura 5.5). El monitoreo se logra usando una tecnología similar a la utilizada para monitorear eventos sísmicos más grandes que ocurren naturalmente, como son los terremotos y demás procesos naturales relacionados. Como un seguimiento al proceso del fracturamiento puede emplear el método microsísmico activo, con el que se conocen los cambios en tiempo real al programa de fractura. El monitoreo microsísmico proporciona a los ingenieros datos que les permitan gestionar recursos a través de la colocación inteligente de pozos adicionales, con los que se aprovechan las condiciones naturales del yacimiento y considerando las fracturas en los nuevos pozos (Shale Gas Premier, 2008).

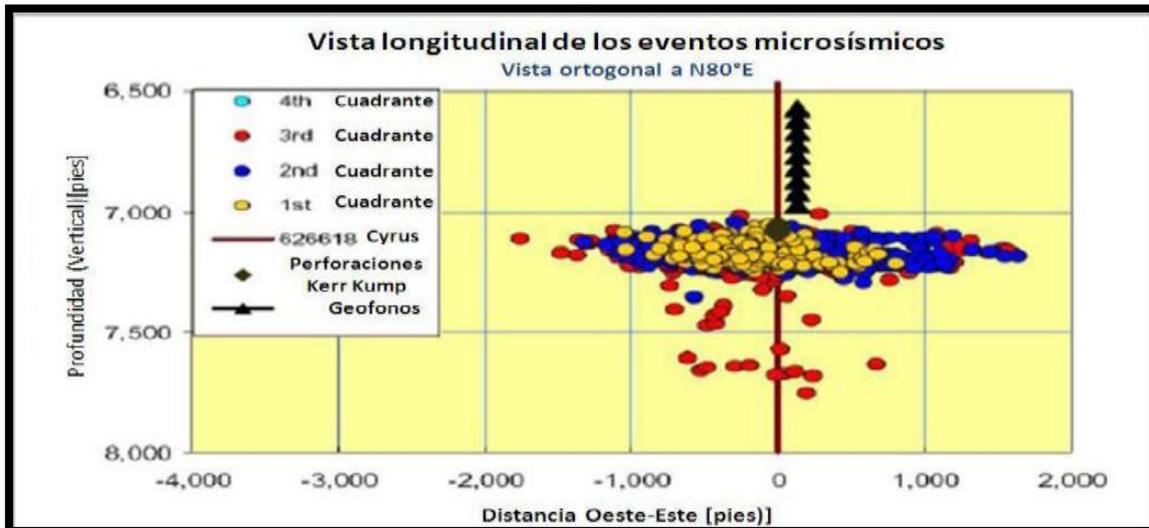


Figura 5.5. Mapeo de eventos microsísmicos (J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, and Mark Layne, SPE, ALL Consulting, “Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs”, SPE 121038, 2009).

Los medidores de inclinación son tecnologías de monitoreo pasivo que registran la deformación de las rocas incluyendo 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. Son medidores (Tiltmetros) que registran cambios en la inclinación en dos direcciones ortogonales, que después pueden ser traducidos en el esfuerzo de rotación, resultado del fracturamiento hidráulico (All Consulting, 2008).

5.2.3 Proceso de Fracturamiento Hidráulico y Equipamiento Utilizado.

El fracturamiento hidráulico de los pozos horizontales de gas de lutitas se diseña en etapas, considerando el espesor y extensión de la unidad estratigráfica de interés. La longitud lateral en un pozo de gas de lutitas desarrollado típicamente varía de 300 m a más de 1500 m 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 del pozo, por lo que se hace por segmentos (Arthur et al., 2008).

La Figura 5.4 corresponde con un diagrama de flujo del proceso donde se muestra el orden de los eventos que ocurren para una etapa de un tratamiento con fracturamiento hidráulico, mismo que comienza con el traslado del equipo en el sitio. La instalación involucra realizar todas las conexiones necesarias en el pozo, desde las bombas de fracturamiento, los remolques manifold y el equipo adicional que alimenta los fluidos y aditivos a las bombas. Las conexiones 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 150 m), 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 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 como un nivelador y a menudo pueden incluir simplemente el bombeo de agua meteórica 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 con la finalidad de facilitar el flujo de fluidos durante el proceso de fracturamiento (Chesapeake Energy Corporation, 2008).

