



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Métodos de Exploración y Extracción de Gas contenido
en lutitas “**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A :

Amir Abdula Sánchez Cruz



**DIRECTOR DE TESIS:
M.C. Iza Canales García**

Ciudad Universitaria, México D.F. 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICADO A MI HIJA...

El esfuerzo de todos los días y la culminación de este ciclo de mi vida se lo dedico al amor de mi vida, mi hija Camila Aranza Sánchez Mancera quién con su inocencia, amor y alegría siempre me ha inyectado energía y de quién pude recibir el apoyo más noble y sincero. Eres y serás mi más grande logro hija mía, espero estés orgulloso de tu papi.

AGRADECIMIENTOS.

Agradezco a la vida por mandarme a mi mamá Reyna Xóchitl María Cruz Mora de quién tengo el claro ejemplo de que el trabajo y el esfuerzo son una constante de todos los días y haberme enseñado a ser tenas, y a mi papá José Alfredo Sánchez Medrano por enseñarme que para conseguir un resultado exitoso hay que ser perseverante, inteligente y mantenerse firme. Gracias a los dos por ser mis pilares, gracias por creer y confiar en mí, esto es lo que yo decidí y ustedes dos quisieron para mí. El esfuerzo es mío, mi reconocimiento es para ustedes dos.

Gracias a mis hermanos Adrián y Getsemaní Sánchez Cruz por apoyarme cuando estuvo en sus posibilidades hacerlo.

Gracias a Mamá Reyna por su apoyo incondicional, por estar cerca y al pendiente de mí, gracias a Dulce Sánchez por compartirme las ideas de un buen líder, por escucharme y mostrarme más de una salida cuando me sentía encerrado. Gracias a mi Tía Irma por apoyarme en todo momento, por su amor y su comprensión, gracias a mami por sus bendiciones por cuidarme y compartirme sus experiencias a lo largo de mi vida.

A mis amigos que han estado conmigo en el desarrollo de este proyecto y que no solamente han estado presentes en cuestiones académicas también personales, gracias por escucharme, apoyarme y a haberse atrevido a cargar ustedes conmigo el mundo que me llegó a pesar, gracias por ser parte de este gran equipo y por nunca conformarse con lo sencillo; Delgado Cid Daniel, García Navarrete Luis Armando, García Yoshioka Yoshio Gerardo, Espinosa Medrano Aline Abril, Fuentes Serrano Alfredo, Franco Mendoza Miguel Ángel, Hurtado Arroyo Armando, Juárez Ortega Roberto Ildair, Miranda Gonzáles Salvador Nhun, Ortega Hernández Alejandro, Ramírez Rosales José Luis, Rendón Vera Omar Issac, Zamora Torres María de los Ángeles y todos los que me faltan por nombrar pero que fueron parte de mi formación profesional.

A mi Profesora y Directora de Tesis Iza Canales García por su soporte, tiempo, paciencia e interés en el presente trabajo.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi alma mater.

Debes decir más de lo que piensas pero debes hacer más de lo que dices.

Oscar Wilde.



Índice

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
1. GENERALIDADES: RECURSOS PETROLEROS	7
1.1 RECURSOS NO CONVENCIONALES, ACEITE Y GAS.	7
1.1.1 YACIMIENTO NO CONVENCIONAL.....	8
1.1.2 LUTITA	11
1.1.3 CARBONATOS	17
1.1.4 SISTEMAS PETROLEROS	26
1.1.5 PLAY.....	35
1.1.6 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS	39
1.1.7 LUTITAS GASÍFERAS (SHALE GAS).....	45
2. CUENCAS GASÍFERAS	49
2.1. PRINCIPALES CUENCAS PRODUCTORAS DEL MUNDO.....	49
2.1.1 CUENCA HORN RIVER.....	49
2.1.2 CUENCA DE FORT WORTH.....	50
2.1.4 CUENCA DE TEXAS.....	52
2.2 PRINCIPALES CUENCAS PRODUCTORAS DE GAS EN MÉXICO	58
2.2.1 PROVINCIA PETROLERA DE BURGOS.....	59
2.2.2 PROVINCIA PETROLERA SABINAS-BURRO-PICACHOS.....	72
2.2.3 PROVINCIA PETROLERA TAMPICO-MISANTLA	81
2.2.4 PROVINCIA GEOLÓGICA DE CHIHUAHUA	85
2.2.5 PROVINCIA PETROLERA VERACRUZ.....	92
3. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO	101
3.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA EL MODELO DE YACIMIENTOS EN LUTITAS	101
3.2 RESPUESTA DE LOS PRINCIPALES REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN FORMACIONES CON PRESENCIA DE LUTITAS	111
3.3 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN FORMACIONES CON PRESENCIA DE LUTITAS	114



4. TÉCNICAS DEPERFORACIÓN	122
4.1 PERFORACION HORIZONTAL.....	122
4.1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	127
4.1.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES.....	131
4.1.3 PROS Y CONTRAS AMBIENTALES.....	132
4.1.4 CONCEPTOS FÍSICOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	138
4.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS APUNTALANTES.....	142
4.1.6 SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	144
4.1.7 MÉTODOS DE FRACTURAMIENTO POR ETAPAS	145
5. PANORAMA MUNDIAL DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	149
5.1 UN VIAJE RÁPIDO ALREDEDOR DE LAS LUTITAS DEL MUNDO	149
5.2 TECNOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	154
VI. CONCLUSIONES	167
VII. RECOMENDACIONES	169
REFERENCIAS	170



RESUMEN

Actualmente la exploración y explotación de hidrocarburos comienza a manejar retos tecnológicos cada vez más difíciles. En todo el mundo aproximadamente el 30 % de las reservas provienen de yacimientos convencionales, mientras que el 70% se encuentra en yacimientos no convencionales. Hoy en día Estados Unidos de America es el mayor productor de gas a nivel mundial a partir de yacimientos no convencionales, como es el gas metano en carbón, gas en arenas compactas y gas en lutitas. Por su parte en México, PEMEX inició trabajos exploratorios en 2010 de este recurso, identificando 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos contenidos en arcillas.

Los yacimientos de gas en lutitas, a diferencia de un yacimiento convencional, se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas ricas en contenido orgánico y de muy baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. El gas natural se gesta entre los poros de rocas de granos finos, que al litificarse, forman lutitas. El potencial gasífero de una roca de lutita está en función de su espesor y extensión de área, cantidad y tipo de materia orgánica y madurez térmica. La identificación de zonas con potencial para extraer gas se realiza utilizando registros de rayos gamma, densidad, resistencia y sónico para localizar el alto contenido de Carbono orgánico total.

Para explotar este tipo de yacimientos se requieren de perforaciones no convencionales como es el desarrollo de pozos horizontales, que exponen mayor área de la formación a la superficie del pozo. El método de fracturamiento hidráulico consiste en el bombeo masivo de agua con disolventes químicos a alta presión a través de los pozos perforados donde se generan fracturas y se libera el gas contenido en los intersticios de la lutita, no obstante la explotación de yacimientos de shale gas tiene elevados costos y amenaza la seguridad ambiental ya que demanda una excesiva cantidad de agua.

Hoy en día hay empresas de servicio petrolero que proporcionan herramientas y desarrollo tecnológico con mayor grado de precisión y recuperación a fin de optimizar la extracción y aumentar la producción de gas contenido en lutita. Las compañías en la industria del petróleo y gas son optimistas de que la exploración y producción de formaciones no convencionales fuera de Estados Unidos se incrementará en los próximos años a medida que las operadoras lleguen a comprender los yacimientos no convencionales y cuando los precios de los hidrocarburos mejoren en el mercado mundial.



ABSTRACT

Currently, exploration and exploitation of hydrocarbons begins to deal with increasingly difficult technological challenges. Worldwide, about 30% of the reserves come from conventional reservoirs, while 70% are in unconventional reservoirs. Today the United States is the largest gas producer in the world of unconventional reservoirs, such as coal bed methane, shale gas, tight gas. Meanwhile, in Mexico, PEMEX began exploration in 2010 identified five geological provinces shale gas potential to produce hydrocarbons contained in the board.

Deposits of shale gas, unlike a conventional reservoir, is defined as a system of oil, clay content and very low permeability rocks, which act both as generators, storage, trap and seal. Natural gas is brewing in fine grains, to accumulate, forming organic rocks or shales. The potential rock shale gas is a function of its thickness and areal extent, amount and type of organic matter and thermal maturity. You identify potential areas for extraction of gas is performed using gamma ray, density, resistivity and sound to locate high total organic carbon.

To exploit these deposits are required of non-conventional drilling as is the development of horizontal wells, more exhibition area of training to the surface of the well. The method of hydraulic fracturing involves the massive pumping of chemical solvents at high pressure through wells drilled where the fractures and the gas contained in the interstices of the board are generated is released, but the exploitation of deposits of shale gas are high costs and environmental security threat and requires an excessive amount of water.

Today there are companies that offer oil service tools and technological development with greater precision and recovery in order to optimize the extraction and increase gas production in shale. Companies in the oil and gas are optimistic that the exploration and production of unconventional formations outside the United States will increase in coming years as traders come to understand the unconventional reservoirs.



INTRODUCCIÓN

Existen dos tipos de recursos petroleros que han sido definidos y requieren diferentes enfoques para ser evaluados (Figura 1). Para lograr comprender de manera integral los recursos no convencionales, se definirá primero qué es un recurso convencional.

Los recursos convencionales, son depósitos de hidrocarburo definidos en función de características geológicas determinadas, así como de las condiciones estratigráficas y estructurales de cada yacimiento; esto es afectado significativamente por la influencia hidrodinámica tal como el empuje de aceite por agua. El petróleo es recuperado a través de la perforación de pozos y frecuentemente requiere un proceso de refinamiento antes de ser comercializado. El aceite y el gas natural convencional se producen en un medio poroso y permeable en yacimientos contenidos en areniscas o carbonatos. Bajo la presión ejercida por el agua, los hidrocarburos migran desde su roca de origen hasta entramparse al contacto con una roca impermeable tal como la lutita, logrando la acumulación en el yacimiento.

Por otro lado, los recursos no convencionales son reservas de hidrocarburo (aceite y gas) que se encuentran presentes en un área extensa y por lo general no son afectados por influencia hidrodinámica (también llamados yacimientos de tipo continuo). Tales acumulaciones requieren tecnología de extracción especializada, y la producción primaria puede requerir procesos importantes para su comercialización. Se encuentran en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de aceite de alta viscosidad. (Chan, 2011)

La Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE por sus siglas en inglés) describe los recursos no convencionales como acumulaciones de petróleo que están presentes en toda un área y que no se ven afectadas significativamente por la presión ejercida por el agua. También son conocidos como depósitos de tipo continuo o formaciones cerradas. Aunque un yacimiento no convencional pueda ser tan poroso como otros yacimientos de rocas sedimentarias, el tamaño de sus granos es extremadamente pequeño y la baja permeabilidad los vuelve resistentes al flujo de hidrocarburos. Esto ocasiona que el aceite y el gas permanezcan en la roca generadora y que tenga que ser estimulado con fracturas naturales o artificiales para iniciar su producción (Ratner, 2014).

En la actualidad representan una interesante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en yacimientos que se daban por agotados y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes (Repsol, 2015).

La lutita es una roca sedimentaria que alguna vez fue “lodo” depositado en el fondo de aguas generalmente de baja energía, tales como extensas zonas lacustres y el fondo del océano. Este “lodo” es un compuesto de plancton rico en carbonatos, fosfatos y sílice, sepultado bajo sedimentos sucesivos. La roca rica en materia orgánica tiene características biogénicas, ya que en su formación intervino la actividad de organismos vivos (Escobar, 2003).



La roca de lutitas es considerada también arcilla enriquecida, si bien la proporción de sus componentes es variable. Se clasifican según su grado de madurez sobre la base del Carbono y elementos volátiles que contengan. En su formación actúan varios procesos de sedimentación que pueden resultar en rocas mixtas de difícil clasificación.