Después del ácido se usa un espaciador, el cual empuja el ácido en la formación y comienza la propagación del fracturamiento. Después de que es bombeado el bache espaciador, la siguiente sub-etapa es 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 y las fracturas de la formación ayudando en la distribución de las subetapas del apuntalamiento. El siguiente paso es introducir el apuntalante, el cual es usado para crear y mantener las fracturas.

En algunos casos, para mantener abierta la fractura se usan dos o más apuntalantes, cuyo uso se debe optimizar. Los tratamientos de fractura normalmente incluyen el uso de apuntalantes múltiples, los cuales pueden incluir hasta cuatro diferentes tipos 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 (ppm) de fluido. En cada una de las subetapas, se considera un incremento en la concentración del apuntalante a un gasto regular, donde son normales los incrementos de 0.2 ppm, por sub-etapa. El número de subetapas es determinado por el volumen de apuntalante y por el fluido fracturante diseñado para el tratamiento de fractura. Para un programa de tratamiento de apuntalamiento múltiple, la concentración del apuntalante es mantenida en el momento de la transición de un apuntalante y otro, de tal manera 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 (Shulumberger, 2008).

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. En primer lugar se tiene el fracturador o tanques “frac”, que corresponden con grandes trailers, los cuales están diseñados para contener varios cientos de barriles de agua potable la cual es usada como la base del fluido para los tratamientos de fracturamiento con “slickwater” (Figura 5.6), 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 un sitio a otro. Los camiones también transportan bombas, las que son usadas para bombear los aditivos a los “Blenders”; algunos camiones 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-pipa, los cuales pueden contener cerca de 19,000 litros de ácido. Los camiones que transportan el ácido pueden tener múltiples compartimientos que permiten transportar 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. (Veatch, et al., 2009)



Fig.5.6. Contenedores de agua – Tanques “Frac” en la lutita de Fayetteville (J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, and Mark Layne, SPE, ALL Consulting, “Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs”, SPE 121038, 2009).

Las unidades de almacenamiento de arena o de apuntalante, son grandes tanques usados para transportar el apuntalante, estas unidades suministran arena al Blender a través de una banda transportadora; una unidad almacenadora de arena puede contener de 160,000 a 205,000 kilogramos de apuntalante. La unidad mezcladora Blender toma fluidos frescos del tanque “frac” (Figura 5.6), utiliza bombas de succión donde se combina el agua con el apuntalante en una tolva. Los fluidos y el apuntalante son mezclados con otros aditivos en concentraciones programadas, posteriormente 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 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 mueven a través del Manifold en el trayecto a las unidades de bombeo. De la misma manera, 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) 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, de los químicos, de la densidad del apuntalante, de la velocidad del fluido y del registro y revisión de todos los datos (Figura 5.7). En el VMT se monitorea el total de la estimulación de fractura para cada etapa que ha sido prediseñada (All Consulting, 2008).



Figura 5.7. Vehículo de monitoreo técnico (VMT) (Tomado de All Consulting 2008).

Las estimulaciones por fracturamiento hidráulico son monitoreadas continuamente por operadores y compañías de servicio lo que permite evaluar y documentar los eventos del tratamiento y el resultado que corresponde con el fracturamiento hidráulico. El monitoreo del tratamiento de fractura incluye el seguimiento del proceso con las presiones en el cabezal y en el fondo del pozo, considerando gastos de bombeo, las medidas de densidad de la mezcla

del fluido de fracturamiento, el seguimiento del volumen de los aditivos y el seguimiento del volumen de agua para garantizar que el equipo funcione adecuadamente. El refinamiento del proceso del fracturamiento hidráulico ocurre cuando el operador recolecta más datos específicos, este proceso generalmente ayuda a crear un patrón de fractura óptimo en la formación objetivo para propósitos de incrementar la producción de gas en un pozo y así como garantizar que no se produzcan más fracturas fuera de la formación objetivo.