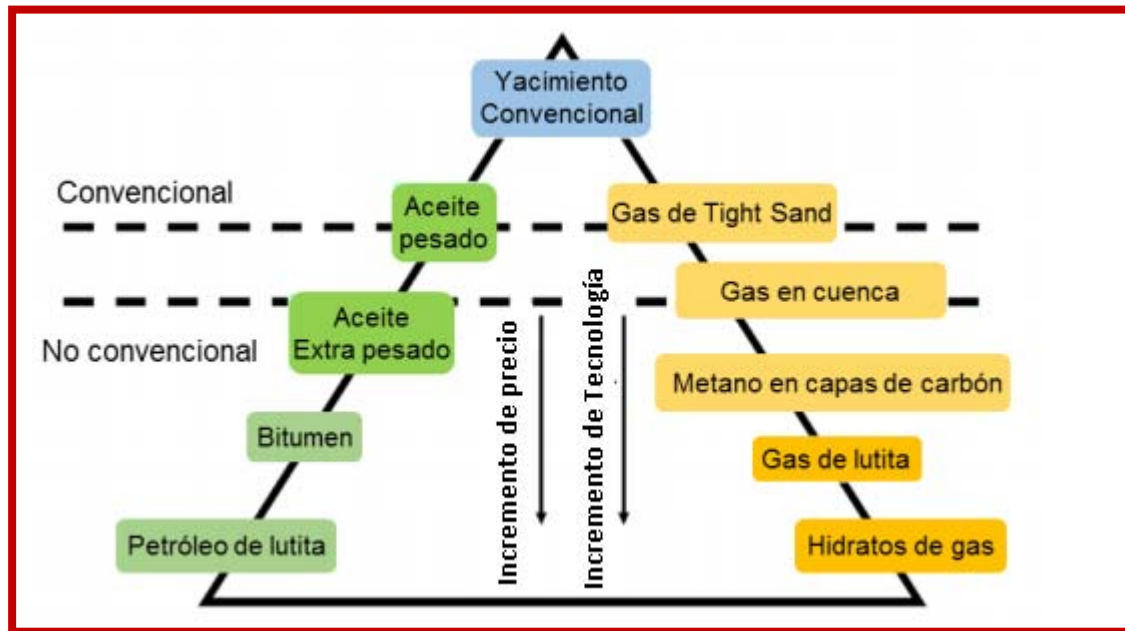


Figura 1. Pirámide de recursos convencionales y no convencionales, (Modificada de Chan, 2012)

Las lutitas pueden tener intercalaciones de capas delgadas de roca arenisca, caliza o dolomía. Los sedimentos se forman por la acumulación de partes duras de organismos unidas por cementación. En la fase de entierro superficial, a pocos cientos de metros, el lodo se transforma en lutita, cuyas bacterias se alimentan de la materia orgánica disponible (normalmente menos del 5% y hasta un 10% del volumen de la roca) para liberar metano biogénico.

El gas natural se gesta dentro de finos granos que toman color negro, al acumularse, forman lutitas calcáreas y calizas arcillosas, la presión sedimentaria tiende a expulsar el mayor volumen de gas hasta la parte más porosa y permeable de la roca. El gas remanente atrapado en la roca se denomina shale gas, gas de lutita, gas de lutita calcárea o gas de caliza arcillosa.



Petróleos Mexicanos (PEMEX) inició los trabajos exploratorios de shale gas-oil a principios del año 2010. Identificó 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos contenidos en shale: 1) Chihuahua, 2) Sabinas-Burro-Picachos, 3) Burgos, 4) Tampico-Misantla, 5) Veracruz.

El territorio mexicano está cubierto por gruesas secuencias sedimentarias en un 75% de su superficie; sin embargo, la producción mayoritaria de petróleo y gas se restringe a las cuencas de la Planicie Costera del Golfo de México, con excepción de los yacimientos de gas de la Cuenca de Sabinas. También se conoce la presencia de gas y condensado en el Golfo de California, pero aún no se explota ni se conoce el volumen de reservas de esta cuenca sedimentaria.

La perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico son dos claves tecnológicas para el desarrollo de shale gas. En yacimientos de baja permeabilidad tal como las lutitas, el fracturamiento hidráulico es la técnica principal para mejorar la productividad. La idea principal de dicha técnica consiste en hacer un camino de flujo sumamente conductivo que se extiende mucho más allá de cualquier zona de daño alrededor del pozo y por lo tanto atrae los fluidos de las partes no alteradas del yacimiento.

La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección es limitada por la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios producidos en la región vecina al pozo como resultado de las operaciones de perforación o de otro tipo. Una fractura hidráulica es una fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocas objetivo. El fluido es bombeado en las formaciones a presiones que exceden la presión de fracturamiento, es decir, la presión a la cual se fracturan las rocas. Para acceder a una zona para el tratamiento de estimulación, se dispara la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés y utilizan tapones recuperables para aislar dicho intervalo de otras zonas abiertas. Luego este intervalo se presuriza hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación, o presión de iniciación de la fractura, punto en el cual la roca se rompe y forma una fractura.

La presión neta controla el crecimiento de la fractura y mantiene separadas sus paredes, generando un ancho suficiente para permitir el ingreso de la lechada de fracturamiento compuesta de fluido y apuntalante; sólidos que mantienen abierta la fractura después de que se interrumpe el bombeo.

Una vez detenido el bombeo, las presiones existentes dentro de una fractura decrecen a medida que los fluidos se mueven de regreso al pozo o bien se pierden en la roca yacimiento. Esta caída de presión permite que la fractura se cierre nuevamente. Para asegurar que las fracturas permanezcan abiertas, se inyectan materiales adicionales, cuyo uso depende de la litología. En formaciones de areniscas o lutitas, se inyectan apuntalante-arena o partículas con un diseño de ingeniería especial para mantener las fracturas abiertas. En las formaciones carbonatadas, bombean ácido en las fracturas para atacar la formación generando disolución de los carbonatos y una rugosidad artificial.

Gran parte de la perforación en yacimientos no convencionales ha implicado la perforación de pozos verticales en su mayoría con etapas de fractura. En algunos países las operadoras están perforando pozos horizontales, las razones para esta actividad son



varias. En muchas regiones fuera de Norteamérica, la mayoría de los pozos eran verticales, dirigidos en yacimientos convencionales debido a su relativa simplicidad y bajo costo. Los operadores comenzaron a tener como objetivo las formaciones no convencionales ape­gándose a la metodología de pozos verticales.

Fuera de Norteamérica, la perforación de pozos horizontales puede costar de cuatro a cinco veces más que la perforación de pozos no convencionales similares a los que se realizan en EE.UU. Una parte del costo tan elevado para la perforación de pozos horizontales es la falta de servicios de perforación y terminación en algunas regiones del mundo, incluyendo la escasez de equipos y empresas de servicios que proporcionan bombeo a alta presión, cuanto mayor sea el volumen de extracción, los servicios serán más baratos.

Las compañías en la industria del petróleo y gas son optimistas en que la exploración y producción de formaciones no convencionales fuera de América del Norte se incrementarán en los próximos años a medida que las operadoras lleguen a entender los yacimientos y desarrollar herramientas necesarias para perforar de manera eficiente y terminar pozos no convencionales.

El objetivo general de este trabajo es brindar los principios teóricos básicos para el conocimiento de los métodos de exploración y extracción en yacimientos no convencionales, haciendo énfasis en el gas de lutitas, para ello se trabajarán los siguientes objetivos específicos:

1. Definir las propiedades físicas y químicas de las arcillas, así como su origen y comportamiento.
2. Analizar las características geológicas de las principales provincias productoras de gas de México.
3. Estudiar los principales métodos petrofísicos para su mejor exploración.
4. Describir los métodos de perforación más eficientes para este tipo de formaciones.
5. Mostrar un panorama global del estudio, explotación y perspectivas de la industria petrolera en el campo de los recursos no convencionales.



1. GENERALIDADES: RECURSOS PETROLEROS

1.1 RECURSOS NO CONVENCIONALES, ACEITE Y GAS.

El consumo de energía procedente de los combustibles fósiles, actualmente es del 88% de la energía total primaria del planeta, clasificado de la siguiente manera: 40% de aceite, 26% de carbón, y 22% de gas natural. Como se sabe, la industria actual y la economía se han construido utilizando energía fósil, principalmente dependiendo del petróleo. Sin embargo la relación reserva-producción R/P, es decir, el número de años de reservas calculadas dividido por la producción, a partir de finales de 1999 se estimaba en 41 años para el petróleo y 62 años para el gas. Tarde o temprano, ya sea la producción del aceite o gas comenzará a declinar en el siglo XXI y una de las soluciones al problema de la demanda de energía debe ser el abastecimiento de recursos hidrocarburos no convencionales.

Desde el punto de vista tecnológico y económico, es más viable introducir hidrocarburos no convencionales que energías renovables inmaduras o en desarrollo, tales como la generación de energía fotovoltaica, energía de Hidrógeno, metanol, entre otras; sin embargo la extracción de los hidrocarburos no convencionales tiene graves implicaciones de daño ecológico, que no han podido resolverse y que representan problemas muy severos para los ecosistemas (Kawata, 2001).

Aceite no convencional

El aceite no convencional, se define como el petróleo obtenido de secuencias rocosas cuya permeabilidad y mecanismo de trampa de fluido impiden su movilidad. El aceite contenido en lutitas posee densidades por debajo de los 20° API (0.934 gr/cm^3) y viscosidad entre 100 a 10000 cp; las arenas de aceite, también llamadas arenas bituminosas, tienen densidad más baja de los 10° API (1.00 gr/cm^3) y la viscosidad es más de 10000 cp. Los recursos de aceite no convencional reportados en diferentes lugares son cerca de 2871 billones bbl, siendo 1615 billones bbl de bitumen y 1255 billones bbl de aceite pesado, cerca del 90% se encuentran en Canadá y Venezuela.

Se analizaron diferentes datos para la estimación de reservas recuperables que resultan de 585 billones bbl (349 billones bbl en Canadá y 245 billones bbl en Venezuela) que es más del doble de reservas probadas en Arabia Saudita. Sin embargo las reservas probadas de aceite no convencional son solamente de 56 billones bbl (3.8 billones bbl en Canadá y 53 billones bbl en Venezuela). Por lo tanto, cerca del 20% de aceite no convencional se encuentra en lugares que cuentan con tecnología para ser recuperados y solamente 2% de reservas probadas son recuperables bajo situaciones económicas actuales. Hay muchas expectativas de innovación tecnológica en el desarrollo de aceite no convencional y cuando llegue a ser rentable, se dispondrá de grandes reservas (Kawata, 2001).



Gas no convencional

Es aquel que no puede ser explotado a tasas de flujo económicas ni con volúmenes económicos, a menos que el pozo sea estimulado mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico o aquellos 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 y los carbonatos, además de recursos no convencionales tales como el carbón.

Los gases no convencionales se dividen en las siguientes categorías: metano en capas de carbón (coal bed methane), gas en arenas compactas (tight sand gas), lutitas gasíferas (shale gas) e hidratos de metano (methane hydrate).

Un estudio muestra que en todo el mundo los recursos de hidratos de metano son extraordinariamente grandes de un orden de 730,589 Tcf (trillion cubic feet) y sumando metano en capas de carbón (coal bed methane), lutitas gasíferas (shale gas), y gas en arenas compactas (tight sand gas) es 32,598 Tcf que es 1.6 veces de recursos de gas natural convencional de 19.829 (Kawata, 2001).

1.1.1 YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

Un yacimiento de hidrocarburo es una trampa geológica limitada por rocas impermeables que permiten la acumulación de fluidos y se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente.

Los yacimientos no convencionales son de grano fino, ricos en materia orgánica, rocas sedimentarias usualmente lutitas o rocas de similares características petrofísicas. Los yacimientos no convencionales se pueden clasificar de acuerdo a la Tabla 1.1.

Geología petrolera no convencional

La acumulación de petróleo no convencional es objeto de estudio de la geología petrolera no convencional, refiriéndose a aceite y gas en distribución continua generalizada. No existe una definición clara de trampa ni de roca sello, y no hay uniformidad de contactos entre gas-aceite o aceite-agua.

La saturación de gas y aceite varía mucho con la coexistencia de estos elementos más el agua. La acumulación de gas no convencional incluye gas a grandes profundidades, shale gas, tight gas, CBM (Coal Bed Methane) e hidratos de gas.



Aceite y gas en yacimientos no convencionales, tales como en rocas ígneas, carbonatos naturalmente fracturados y rocas metamórficas también se incluyen en acumulaciones de petróleo no convencional. Las acumulaciones de petróleo continuos tienen dos características principales:

1. No existe una definición precisa de trampa y los yacimientos se distribuyen continuamente.
2. El empuje está limitado durante el proceso de migración del petróleo pues no hay contactos de fluidos o sistemas de presión.