5.2.4 Fluidos Fracturantes y Aditivos

El agua es el componente primario para el tratamiento de fracturamiento con “Slickwater” (Ketter et al., 2008), que corresponde con el fluido usado en la mayoría de los plays de lutitas gasíferas. La disponibilidad de agua es un factor de gran importancia para la explotación de los diversos plays de gas de lutitas, por lo que se debe de realizar un estudio geológico, ya que se requieren decenas de miles de litros de agua por etapa para las operaciones de estimulación por fractura (figura 5.8).

Después del agua, lo más complejo de un fluido de fractura utilizado en pozos de tratamiento de gas de lutitas es el apuntalante, que corresponde con un material granular, usualmente arena silicea, el cual es mezclado con el fluido fracturante para asegurar que se mantengan abiertas las fracturas creadas que permitan el flujo de gas al pozo. Otro apuntalante comúnmente usado incluye arena recubierta de resina, también puede utilizarse 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 (Sharrock, 2010). La resina se usa generalmente en las etapas finales del trabajo para retener los demás apuntalantes y mantener el pozo con permeabilidad.

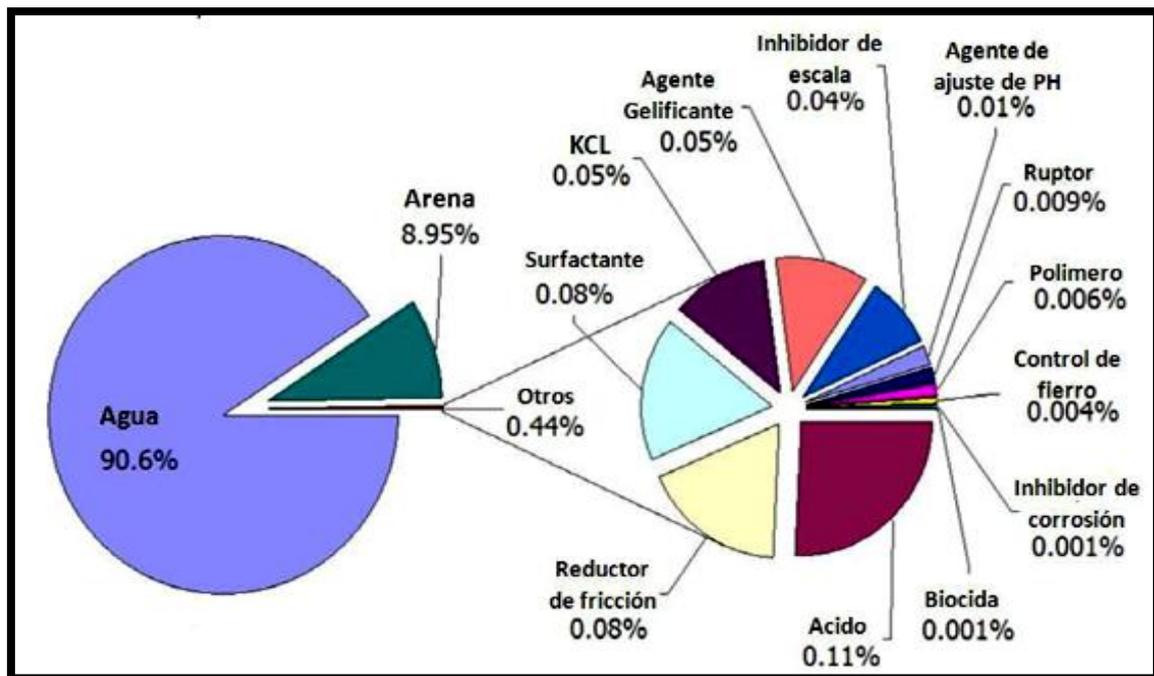


Figura 5.8 Composición del fluido fracturante cargado con apuntalante (J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, and Mark Layne, SPE, ALL Consulting, "Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs", SPE 121038, 2009).