DIFERENCIA ENTRE GEOLOGÍA PETROLERA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

Tipo de clasificación	Geología Petrolera no convencional	Geología Petrolera Convencional
Objeto de estudio	Recursos petroleros no convencionales	Recursos Petroleros Convencionales
Unidad de acumulación	Trampa atípica sin definición.	Trampas litoestratigráficas y estructurales
Yacimientos	Yacimiento no convencional impermeable	Yacimiento convencional
Clasificación de la roca generadora y almacén	Misma unidad	El yacimiento puede estar lejos de la roca generadora
Mecanismo de formación	Empuje limitado	Empuje dominante
Mecanismo de filtración	Flujo principalmente no Darciano	Flujo Darciano
Escala	Extensa	Un solo cuerpo
Relación de fluido	No hay contacto uniforme entre gas y aceite o aceite y agua	Contacto uniforme entre gas y aceite o aceite y agua
Distribución y acumulación	Distribución continua	Distribución en un solo cuerpo O tipos de conjunto (cluster type)
Tecnología	Pozos horizontales con ramificaciones, fracturando múltiples secciones	Pozo vertical, fractura convencional

Tabla 1.1. Diferencia entre geología petrolera convencional y no convencional (Tomada de Zou Caineng, 2013).

Clasificación

No hay ningún esquema de clasificación para la acumulación de petróleo no convencional continuo, ya que no puede ser clasificado según la forma de las trampas, que es como se define la acumulación de petróleo convencional. Las acumulaciones de petróleo no



convencionales se pueden dividir en gas tight-arenisca, aceite tight-arenisca, roca arenisca de aceite, CBM, petróleo de lutita, gas de lutita, y los hidratos de gas. Zou Caineng, propone un esquema de clasificación preliminar sobre la base de las características naturales de tipo no convencional (Figura 1.1). Basado en el origen de hidrocarburos, los depósitos de petróleo biogenéticos y de la combinación genética de depósitos de petróleo. El tipo de ocurrencia de petróleo y gas puede ser absorción, aislado o su combinación (Zou, 2013).

Tipo de Yacimiento		Mecanismo de formación	Fuente del Yacimiento	Porcentaje de la Fuente	Objetivo de la Exploración	Tecnología de la Exploración	Fase de Exploración			
Trampa convencional yacimiento de aceite/gas		Migración Secundaria de larga distancia	Sello Regional		-	Bloque de falla en un Yacimiento Yacimiento Litológico-Estratigráfico Arenas Petrolíferas y	Sísmica 2D Sísmica 3D Pozo vertical	Fase Temprana		
			Trampa					Gas en Arenas compactas Baja porosidad y permeabilidad del aceite Hidratos de gas	Sísmica de alta resolución Predicción del Yacimiento Pozo Horizontal	Fase Media
			Barrera							Aceite y Gas en Lutitas Metano en capas de Carbón Biogas
Trampa no convencional yacimiento de aceite/gas	No continuo	Migración Secundaria de corta distancia	Yacimiento		-	-	-	-		
	Continuo		Roca Fuente						Aceite y Gas en Lutitas Metano en capas de Carbón Biogas	Fracturamiento a gran escala

Figura 1.1. Mecanismos de formación de los yacimientos y la clasificación de los tipos de yacimientos continuos y no continuos. (Modificado de Zou, 2013)

Métodos y tecnologías

La teoría clave para la geología de petróleo no convencional es la formación y distribución de acumulaciones de petróleo continuas. Durante el estudio del origen, distribución, exploración y explotación de acumulación de hidrocarburos no convencionales, se necesitan tecnologías especiales, como la predicción del depósito basado en datos sísmicos antes del apilamiento, la fracturación de gran escala, microsísmica, y la predicción de la distribución especial de recursos. Los métodos y técnicas convencionales no son aplicados a acumulaciones de petróleo no convencionales ya que tienen grandes volúmenes de recursos y exigencias técnicas diferentes en su mayoría debido a que la porosidad de acumulaciones no convencionales es menor al 10%.



Posición e importancia de la geología del petróleo no convencional

En los últimos 150 años de exploración y desarrollo de petróleo, ha surgido la interrogante de qué tan extensas son las reservas petroleras y si es posible que la producción aumente anualmente. Los nuevos objetivos de exploración, incluidos los recursos de hidrocarburo no convencionales, han jugado un papel importante en este aumento continuo.

La terminología no convencional se refiere a métodos y tecnologías, que se subdividen en estándares especiales que son: máxima permeabilidad de la matriz, la situación especial de vigilancia, tecnologías especiales y ambientes difíciles (región polar, el agua profunda).

Las características geológicas de acumulaciones de petróleo continuo son:

- La ausencia de sello evidente y definición de trampa.
- Gran distribución areal de petróleo y gas.
- Depósito de matriz con baja permeabilidad.
- Presión anormal.
- Proximidad a las rocas generadoras.

Las características de desarrollo incluyen:

- Relación de recuperación baja.
- Ausencia de pozos secos.
- Fracturamiento importante durante el desarrollo.
- Sweet spots con alta producción de gas.

En el siglo XXI, los exploradores están más atentos a los recursos petrolíferos no convencionales. Actualmente, se ha avanzado mucho en la geología del petróleo no convencional, en particular, el estudio de la microestructura de los yacimientos. La escala de estudio se ha extendido desde la escala del micrómetro a los poros de tamaño nanométrico, el desarrollo de los estudios de lutitas incluyen:

- Focos de materia orgánica.
- Poros intergranulados.
- Focos intergranulares debido a que la permeabilidad de las lutitas es extremadamente baja (Zou, 2013).

1.1.2 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. Es usado para referirse a rocas detríticas de grano fino, compuestas principalmente de arcillas de diversa procedencia.



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, al litificarse con “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 (Rodríguez, 2003).

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 afuera de la formación, son muy lentos. La porosidad total de las lutitas disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede con otras rocas.

Se pueden clasificar de distintas maneras: a) según su comportamiento durante la perforación, b) según el grado de compactación, y c) según su textura.

- 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 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 pegamiento.
 - 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 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 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 texturas las lutitas se clasifican en cuatro 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 de 2-5% y de densidad 2.3-2.7 g/cm³.
- Lutitas duras: presentan altas 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.

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 (Rodríguez, 2003).



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 de Aluminio, Hierro o Magnesio localizados en el centro del octaedro.

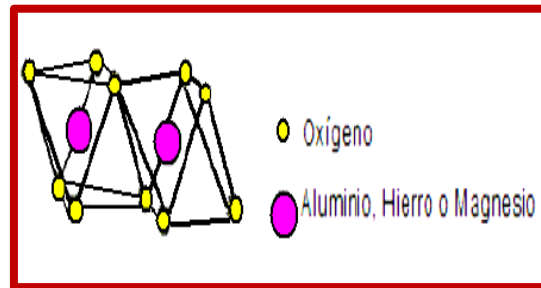


Figura 1.2. Capa octaédrica (Tomado de Rodríguez, 2003).

En la figura 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 hidroxilos se encuentran en los vértices del tetraedro.

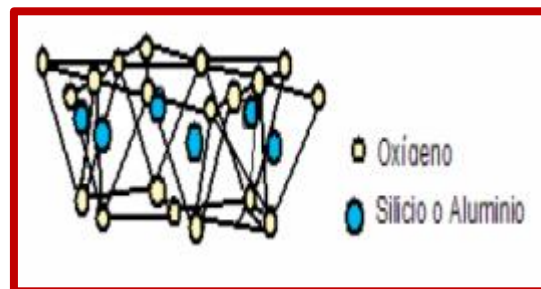


Figura 1.3. Capa tetraédrica (Tomado de Rodríguez, 2003).

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 1.2 se muestran las propiedades y las estructuras de algunos tipos de arcillas.

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

Tabla 1.2. Estructura y propiedades de los minerales de arcillas (Tomado Rodríguez, 2003.)



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. 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.

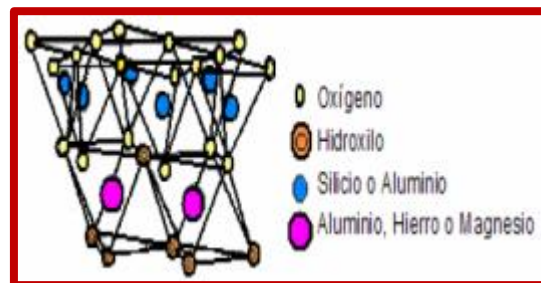


Figura 1.4. Estructura de la caolinita (Tomado de Rodríguez, 2003).

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 lo muestra la figura 1.5, que corresponde a la estructura de 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.

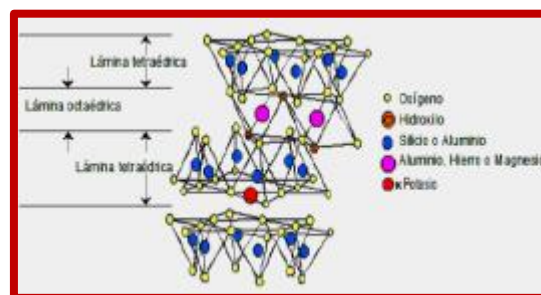


Figura 1.5. Estructura de la mica illita (Tomado de Rodríguez, 2003).

La montmorillonita es el principal mineral de arcilla en la bentonita. Es el mineral más conocido dentro del grupo de sus 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 situaciones 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 capaces de acercarse lo suficiente al sitio de carga negativa como para neutralizar completamente el carácter iónico residual, provee la fuerza atractiva para la adsorción de moléculas polares, tales como el agua, entre 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 remplazados por cloritas e illitas.

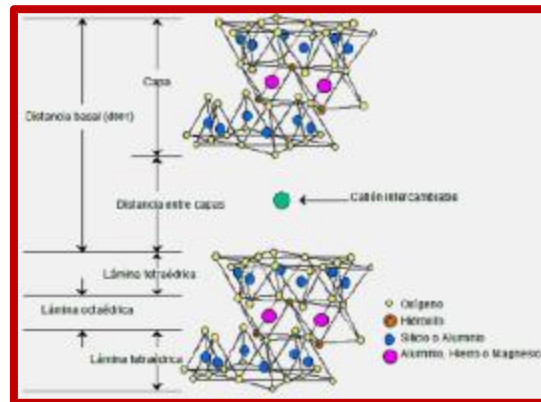


Figura 1.6. Estructura de la montmorillonita-estemecita (Tomado de Rodríguez, 2003).

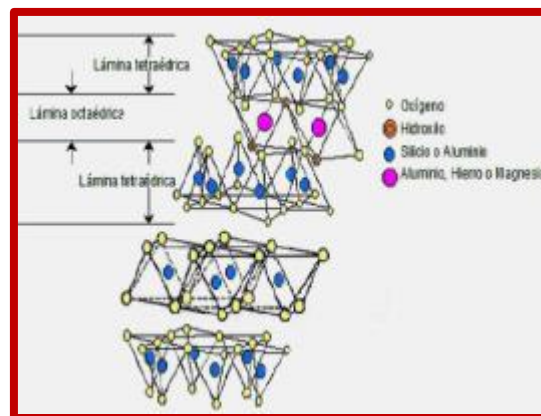


Figura 1.7. Estructura de la clorita (Tomado de Rodríguez, 2003).

Con todas las características antes mencionadas se concluye que las lutitas son rocas que al mismo tiempo son las generadoras y almacén, de aceite y gas natural, a diferencia de los yacimientos petroleros convencionales.



1.1.3 CARBONATOS

Las rocas carbonatadas corresponden a variedades pétreas con una amplia aplicación en la industria, siendo la construcción y la fabricación de cemento los mayores demandantes. El empleo de estas rocas que incluyen no solo las calizas sino también las dolomías, dependerá de las propiedades mineralógicas y características físico-químicas que posean.

Con referencia a las calizas se debe señalar que este término es de tipo genérico puesto que, por su amplitud abarca las rocas que contienen en su composición al menos 80% de los carbonatos de Calcio o Magnesio. Generalmente, la fracción carbonática está compuesta por calcita, reservándose la clasificación de dolomía a las formadas por el mineral dolomita.

El origen de las calizas es amplio e involucra a procesos de diferente índole entre los que se cuentan los mecánicos, químicos y bioquímicos. A su vez las rocas originadas por tales procesos, pueden sufrir modificaciones como consecuencia de cambios pos-sedimentarios donde los rasgos originales pueden resultar enmascarados o borrados.

Aun cuando la denominación de caliza no es la más adecuada desde el punto de vista petrográfico, las razones de índole comercial y/o industrial, han contribuido a la persistencia de esta terminología.