Considerando que la viscosidad del agua meteórica tiende a ser baja, esto limita su capacidad para transportar el apuntalante necesario para un tratamiento de estimulación por fractura, por lo que se utiliza 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 donde se encuentra el yacimiento, como el espesor, porosidad, permeabilidad, temperatura y presión. La goma guar es un polvo que es agregado al agua, el que causa que las partículas de la goma se hinchan creando un gel (Curtice, 2009).

Cuando la temperatura se incrementa, las soluciones tienden a disminuir su consistencia. Con el fin de evitar la pérdida de viscosidad, la concentración de polímeros puede incrementarse para aumentar el peso molecular, lo que aumenta la viscosidad de la solución (Byrd, 2009).

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, este es el más usado en concentraciones de 15% HCl (15% HCl y 85% agua), aunque también puede utilizarse 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. Una vez que se añade a los fluidos fracturantes, es diluido utilizando 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 que sirve para detener la corrosión de la tubería de acero, al revestimiento del pozo, a las herramientas y tanques; el aumento en 0.1% a 0.2% de un inhibidor de corrosión puede disminuir la corrosión por más del 95% (Grieser, 2007). 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, por lo que 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), el cual 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, ya que 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 glutaraldeido,

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.

De acuerdo al tipo de arcilla en las lutitas, la permeabilidad puede reducirse significativamente cuando se expone al agua que es menos salina que el agua de formación, por lo que es recomendable utilizar soluciones con 1% a 3% de sal cuando es probable que ocurra el hinchamiento de la arcilla. 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, lo que previene su hinchazón. El cloruro de potasio es transportado normalmente a la localización del fracturamiento en forma de polvo aireado y posteriormente es mezclado con el agua de fractura en el Blender o en 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, se añade un ruptor 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 ruptor es el peroxydisulfatos, este aditivo es normalmente agregado cuando el gel se comienza a bombear, esto se debe a que si se les da suficiente tiempo podría reducir la viscosidad antes del bombeo.

5.2.5 Transporte y disposición del agua

La producción asociada de agua con el gas producido de los yacimientos de gas en lutitas varía significativamente en cada región y su disponibilidad es diferente para cada play. La mayoría de las preocupaciones corresponden con

el transporte del agua y su disponibilidad, incluyendo 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 residual después del fracturamiento crea problemas adicionales para los operadores en las áreas de los plays de lutitas gasíferas.

Con la finalidad de hacer la inyección de agua residual como un método aceptable a largo plazo en todos los plays de lutitas gasíferas, es necesario emprender investigaciones adicionales sobre las formaciones capaces de recibir esa agua para y el número de pozos 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 utilizada en la estimulación por fracturas es el reciclaje, en este caso 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 social sobre el asunto del agua disponible y el problema de la disposición final del agua. El reciclaje puede llegar a ser el método utilizado para obtener mayor disposición de agua de retorno y así impulsar cada vez más el uso de las nuevas tecnologías entre los operadores (Wilberg et al., 1998).

5.3 Simulación de Yacimientos de Gas de Lutita

La mayoría de los simuladores de yacimientos modelan yacimientos de gas convencionales en los que el gas se almacena en un solo sistema de porosidad, sin embargo, las lutitas gasíferas requieren un enfoque diferente. Los simuladores que utilizan el método de diferencias finitas, tales como el módulo de Gas de Lutita del software de simulación de yacimientos ECLIPSE, este considera el gas almacenado en los espacios porosos de una matriz de lutita compacta, el gas adsorbido en la materia orgánica contenida en una lutita

y el gas libre contenido en las fracturas naturales presentes en la formación arcillosa.