Génesis

Las rocas carbonatadas son poligenéticas y su formación se explica tomando como punto de partida un depósito sedimentario, el cual con tiempo suficiente y acción de la presión y la temperatura llega a transformarse en una roca metamórfica dando lugar a las formas cristalinas de calizas llamadas mármoles. Por otro proceso y en presencia de soluciones portadoras de Magnesio, es posible el reemplazo metasomático entre iones de Ca por los de Mg, dando lugar a la formación de dolomías (Ponce, 2005).

Se define como roca carbonatada a aquella que está formada por más del 50% de minerales carbonatados (aragonita, calcita alta en Mg, calcita baja en Mg, dolomita, otros). Se pueden subdividir de la siguiente manera:

1. Rocas carbonatadas detríticas: formadas por fragmentos procedentes de la erosión de rocas carbonatadas preexistentes. Genéticamente son similares a un sedimento terrígeno (siliciclástico), pero con los granos de naturaleza carbonatada.
2. Calizas autóctonas o sensu estricto: constituidas por componentes carbonáticos originados primariamente, por procesos químicos o bioquímicos, en un determinado ambiente de sedimentación (continental o marino). Estas constituyen la mayor parte de las rocas carbonatadas dentro del registro estratigráfico.



Sus constituyentes se dividen en dos categorías:

1. Aloquemos (aloquímicos) o granos carbonatados: Cualquier tipo de partícula carbonatada de origen bioquímico o químico, que denota un alto grado de organización y complejidad y que normalmente ha sufrido algún grado de transporte.
 - Bioclastos (granos esqueléticos, fósiles): Restos completos o fragmentados de los esqueletos construidos por organismos. Ejemplo: moluscos (pelecípodos, gasterópodos, cefalópodos), braquiópodos, equinodermos, briozoos, foraminíferos (Figura 1.8), corales, algas calcáreas, etc. Ambientes de formación: marino o acuático continental. Los diferentes grupos, géneros o especies están restringidos a determinados subambientes.



Figura 1.8. Foraminíferos.

- Granos agregados (Figura 1.9): granos complejos que consisten en varias partículas (bioclastos, ooides, peloides) unidas entre sí por micrita o cemento esparítico. Normalmente tienen formas lobulares irregulares subredondeadas y botroidales. Ambientes de formación: submareales o intermareales con circulación restringida.

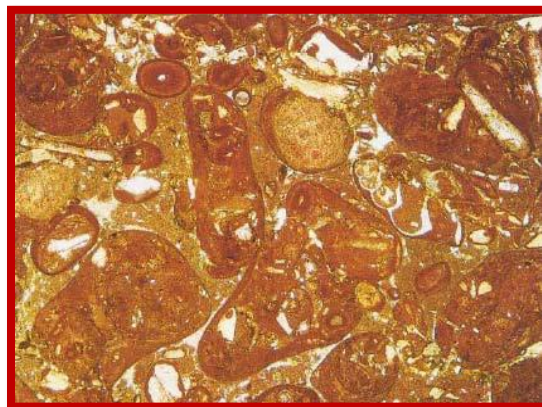


Figura 1.9. Granos agregados.



- Peloides (Figura 1.10.): granos no esqueléticos, de forma ovoidal, compuestos por micrita con una estructura interna masiva. Tamaños variables, aunque generalmente entre 0.1 y 0.5 mm de diámetro. Su origen es producto de la actividad fecal de organismos (pellets fecales), por destrucción y homogeneización de la estructura interna de partículas previas por abrasión mecánica o erosión biológica, retrabajo y redondeamiento de barros calcáreos (intraclastos finos) y su ambiente de formación es en ambientes protegidos (lagunas y llanuras mareales), en cavidades dentro de arrecifes.

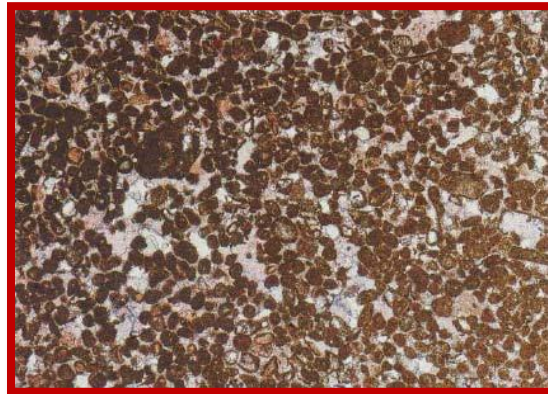


Figura 1.10. Peloides

- Intraclastos (Figura 1.11): fragmentos retrabajados de sedimento débilmente consolidado dentro de una cuenca de sedimentación por la acción de corrientes, oleaje, deslizamientos, etc. La morfología típica es de fragmentos generalmente angulosos, de tamaños variables compuestos de barro micrítico y/o fragmentos de bioclastos u otros granos, el ambiente de formación se da en cualquier zona de plataforma, talud o llanura abisal, con aumentos bruscos de energía que retrabaja sedimentos previamente depositados. Debido a su modo de formación los depósitos intraclasto muestran una fuerte homogeneidad en cuanto a las características externas e internas de estos fragmentos.



Figura 1.11 Intraclastos.

- Extraclastos (Figura 1.12): fragmentos redondeados o angulosos procedentes de la erosión de rocas, carbonatadas más antiguas y externas al ambiente de sedimentación (fuera de la cuenca). La estructura interna corresponde a la de la roca carbonatada que ha sufrido procesos de diagénesis más o menos intensos.

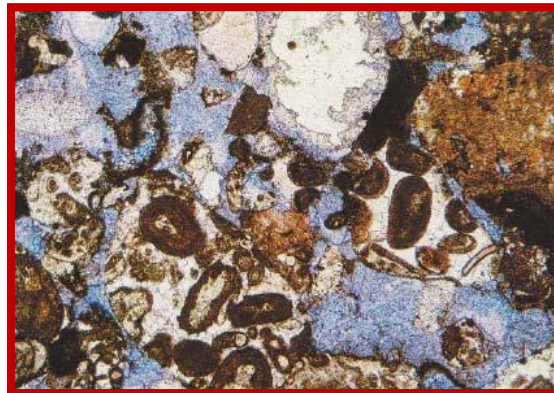


Figura 1.12. Extraclastos.

Un extraclasto posee:

- Fósiles más antiguos al contenido fosilífero de la roca.
- Partículas truncadas en el borde del clasto.
- Evidencias de cementación bien desarrollada.
- Presencia de vetillas rellenas por cementos o compactación interna.
- Bordes desgastados.



- Oolitos (ooides): granos no esqueléticos, de forma esférica o subsférica (elipsoidal), que consisten en una o más láminas concéntricas regulares alrededor de un núcleo (grano de cuarzo, bioclasto, etc). Tamaños menores a 2 mm, frecuentemente entre 0,2-0,5 mm, con buena selección (Figura 1.13). Si su tamaño supera los 2 mm, reciben el nombre de pisolitos o pisoides.

Oolitos superficiales: sólo una lámina alrededor del núcleo.

Oolitos normales: varias láminas alrededor del núcleo.

Oolitos compuestos: varios aloquemos menores envueltos en conjunto por láminas concéntricas.

El ambiente de formación se origina por precipitación inorgánica (química) en aguas marinas tropicales, en áreas de plataforma somera (menos de 5 m de profundidad, a veces hasta 10-15 m.) de alta energía. Se encuentran también en lagunas, ríos y lagos.

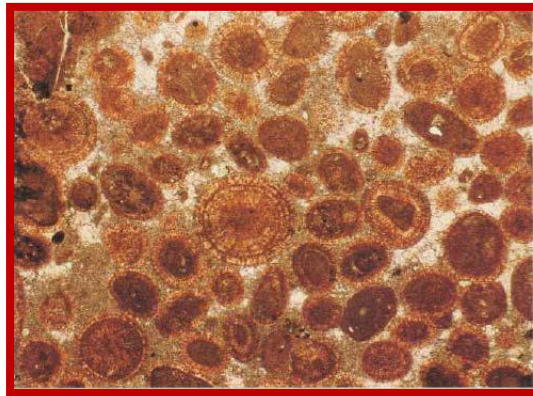


Figura 1.13. Oolitos (ooides).

- Oncolitos (oncoides): granos no esqueléticos, con laminación micrítica irregular alrededor de un núcleo (Figura 1.14.). La precipitación de las láminas es debida a la actividad de algas (a diferencia de los oolitos). Tamaño muy variable, hasta centímetros y decímetros, con mala selección (a diferencia de los oolitos).

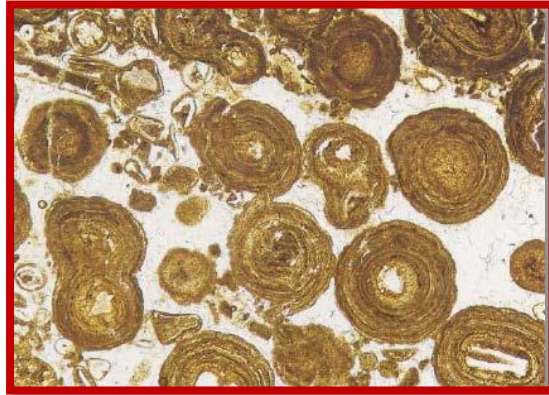


Figura 1.14. Oncolitos (oncoides)

- Los estromatolitos también son construidos por la acción de algas, son matas de algas fosilizadas (Figura 1.15). Estas matas son formadas por filamentos de algas verde-azules. Las láminas, frecuentemente, tienen una forma irregular. (Muestra pulida, macroscópica)



Figura 1.15 Estromatolitos

2. El material intergranular (pasta) u ortoquímicos (Figura 1.16), está diferenciado de la siguiente manera:

- a. Micrita: matriz o barro carbonatado compuesto por un agregado de cristales finos menores a 4 micras de aragonito a calcita rica en Mg. Por diagénesis se transforman en cristales de calcita baja en Mg.

Origen:

- Precipitación química (lagunas hipersalinas)
- Precipitación bioquímica por fotosíntesis de algas (lagunas y lagos de agua dulce)



- Desintegración de algas verdes (halimeda, penicillus)
- Actividad bioerosiva
- Degradación mecánica de esqueletos bioclásticos
- Actividad bacteriana
- Caparazones de nanoplacton

Es importante mencionar que la micrita es un material primario en la formación de la roca. Se forma en ambientes protegidos, de baja energía, en caso contrario los pequeños cristales serían dispersados por las aguas cuando hay agitación. (lagunas continentales, lagunas costeras, plataforma profunda, fondos abisales).

- b. Esparita (ortoesparita): Término usado genéricamente para los cementos carbonatados. El cemento esparítico es un agregado de cristales de carbonato (aragonito o calcita) de tamaños mayores a las 4 micras que precipitan en los espacios existentes entre los granos de un sedimento carbonatado, o en los espacios internos de estas partículas. La pseudo esparita se forma por procesos neomórficos de recristalización, a diferencia del cemento esparítico.

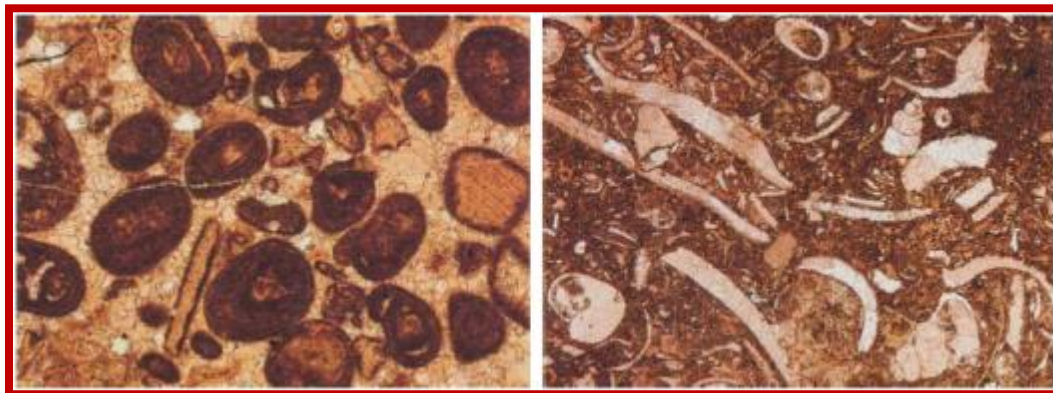


Figura 1.16. En la imagen de la izquierda se aprecia esparita como material intergranular, en la de la derecha, micrita. Nótese el color pardo oscuro y la granulometría más pequeña del material micrítico.

Clasificación de Dunham (1962)

El criterio utilizado es con base en porcentajes relativos de granos y de barro (presencia o no de micrita) y su disposición (fábrica) (Figura 1.17). El carácter de soporte por granos entre sí o soporte por barro es, en algunos casos difícil de determinar. Se puede utilizar como criterio de soporte de granos los porcentajes de granos superiores al 60%. La clasificación de Dunham no hace referencia al tamaño de los granos ni al tipo de estos, pero es algo que se puede hacer, por ejemplo: grainstone oolítico, o packstone de crinoides.

Esta clasificación presenta como ventaja su fácil utilización en campo. Debido a que los nombres son colocados dependiendo de la textura depositacional de la roca, tienen



connotaciones en cuanto a indicación de energía en el medio sedimentario; grainstone: sedimentos muy lavados, mudstone: sedimentos propios de aguas no agitadas.

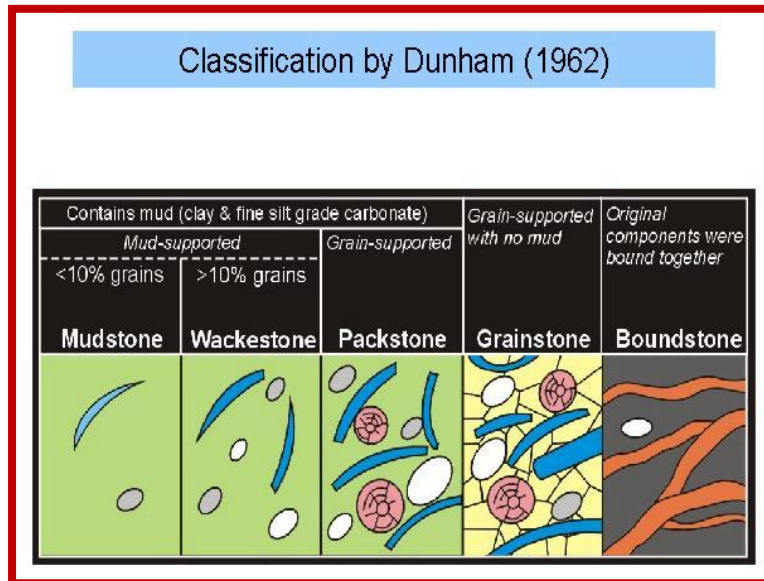


Figura 1.17. Clasificación de Dunham.

Mudstone y lutita.

La lutita y el mudstone son rocas cementadas compuestas de proporciones de diferentes limos de cuarzo con granos de tamaño menor a $32 \mu\text{m}$ ($<0.032 \text{ mm}$) y minerales arcillosos generalmente menores que $4 \mu\text{m}$ ($<0.004 \text{ mm}$) en tamaño, ambos tipos de roca pueden contener bandas ricas en limos y arcilla además de mostrar la estratificación fina en una escala milimétrica. El mudstone contiene una alta proporción de minerales de carbonato, tales como calcita o siderita, y minerales de mayor concreción calcárea en tamaños de centímetros. Algunas lutitas negras contienen una alta proporción de material orgánico. Ambos tipos de roca se han compactado y cementado mediante el sepultamiento en los depósitos sedimentarios de espesor, y un cambio mineralógicamente por procesos diagenéticos asociados con el sepultamiento.

El mudstone se encuentra dentro de pequeños bloques, escala de centímetros a lo largo de una serie de fracturas o grietas que suelen ser visibles cuando la roca está seca. La lutita puede ser fácilmente dividida a lo largo de la zona de estratificación sedimentaria, de lo contrario se conoce como una fisibilidad esquistosa. El mudstone produce pequeños bloques y gránulos generalmente de menos de 1 cm de tamaño (Figura 1.18), mientras que la lutita se reduce a láminas finas como el papel (Figura 1.19). Ambos tipos de rocas producen mucho material terroso, de grano fino cuando se degradan.



Figura 1.18. Mudstone que muestra grietas poligonales. campo de visión es de 15 cm de ancho. (Tomado Merriman, 2003)



Figura 1.19. Lutitas divide en láminas finas a lo largo de la fisibilidad de estratificación. campo de visión es de 15 cm de ancho. (Tomado de Merriman, 2003)

En términos de color, el mudstone y la lutita muestran varias tonalidades de gris, lo que indica un alto contenido de arcilla en combinación con pequeñas cantidades de minerales ricos en Hierro no oxidados. El mudstone color café o rojo y las lutitas pueden contener minerales oxidados de Hierro-férrico como la Hematita (Fe_2O_3).

Entre el mudstone y la lutitas comúnmente ocurre la interestratificación con areniscas, los espesores de los estratos van desde menos de un metro a unas pocas decenas de metros. En consecuencia, algunos depósitos pueden extraer una combinación de mudstone, lutitas y areniscas (Merriman, 2003).



1.1.4 SISTEMAS PETROLEROS.

Cuando se descubre una acumulación de hidrocarburos, es necesario recordar que el petróleo/gas que allí se encuentra pasó por un ciclo que comprende los siguientes procesos: diagénesis, catagénesis, metagénesis y migración. Los cuales se describirá a continuación:

Diagénesis: es el proceso mediante el cual los biopolímeros (compuestos orgánicos constituyentes de los seres vivos, tales como carbohidratos, proteínas, etc.) son sometidos a un ataque básicamente microbiano que se realiza a poca profundidad (con presiones litostáticas de entre 0 y 300 bares) y bajas temperaturas (entre 0 y 50 °C), produciendo básicamente gas metano (Martell, 2012).

Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos empiezan a descomponer el material orgánico. Los procesos biológicos también alteraran la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado. 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.

El kerógeno es la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos, ya que está compuesto básicamente de grasas y ceras. La clasificación del kerógeno puede hacerse en base al tipo de materia orgánica que lo conforma, teniendo así:

Kerógeno sapropélico. El término sapropélico se refiere al producto obtenido de la descomposición y la polimerización de la materia algácea y herbácea principalmente, depositada en condiciones acuáticas con bajo contenido de Oxígeno atmosférico.

Kerógeno húmico. La palabra húmico se aplica al producto obtenido de la descomposición de plantas terrestres superiores, depositadas en medios terrígenos con abundante Oxígeno atmosférico.

Tipos de kerógeno:

Kerógeno tipo I. Presenta poco Oxígeno, mucho Carbono y es derivado principalmente de productos algáceos, es generado por fitoplancton. Genera aceite.

Kerógeno tipo II. Se encuentra relacionado con materia orgánica autóctona de origen marino junto con materia orgánica de origen continental, que fue transportada y depositada mediante ríos. Es una mezcla de fitoplancton, zooplancton y restos de plantas y animales de origen continental. Produce aceite y gas.

Kerógeno tipo III. Está conformado principalmente por restos de organismos continentales, por lo que produce principalmente gas o carbón. También



puede estar constituido por materia orgánica de origen marino, pero sometida a una fuerte oxidación.

Kerógeno tipo IV. Se refiere a materia orgánica rica en inertinita, por lo que no produce aceite o gas. Este tipo de kerógeno no es importante en la generación de hidrocarburos. En los siguientes párrafos se describe la secuencia de formación y transformación del kerógeno en bitumen y posteriormente en otros líquidos, gases y, en algunos casos, en coque.

Un diagrama de Van Krevelen modificado (Figura 1.20) muestra los cambios producidos en el kerógeno por el aumento del calor durante el sepultamiento. La tendencia general de la transformación térmica del kerógeno en hidrocarburos se caracteriza por la generación de hidrocarburos no gaseosos y su progresión a petróleo, gas húmedo y gas seco. Durante esta progresión, el Kerógeno pierde oxígeno principalmente al emitir CO_2 y H_2O ; luego, comienza a perder más Hidrógeno al liberar hidrocarburos.

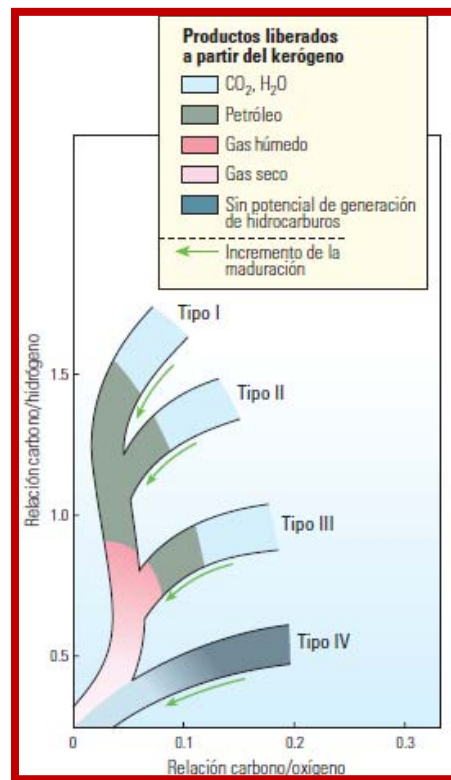


Figura 1.20. Evolución del Kerógeno (Tomado de Schlumberger, 2007)

En 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 piritita, o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos (Boyer, 2006).



Catagénesis: una vez que se tienen los sedimentos consolidados, se entierran profundamente (profundidades mayores a 1,000 m normalmente) debido al depósito de nuevos sedimentos. Estas condiciones generan un aumento de temperatura y presión por lo que el kerógeno se transforma en hidrocarburos. El kerógeno sufre transformación térmica y genera el petróleo (geomonómero), gas húmedo y condensado. Posteriormente, y debido a condiciones más drásticas de temperatura y profundidad, se produce la generación de gas seco o metano catagénico.

Las temperaturas que se alcanzan en esta etapa son del orden de 50 ° y hasta 225 °C aproximadamente, y la presión varía de 300 a 1500 bares. Con relación a la temperatura, se produce gas y aceite en los siguientes intervalos (Martell, 2012):

Gas: de ± 50 a ± 225 °C Aceite: de ± 60 a ± 175 °C

La catagénesis generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando de ese modo la temperatura, lo que produce la ruptura de los enlaces químicos de la materia orgánica contenida en la lutita (kerógeno). 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 (Boyer, 2006).

Metagénesis: está considerada también como el inicio del metamorfismo. Ésta se desarrolla a temperaturas mayores a los 225 °C, y es la última etapa dentro de la transformación de la materia orgánica, considerada importante para la generación de gas. La generación de metano acaba a los 315 °C, con profundidades cercanas a los 8 Km, es decir, presiones litostáticas mayores a 1500 bares. No generan yacimientos que tengan rendimiento económico (Martell, 2012).

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 donde tienen lugar esos cambios, las temperaturas oscilan entre 150°C y 200°C aproximadamente. Al final de la metagénesis el residuo carbonáceo con contenido de Hidrógeno decreciente, termina como grafito cuando ocurre metamorfismo.

Evaluación de la calidad de las lutitas generadoras

La generación de hidrocarburos en las rocas generadoras es controlada principalmente por la temperatura (Figura 1.21) 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.

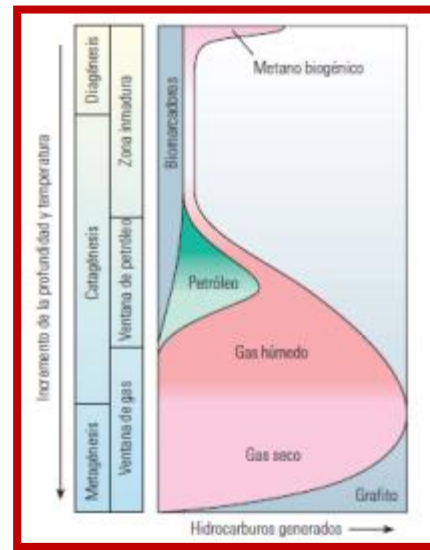


Figura 1.21. Transformación térmica del kerógeno. (Tomado de, Schlumberger, 2007)

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 marcada por el lugar 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 lutitas gasíferas, los hidrocarburos deben ser explotados 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 pozos, recortes de la formación y muestras de 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 1.22), 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 1.22 Contenido orgánico de la roca generadora. El valor de corte mínimo para las lutitas se considera normalmente un contenido orgánico total (TOC) de 0.5%. En el otro extremos, algunos geocientíficos sostienen que es posible tener demasiada materia orgánica. El exceso de kerógeno puede rellenar los espacios porosos que de lo contrario podrían ser ocupados por hidrocarburos (Tomado de Schlumberger, 2007)

A nivel microscópico, los macerales se dividen en tres grupos. Los principales son la liptinita, la vitrinita y la inertinita. Los macerales se clasifican según su matiz grisáceo ante el reflejo de la luz. Las liptinitas son de color gris oscuro, las vitrinitas son gris claro, y las inertinitas son blancas y pueden ser muy brillantes. Las liptinitas se componen de Hidrógeno y son ricas en hidrocarburos derivados de esporas, polen, cutículas y resinas. Las vitrinitas forman un gel compuesto de madera, corteza y raíces, y contienen menos Hidrógeno que las liptinitas. Las inertinitas son productos de oxidación de macerales y por ello más ricas en Carbono que las otras. La reflectancia de la vitrinita cambia con el nivel de profundidad y calor de la roca.