Estos simuladores permiten que los operadores incorporen todo lo que saben acerca de la roca a medida que construyen modelos de un solo pozo o de campo completo donde se tienen varios yacimientos. Las características de los yacimientos, tales como espesor productivo neto, presión del yacimiento, temperatura, contenido de gas, saturación de agua, geometrías de fracturas naturales, porosidad de la matriz, TOC y las funciones de las isothermas de adsorción de metano, pueden incorporarse fácilmente en los modelos. Con esta información, los operadores pueden estimar la cantidad de gas en sitio para cada uno de los yacimientos.

Las mediciones de permeabilidad de la matriz y las geometrías de las fracturas hidráulicas resultantes del modelado posterior a los tratamientos de estimulación y de la interpretación microsísmica también pueden incorporarse en el modelado. La permeabilidad volumétrica del sistema puede estimarse mediante la utilización del modelo para calibrarse con la producción de gas y agua observada. Mediante la construcción de un modelo que se ajuste con precisión al desempeño real de la producción del pozo, el operador puede predecir la recuperación final estimada para un volumen de roca.

La simulación de yacimientos es particularmente importante por su capacidad de realizar diversos tipos de análisis de sensibilidad. Estos análisis incluyen diseños de pozos óptimos, consideración de trayectorias horizontales versus verticales, diseño de tratamientos de estimulación óptimos –número y tamaño de los tratamientos- y distribuciones de pozos óptimas basadas en diferentes escenarios de espaciamientos. Estos escenarios proveen a los operadores la oportunidad de tomar decisiones de desarrollo futuras sobre la base de la ciencia, la ingeniería y los recursos económicos.

CONCLUSIONES

- Los yacimientos no convencionales de hidrocarburos como los de gas en lutitas son muy importantes para satisfacer las crecientes demandas de energía debido al crecimiento de la población mundial.
- La lutita gasífera es una roca arcillosa rica en materia orgánica, es decir es una roca generadora que en general posee más del 1% de COT (Busin, 2006), aunque lo recomendable es que se encuentre entre 4 y 6%.
- Dentro de los recursos no convencionales el gas en lutitas es el que ha tomado mayor relevancia por lo que desde hace varios años ha comenzado explotarse con éxito en Estados Unidos de América.
- Las lutitas gasíferas son yacimientos de secuencias arcillosas, las cuales funcionan como roca generadora, a la vez como roca almacenadora y sello.
- El gas natural que producen las lutitas gasíferas es principalmente gas metano (seco), debido a la génesis del hidrocarburo y a la ventana de generación en la que se encuentra ($R_o > 1.2$).
- Las características petrofísicas que comprenden la lutita gasífera son entre otras el contenido orgánico total (COT mayor al 4%), tipo de kerógeno (I y II), madurez termal ($\%R_o > 1.2$, $T > 50$ °) mineralogía (arcillas), porosidad, permeabilidad (0.001 a 0.0001 md), caracterización de fluidos, (tipos y saturaciones), además de propiedades mecánicas, fragilidad y parámetros de fractura.
- La producción y las reservas nacionales de gas convencional están en declive y la demanda en nuestro país continuara en crecimiento, por lo que es urgente buscar nuevas alternativas de energía como el gas en lutitas para soportar el declive en la producción mexicana de hidrocarburos.
- Los registros geofísicos son una herramienta muy útil en la evaluación de los yacimientos de lutitas gasíferas, aunque los registros por si solos no proporcionan toda la información necesaria, siempre se debe tener en cuenta la exploración geológica, la sísmica, la petrofísica, los núcleos , entre

otras áreas técnicas; donde toda esta información se integra para sacar el máximo provecho de los registros geofísicos y así poder localizar de forma más eficiente los intervalos productores en los yacimientos de lutitas gasíferas.