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 de 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 irreversibles y complejas, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia. La reflectancia de la vitrinita fué 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 la reflectancia del vidrio o de los minerales, y las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de la luz reflejada en el aceite (R_o). Cuando se determina un valor medio de reflectividad de la vitrinita a partir de muestras múltiples; se designan 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. 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 mostrarán un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Por lo tanto, los valores de maduración altos ($R_o > 1,5\%$) 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 ($0,8\% < R_o < 1,1\%$). 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.

Para conocer el potencial de generación de gas o aceite es necesario medir el Carbono Orgánico Total (TOC) de la roca. Adicionalmente se aplican pruebas de pirólisis, reflectancia de vitrinita, alteración de temperatura, cromatografía, espectrometría y, en algunos casos, isotópicas. El análisis de TOC en un pozo depende de las muestras, las cuales se colectan a intervalos de 10 metros de profundidad.

Las lutitas con alto contenido de kerógeno tienen una estructura más compacta, menor laminación y coloraciones más variables. Esto se debe a la variación de la cantidad de materia orgánica y al estado de oxidación de las impurezas de Hierro presentes en ellas, aunque algunos compuestos del petróleo se liberan a temperaturas inferiores que las de la descomposición del kerógeno. Otras propiedades de la lutita que son de utilidad para poder estimar su potencial como rocas generadoras, se miden a partir de los registros geofísicos de pozos, que en ciertos casos producen respuestas características (Figura 1.23). 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.

Los registros geofísicos de pozos se utilizan además para investigar acerca de la mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora. Utilizando una combinación de registro 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.

La resistividad puede ser debida 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 $1,05 \text{ g/cm}^3$.

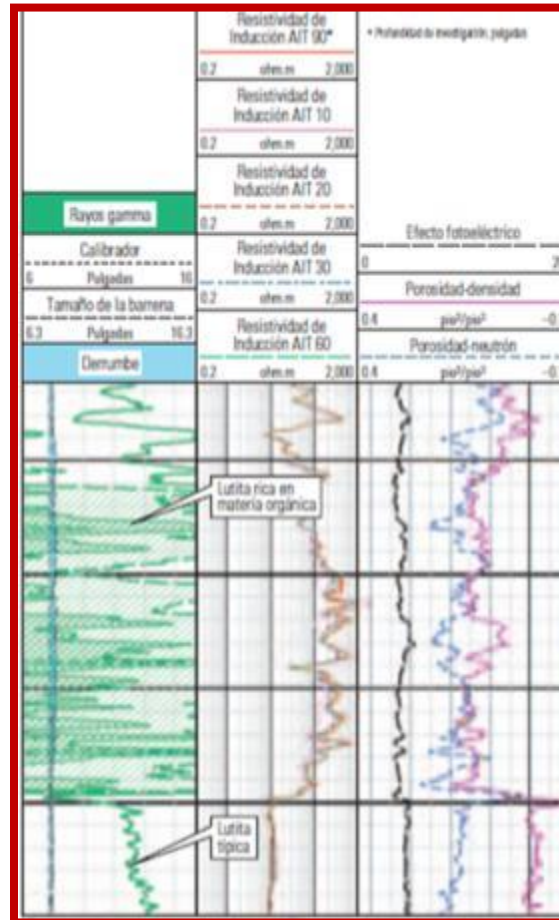


Figura 1.23 .Registro geofísico de lutita gasífera. Las lutitas gasíferas se caracterizan por una intensa actividad de rayos gamma, alta resistividad, baja densidad volumétrica y bajo efecto fotoeléctrico, en comparación con las lutitas convencionales (Tomado de Boyer, 2006)

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

Un examen adicional del kerógeno es el “índice de alteración a la temperatura”, análisis microscópico del color de las esporas en el maceral, el cual pasa de color amarillo a marrón oscuro y hasta negro en el proceso de maduración. La “cromatografía en fase gaseosa” mide la composición de hidrocarburos livianos. Combinada con la “espectrometría de masas” identifica las trazas de compuestos orgánicos del kerógeno. Con estos últimos estudios se obtiene la huella geológica o biomarcadores de las moléculas que identifican el origen y especificidad de la lutita, de lo que se infiere la edad geológica de las formaciones y el origen de su materia orgánica (Boyer, 2006).



Sistema Petrolero

Magón y Dow en 1994 describen al “Sistema Petrolero” de esta manera:

“Sistema”, en referencia a la interdependencia de los elementos esenciales: rocas generadora, almacén, sello y de carga geostática, y los procesos: formación de la trampa, generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Todo el sistema debe evolucionar de acuerdo con un marco temporal apropiado.

“Petrolero”, al referirse a las altas concentraciones de hidrocarburos en yacimientos convencionales, no convencionales y fracturados.

Cada uno de los elementos puede resumirse según los siguientes puntos:

1. Roca generadora (roca madre): es todo aquel cuerpo de roca que permita la conservación temporal y posterior transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. La roca generadora debe ser enterrada a una profundidad suficiente (más de 1000 m) para que la materia orgánica contenida pueda madurar hasta convertirse en aceite y/o gas, además de que se encuentre en una cuenca sedimentaria que sufra procesos de subsidencia.

Las rocas generadoras deben cumplir con tres requerimientos geoquímicos: Cantidad, Calidad y Madurez. La roca generadora es una roca que debe tener un porcentaje mayor a 1% de Carbono orgánico total (COT), que se forma de la parte blanda de los organismos. Debe tener un volumen importante. Es una roca de grano fino: lutitas, calizas tipo mudstone, lutitas calcáreas, limolitas, margas, calizas arcillosas.

2. Roca almacén: sedimentarias por excelencia como las areniscas y los carbonatos, son todas aquellas rocas que debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permiten el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en conjunto con otro tipo de rocas denominada roca sello. Las rocas almacenadoras deben cumplir con las siguientes características:
 - Ser porosas
 - Ser permeables
 - Tener continuidad lateral y vertical
3. Roca sello: son aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar, no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento. El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala. El grado de tectonismo que presenta puede modificar su calidad, de tal forma que en regiones muy tectonizadas se requiere un espesor de roca sello mayor.



Principales rocas sello:

Calcáreo –Arcillosas: lutitas, margas
Pelíticas: lutitas
Evaporitas: sal, yeso, anhidritas
Calizas: mudstone (sin fracturas), wackestone
Hidratos de metano, microbrechas o milonita

4. Las rocas de carga geostática, son las que corresponden a la columna sedimentaria que rellena la cuenca y ayudan en los siguientes procesos:

Generación: transformación de la materia orgánica en hidrocarburos.

Migración primaria: comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de las rocas de grano fino.

Migración secundaria: es el movimiento del petróleo, después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más amplios de las rocas portadoras y almacenadoras, más permeables y porosas.

Fuerzas que causan la migración:

- Fuerzas debidas a la acción de la gravedad.
- Fuerzas moleculares.
- Fuerzas debidas a la acción química.
- Fuerzas debidas a movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento.
- Fuerzas debidas a la acción bacterial.

Distancia de la migración: la distancia a través de la cual puede migrar el petróleo, o ha migrado en el pasado geológico, es función del tiempo si se supone una continuidad en la permeabilidad y en el gradiente.

Continuidad en la permeabilidad y en el gradiente: rocas sepultadas a profundidad altamente porosas y permeables son el conducto por el cual el petróleo puede migrar; estas capas se llaman capas conductoras, ascendiendo y descendiendo los hidrocarburos a través de estas rocas por los poros y discontinuidades (porosidad primaria y secundaria).

Factores que gobiernan la migración del petróleo.

- Porosidad efectiva de las rocas.
- Grado de saturación de las rocas.
- Peso específico, viscosidad y cantidad de gas.
- La migración es favorecida por fuertes pendientes en los estratos, por las discordancias angulares y por el fracturamiento.



- La composición y cantidad de las aguas asociadas con el petróleo afectan su migración.
 - Tamaño de la garganta del poro.
5. Trampa: Es toda aquella estructura geológica que permite que el aceite y/o gas se acumule y conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. Son receptáculos cerrados que existen en la corteza terrestre y que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal, que permiten se acumulen los hidrocarburos. Las trampas petroleras tienen una determinada forma, tamaño, geometría, cierre y área de drenaje.
 6. Acumulación-Preservación: donde se acumulan y preservan los hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico, yacimientos convencionales, no convencionales y fracturados.

En el supuesto de que no existan condiciones geológicas para que se forme la roca generadora, simplemente no se obtiene hidrocarburo ya que es un elemento fundamental sin el cual el gas o aceite no existirían (Martell, 2012).

1.1.5 PLAY

La disminución de la incertidumbre en la búsqueda de nuevos yacimientos requiere de la aplicación de nuevas metodologías y herramientas tecnológicas, así como de estrategias que permitan evaluar el potencial petrolero. Para poder definir un play, varios autores han postulado este término tomando en cuenta las siguientes condiciones: un play está determinado como el conjunto de prospectos o campos genéticamente relacionados que comparten características similares de roca generadora y procesos de carga (generación, migración, acumulación, sincronía y preservación) y tipo de hidrocarburos, de roca almacén, geometría de la trampa y sello. Donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas, por lo que; “un play puede tener más de un nivel almacenador y se define en gran parte por un sello maestro”.

Por lo que respecta a los plays, estos se pueden valorar como hipotéticos y establecidos:

- Play hipotético, es aquel cuya existencia no se ha comprobado, mediante la perforación de un pozo.
- Play establecido, es aquel cuya existencia ya ha sido corroborada con un pozo, sin importar si el pozo resultó productor o improductivo.

El análisis de Plays, es una herramienta muy importante para estimar volúmenes de hidrocarburos de una serie de prospectos, el riesgo asociado, la evaluación de la cuenca, y de una región). Un play puede contener gran cantidad de prospectos, cuyos volúmenes a encontrar convergen a la media, evaluándose al mismo tiempo el porcentaje de éxito de las oportunidades, permitiendo establecer estrategias exploratorias de largo plazo).



Pero tiene sus limitantes, mientras que la evaluación volumétrica del potencial de los plays geológicos es significativa, es muy difícil calcular el valor económico ponderado con probabilidad para todo un play.

Para la evaluación de un play, es necesario partir del concepto de Sistema Petrolero, debido a que éste nos permite integrar de modo sistemático los datos e identificar los puntos críticos en la cadena de probabilidad. De ahí que esta visualización en el tiempo puede conducir a nuevos conceptos de Plays, sin embargo el play, está estrechamente ligado con el conocimiento de la roca almacén, esto permite que un mismo Sistema Petrolero pueda contener más de un play (Camargo, 2008)(Figura 1.24).

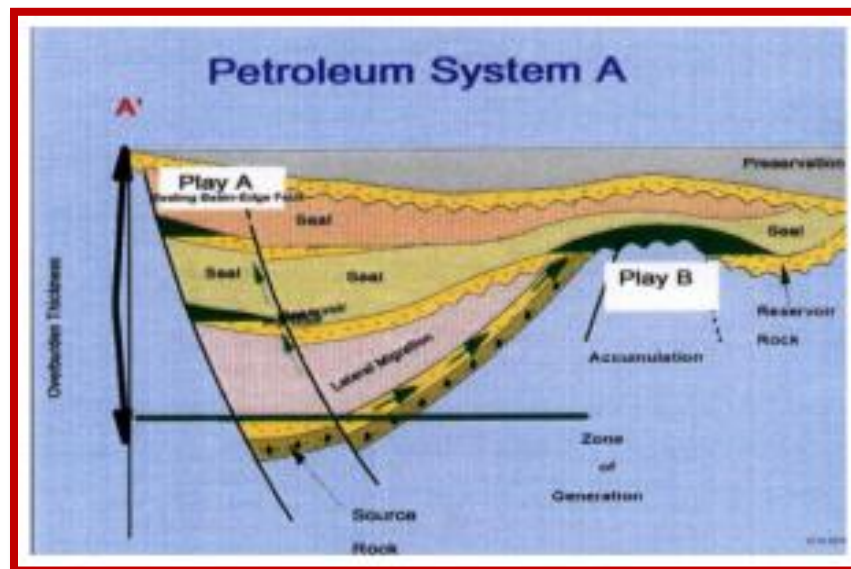


Figura 1.24. Elementos del sistema petrolero, roca generadora común/roca almacén/sello y diferentes Rutas de Migración que dan origen a los play's A Y B. (Tomado de Camargo, 2008)

Plays no Convencionales

El concepto de play no convencional abarca todos los elementos y procesos que favorecen se forme un yacimiento de gas y/o aceite, por lo que se evalúan la roca generadora, roca almacén, trampa, y los mecanismos de generación-acumulación funcionando confinadamente, lo que favorece la capacidad de almacenar importantes cantidades de hidrocarburos en nano y micro poros; corresponden con rocas sello y almacén interestratificadas en la misma secuencia estratigráfica, es decir, en la misma roca generadora.

En estos casos la acumulación de aceite, gas y agua no está restringida por las leyes de la gravedad. Corresponde con un sistema de rocas compactas carbonatadas y/o siliciclásticas de baja permeabilidad intercaladas con arcillas ricas en materia orgánica y con adecuada madurez térmica (Hernandez, 2014).



Sus principales características son:

- Cubren grandes áreas y, por lo general, presentan múltiples ambientes deposicionales y heterogeneidades laterales.
- Tienen baja porosidad y permeabilidad, y a menudo están naturalmente fracturados.
- La roca generadora y el yacimiento son los mismos.
- No se aplican en ellos los conceptos de patrones de migración, trampas y sellos.
- El gas se almacena por adsorción.
- Los registros de pozos proveen respuestas parciales y se requiere un fuerte apoyo del análisis de núcleos de roca, tanto en pozos verticales como horizontales.

Durante los trabajos exploratorios de gas/aceite en lutitas realizados por PEMEX, a principios del año 2010, en provincias geológicas de Chihuahua, Burro-Picachos-Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, se han detectado diversos plays con potencial de aceite y gas.

Los plays del Cretácico Superior (Eagle Ford y Agua Nueva) distribuidos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos y Burgos en el noreste de México, corresponden con la extensión de la Formación Eagle Ford productora en el sur de Estados Unidos.

Los plays del Cretácico Superior (Agua Nueva y Maltrata) que se extienden al sur en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz (PEMEX, 2012).

Los plays del Jurásico Superior (La Casita y Pimienta), presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla, equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA (Figura 1.25).



Figura 1.25. Mapa que muestra los plays de gas/aceite en lutitas del Cretácico y Jurásico Superior en México (Tomado de Escalera, 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) (Figura 1.26).

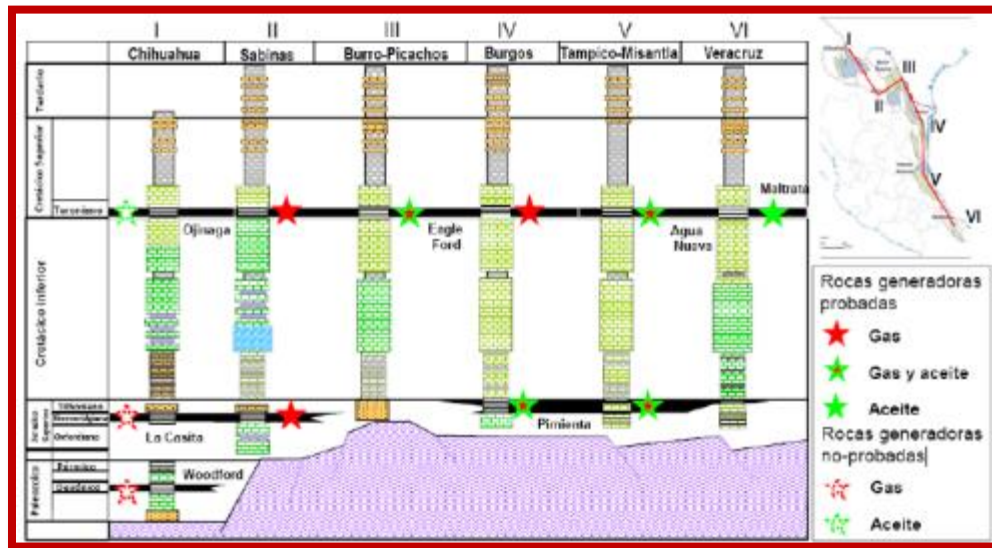


Figura 1.26. Niveles estratigráficos de interés para las Cuencas Productoras de Shale oil/gas en México (Tomado de PEMEX, 2012).

Yacimientos

Las acumulaciones de hidrocarburos las podemos diferenciar por el tipo de recurso que contienen (Figura 1.27), dependiendo de esto se pueden clasificar en yacimientos convencionales y no convencionales.

En los yacimientos convencionales se involucra todo el Sistema Petrolero. En México se han explotado en los últimos años yacimientos convencionales, en donde después de estudiar todo el sistema petrolero, el explorador decide que hay una estructura adecuada y la perfora, al perforarla encuentra petróleo, éste fluye porque tiene energía propia de lo contrario se debe estimular el pozo.

El yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales. En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma. La desventaja del yacimiento no convencional radica en que resulta más caro extraer aceite y gas, a diferencia de los yacimientos convencionales que es más barato extraerlos (Grajales, 2014).

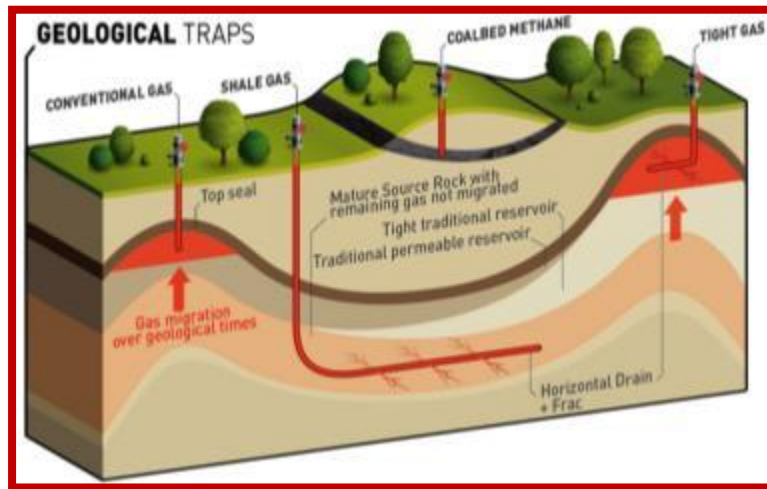


Figura 1.27. Tipos de yacimientos de gas convencional y no convencional (Tomado de www.Total.com, 2015)

1.1.6 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS

Gas en arenas compactas (Tight Gas)

Se conoce como gas en arenas compactas (Tight Gas), al gas natural presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Los yacimientos son generalmente formaciones de areniscas, aunque también se puede encontrar en formaciones calizas. Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales (Figura 1.28), de manera que no hay una separación clara entre los dos tipos de yacimiento.

Se define un yacimiento de arenas compactas como aquel que tiene una roca matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0.01 millidarcy. La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos. La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional, y para recuperar el gas, se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas.

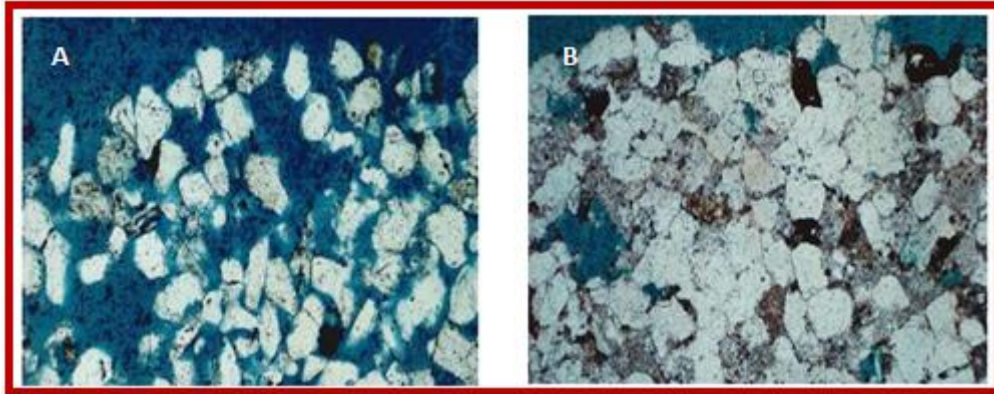


Figura 1.28. Diferencia entre gas natural y tight gas; Gas Convencional: Gas en yacimientos con permeabilidad de 0.01 a 0.5 mDarcy – Tasa de recuperación del gas, entre 60 y 80%. Tight Gas: Gas en yacimientos de muy baja permeabilidad (menor a 0.01mDarcy) – Tasa de recuperación del gas, entre 8 y 30%. (Tomado de USGS, 2006).

La exploración de los yacimientos de arenas compactas se diferencia de los yacimientos convencionales por su continuidad, en una capa de sedimentos saturada de gas o petróleo. Los yacimientos convencionales tienen fronteras mucho más definidas, y además suelen tener contacto con un acuífero en su parte inferior. La mayoría de los yacimientos no convencionales están saturados con gas, en lugar de petróleo. Aunque algunos yacimientos continuos pueden encontrarse a poca profundidad, la mayoría se encuentran situados a grandes profundidades, de 3000 metros o superiores. La Figura 1.29 muestra la distribución de campos de tight gas en todo el mundo.

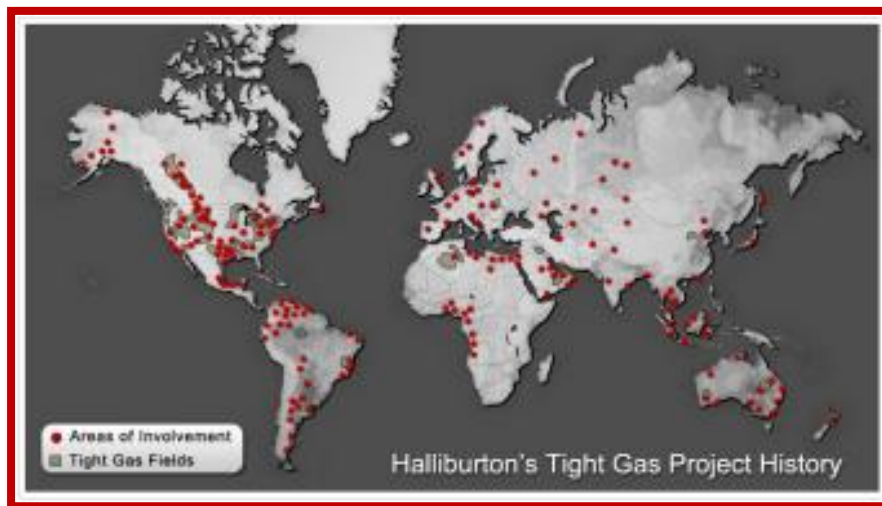


Figura 1.29. Distribución de campos de Tight Gas en todo el mundo. (Tomado de www.halliburton.com, 2015)

Las arenas compactas constituyen hoy la mayor fuente de gas no convencional en los Estados Unidos (Figura 1.30), con una producción anual entre 160 y 180 bmc (billones de metros cúbicos), lo que representa aproximadamente el 30% de la producción de gas



seco, con más de 100,000 pozos en producción. En Canadá, el gas en arenas compactas supone el 15% de la producción de gas.