- En nuestro país existen amplias posibilidades de éxito en la exploración y explotación de este recurso, debido a la información obtenida de estudios de la Cuenca de Burgos sobre sus características geológicas.
- En la Cuenca de Burgos se encuentran las formaciones Eagle Ford y La Casita que tienen gran potencial de gas en lutitas, ya que cumplen con las propiedades petrofísicas, además de ser estas formaciones la continuidad geológica de las formaciones de lutitas gasíferas que se explotan actualmente en Estados Unidos de América.
- La Formación Eagle Ford pertenece al Cretácico Superior, cuenta con Kerógeno tipo II, produce gas seco y gas húmedo, cuenta con un espesor de 100-300 m, COT mayor al 5% y se compone de calizas arcillosas y arcillas calcáreas.
- La formación La casita pertenece al Jurásico Superior, cuenta con Kerógeno tipo II y III, produce gas seco, cuenta con un espesor de 60-800 m , COT mayor al 3% y se compone de calizas arcillosas y lutitas calcáreas.
- La perforación horizontal y las técnicas de fracturamiento hidráulico no son operaciones desconocidas para la ingeniería mexicana, y con el escenario de una necesidad creciente de energía, de gas en lutitas son una excelente opción para incrementar las reservas y la producción.

BIBLIOGRAFÍA

- Advanced Resources International, 2011, World shale gas resources –an initial assessment of 14 regions outside the US: U.S Energy Information Administration.
- An introduction to shale gas, 3 Legs Resources, June 2011.
- Bernabé Martínez, M. G. y Aguayo Camargo, J. E., 2006. Análisis estratigráfico – sedimentológico y calidad de yacimiento en la formación Frío, Campo Francisco Cano, Cuenca de Burgos. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- Best Martínez, E. I. Monroy Alvarado, J. A., y Arellano Gil, J., 2008. Caracterización geológica de un yacimiento petrolero en la Cuenca de Burgos – proyecto de inversión Delta del Bravo. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- Brigido Santiago Carrasco, Carlos Juan Martínez Ramos, Roberto Chiapa García, Raúl Palacios García. Informe de la carta geológico-minera de los estados de Coahuila, Nuevo León y Zacatecas. Consejo de recursos minerales, 2000.
- C. H Sondergeld, K.E. Newsham, M.C Rice. Petrophysical Considerations in Evaluating and producing shale gas resources. SPE 121768, 2010.
- C. H. Sondergeld, SPE, University of Oklahoma; K. E. Newsham, SPE, J. T. Comisky, SPE, And M. C: Rice, SPE, Apache Corp; and C. S: Rai, SPE, University of Oklahoma, “Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources”, SPE 131768 USA 23-25 February 2010.
- Castillo T. Carlos, Notas de Geología de yacimientos petroleros, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1980.
- Charles Boyer, John Kieschnick, Roberto Suárez Rivera, Richard E. Lewis, George Waters. Producción de gas desde su origen. En Oilfield Review, invierno de 2006/2007, Vol. 18, p. 36-49.
- Charles W. Wickstrom, Woodford Shale gas in Oklahoma, Spyglass energy
- Daniel Arthur, Brian Bohm, Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs, SPE 121038, 2009

- David C. Elliot, The evaluation, classification and reporting of unconventional resources, Alberta Securities Commission, SPE 114160, Canadá, 2008.
- Echanove, E.O., 1986, Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte I. Consideraciones Geológico – Petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XXXVIII, Núm. 1. Págs. 3 – 39.
- Echanove, E.O., 1986, Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte II. Consideraciones Geológico – Petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de geólogos Petroleros. Vol. XXXVIII, Núm. 1. Págs. 40 – 68.
- EIA, 2010, United States shale plays map, http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shale_gas-pdf, accessed 20 June 2013.
- EIA, 2011, What is shale gas and why is it important?, http://www.eia.gov/energy_in_brief/about_shale_gas.cfm, accessed 20 June 2013.
- Erik Rylander. Petrophysical Evaluation of Shale.Schlumberger – Unconventional Resources.
- Franklin Baez and Steve Barton, NOV Downhole, “Delivering Performance in Shale Gas Plays: Innovative Technology Solutions”, SPE/IADC 140320, The Netherlands 1-3 March 2011.
- González Olivo, J. y Aguayo Camargo, J. E., 2008. Modelo sedimentario y distribución de la roca almacén de la Formación Frío área Huizache Cuenca de Burgos, México. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- Halliburton White paper, U.S. Shale Gas, An unconventional Resource. Unconventional Challenges, Houston, Texas, E.U.A., 2008.
- Herrera Palomo, A. y Aguayo Camargo, J. E. 2006. Identificación y caracterización de las litofacies del play Paleoceno Wilcox, en el área China – Barrilete de la Cuenca de Burgos; NE de México. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- J. Antonio Escalera Alcocer. Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México, Expo Foro PEMEX, 2012.
- J. Daniel Arthur, Brian Bohm, Davd Cornue. Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development. SPE 122931, 2009.
- Jackeline Rodríguez Tapias. Determinación de los parámetros mecánicos básicos en Lutitas, formación Carapita, oriente de Venezuela mediante el uso del sistema TSI (Terratek Strenght Index). Caracas,

Venezuela, Julio del 2003, presentada en Universidad Central de Venezuela, para obtención del grado de Magister Scientiarum en Ingeniería Mecánica.

- 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.
- Juan C. Gloriososo, Aquiles Rattia, Repsol, Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, SPE 153004, Austria 20 -22 March 2012.
- López Ramos E., Geología General de México, México D.F., 1980.
- Mendoza Aguilar, A., Pichardo Hernández, R., 2000. Perforación Horizontal. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- Ortiz, U. A. y Tolson, G., 2004. Interpretación Estructural de una Sección Sísmica en la Cuenca de Burgos, NE de México, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, año/vol. 21, número2, 2004. Universidad Nacional Autónoma de México Querétaro, México, pp. 226 – 235.
- Oviedo Lerma, R. E., y Aguayo Camargo, J. E., 2007. Estratigrafía y sedimentología del play Oligoceno Vicksburg Inferior, Cubo Pípila 3D en la Cuenca de Burgos, Reynosa, Tamaulipas. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- PEMEX 2000. Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.
- PEMEX 2003. Manual de diseño de la perforación, 2003. PEMEX Exploración y producción.
- PEMEX Exploración y Producción, Subsistemas Generadores de la Región Norte de México, Boletín AMGP Vol. XLIX, México 2001.
- PEMEX, 2012, Aceite y Gas en Lutitas – Avances en la evaluación de su potencial en México: Pemex Exploración y Producción.
- PEMEX. Provincia petrolera de Burgos, Subdirección técnica de Exploración, 2010.
- Ralph W. Imlay. Las formaciones jurásicas de México. México.
- Raúl González García, Noel Holguín Quiñones, Las Rocas Generadoras de México, PEMEX Coordinación de Exploración, Boletín AMGP Vol. XLII, México 1992.
- S. L. Sakmar, Esq., University of San Francisco Law School, "Shale Gas Developments in North America: An Overview of the regulatory and

Environmental Challenges Facing the Industry”, SPE 144279, USA, 14-16 Junio 2011.

- Samuel Eguiluz de Antuñado. La Formación Yegua en la Cuenca de Burgos, México Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Volumen 63, núm. 2, 2011, p.171-181.
- Samuel Eguiluz de Antuñano. Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. Vol. 63 núm. 4, 2011, p. 323-332.
- U.S Department of Energy, Office of Fossil Energy y National Energy Technology Laboratory. Modern Shale Gas development in the United States a primer. April 2009.
- Y. Beaudoin, J.K. Serry, Blake, Cassels & Graydon, “Shale Gas Development in Canada: The Regulatory Framework”, CSUG/SPE 138105, Canadá, 19-21 Octubre 2010.
- Ziga R.G., Ramos G.H., Téllez A.M. y Bernabé M.M.G., Sistemas Petroleros de la Cuenca de Burgos, México, A.M.G.P. Págs. 1-7.Group, Tulsa, Oklahoma, AAPG Anual Convention, San Antonio Texas, E.U.A., 20 al 23 Abril de 2008.