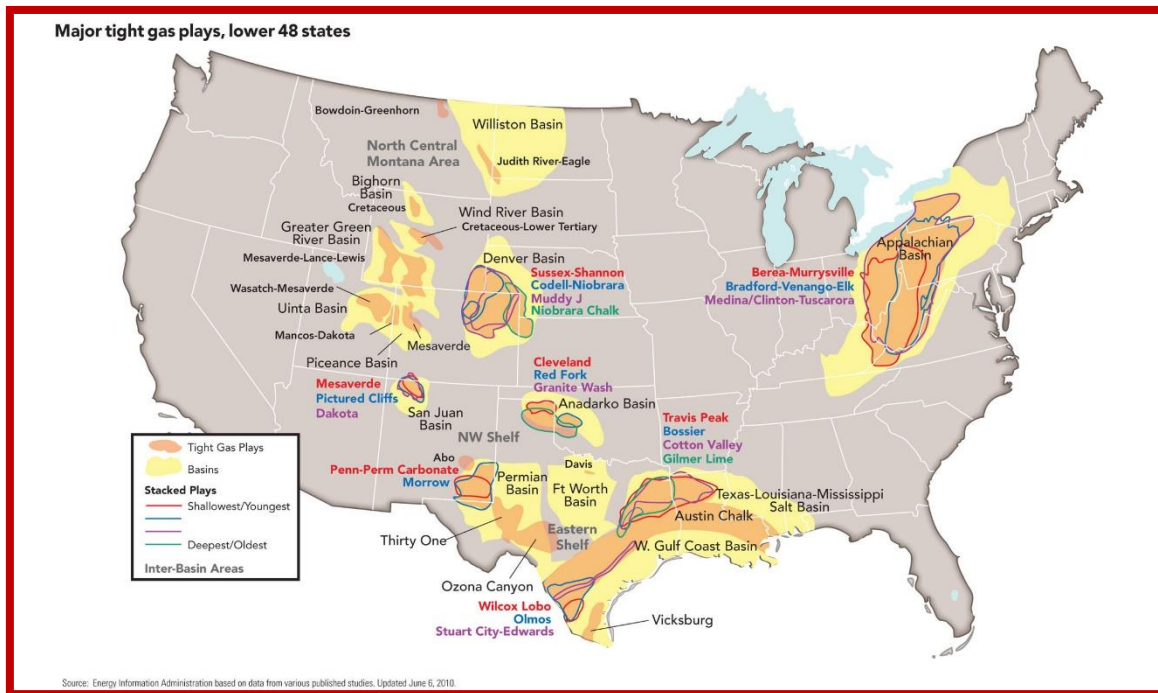


Figura 1.30. Estudios de plays de Tight Gas en Estados Unidos. (Tomado de Energy Information, 2006).

La primera producción a gran escala de arenas compactas se desarrolló en los años setenta en la cuenca de San Juan, localizada entre el noroeste de Nuevo México y el suroeste de Colorado, y tiene actualmente 13,000 pozos de producción. Los rápidos progresos en las técnicas de fracturamiento provocaron el despegue de la producción de este gas en Estados Unidos, desde 35 bmc en 1995 hasta superar los 150 bmc en 2007.

La mayoría de los recursos de gas en arenas compactas se encuentran en la región montañosa de las Rocosas (Tabla 1.3). El total de recursos recuperables en los Estados Unidos se estima en 9 tmc (trillones de metro cúbicos).

Cuencas de Arenas Compactas en EEUU	Producción en 2007 (bmc)	% de la producción de EEUU
San Juna Basin	35	6.1%
Pinedale	11	1.9%
S. Piceance	11	1.9%
Freestone Trend	7	1.2%
Cotton Valley	6	1.0%
Total EEUU	180	30.9%

Tabla 1.3. Recursos de arenas compactas en Estados Unidos. (Tomado de EIA US, 2008)



Metano en capas de carbón (Coal bed Methane)

Se conoce como metano en capas de carbón (Coal Bed Methane o las siglas, CBM) al gas con alto contenido en metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón. Es posible encontrarlo con otros nombres como gas natural del carbón (CNG por sus siglas en inglés) o gas en capas de carbón (CBG por sus siglas en inglés). Se trata de gas natural generado y almacenado en vetas de carbón. Las vetas de carbón tienen un sistema de doble porosidad que comprende microporos, que existen en la matriz del carbón y un sistema de fracturas naturales llamadas planos de exfoliación, que son los macroporos. En un yacimiento de metano en capas de carbón, el agua inunda completamente las capas de carbón, y su presión hace que el metano quede absorbido en las superficies granuladas del carbón. La capacidad de los yacimientos de carbón para almacenar metano en las capas de carbón depende de la presión en el yacimiento, la composición del carbón, el porcentaje de Carbono, la estructura de microporos, las propiedades moleculares del gas adsorbido y la temperatura del yacimiento.

Para producir el metano en capas de carbón primero debe extraerse el agua, reduciendo la presión para que el metano del carbón se libere y fluya hacia el núcleo del pozo. A medida que la cantidad de agua en el carbón disminuye, la producción de gas aumenta. Las capas de carbón suelen tener baja permeabilidad, por lo que los fluidos no circulan fácilmente a menos que el yacimiento sea estimulado con fracturación hidráulica.

Existen recursos de metano en capas de carbón extendido por todo el mundo (Figura 1.31).

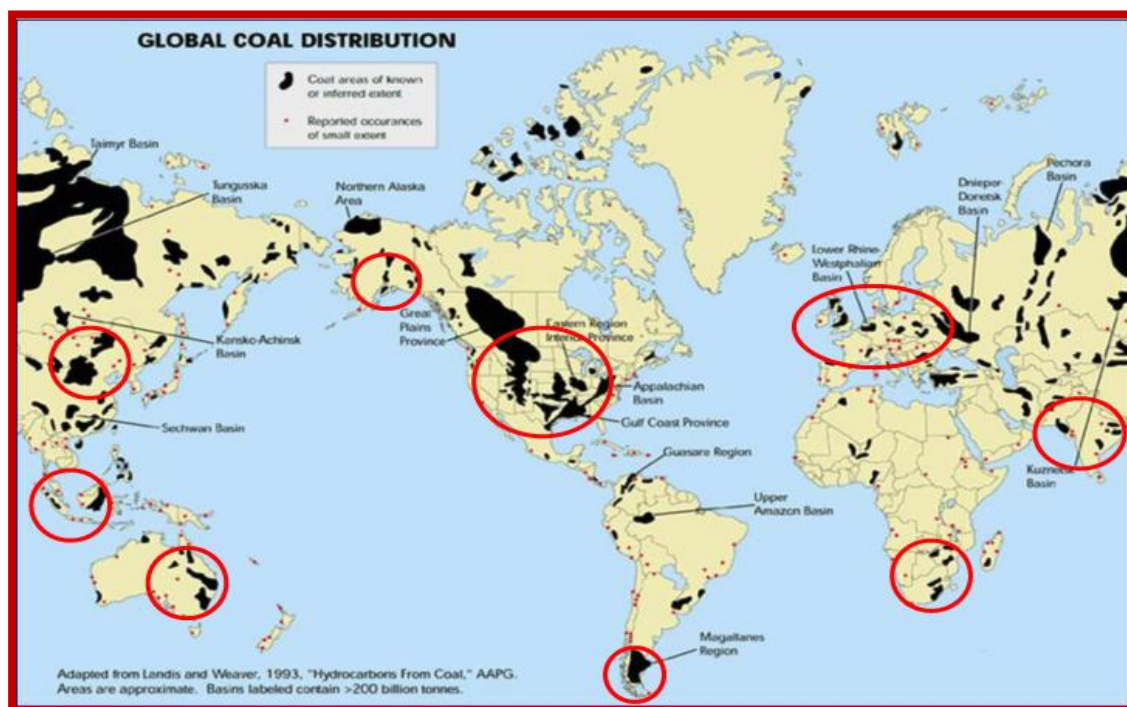


Figura 1.31. Distribución de recursos de metano en capas de carbón en todo el mundo. (Tomado de EIA, 1993).



Los recursos de metano en capas de carbón se encuentran a profundidades altas para la minería. Es importante señalar que no todo el carbón es adecuado para la producción de metano. Hasta la fecha, la industria del metano en capas de carbón sólo se ha desarrollado en Estados Unidos, Australia y Canadá.

La producción de metano en capas de carbón se incrementó rápidamente de 5 bmc en 1990 hasta 27,1 bmc en 1995, y en 2008 alcanzó 56 bmc, lo que supuso aproximadamente el 10% de la producción de gas en EEUU. Como se observa en la tabla 1.4, Wasatch Plateau, en el Estado de Utah, y la cuenca de Power River, en los Estados de Wyoming y Montana, son dos de las más recientes y más productivas áreas de CBM en los Estados Unidos (Figura 1.32).

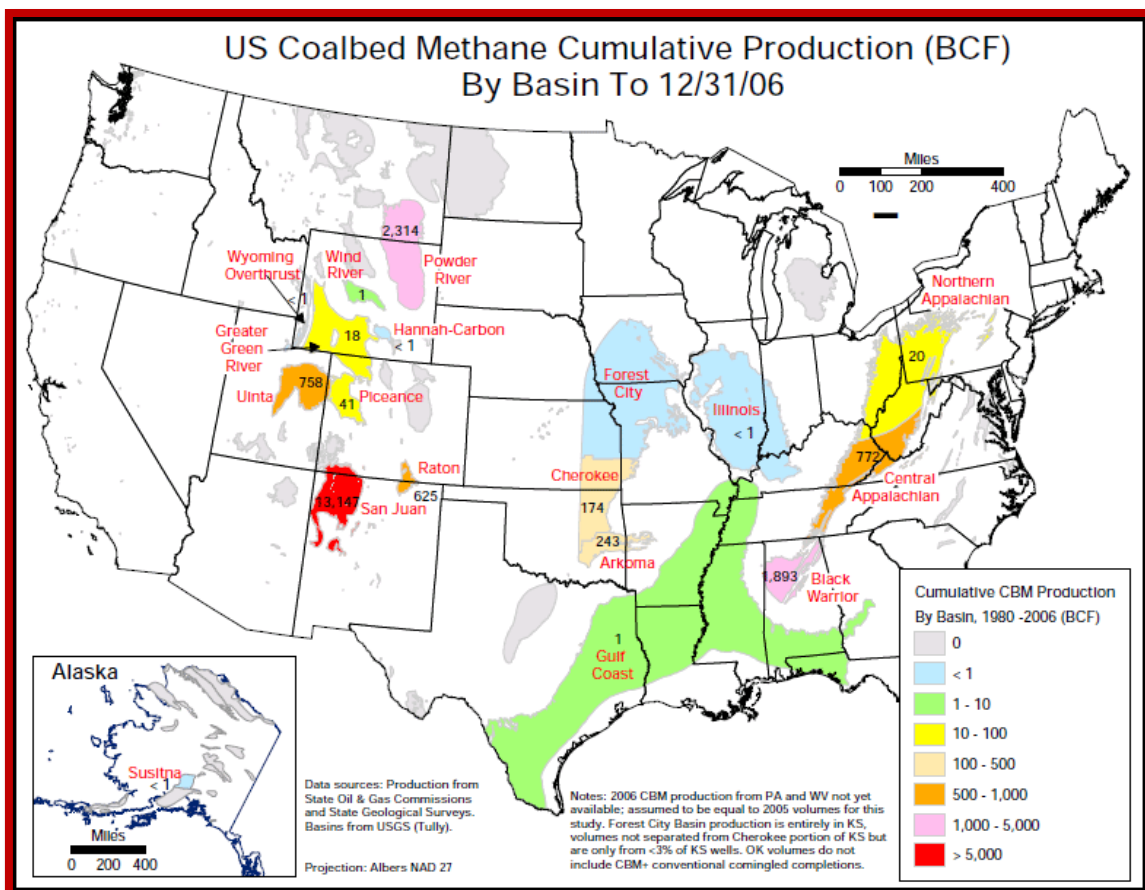


Figura 1.32. Producción acumulada de metano en capas de carbón por cuenca en Estados Unidos de América. (Tomado de EIA, 2006)

En Australia, la producción de metano en capas de carbón empezó en 1998, sustituyendo a los viejos campos de gas convencional, debido a los incentivos del gobierno para las centrales térmicas de gas. En 2008, el metano en capas de carbón supuso alrededor del 7% de la producción de gas en Australia.

De acuerdo con los datos estimados por el Comité de Gas Potencial, las cuencas de metano de carbón en EEUU tienen alrededor de 4,5 tmc de recursos recuperables de gas natural (Alonso, 2010).



Principales cuencas de CBM en EEUU	Producción en 2007 (bmc)	Porcentaje sobre la producción de gas en EEUU	Recursos probados recuperables (bmc)
San Juan	27.75	5.1%	238
Powder River	10.76	2.0%	524
Black Warrior	3.40	0.6%	125
Raton	3.26	0.6%	68
Central	2.78	0.5%	156
Appalachian			
Uinta-Pineance	2.12	0.4%	119
Park			
Otros	0.91%	0.2%	3242
Total CBM en EEUU	50.97	9.4%	4471

Tabla 1.4 Principales cuencas productoras de metano en capas de carbón en Estados Unidos. (Tomado de EIA 2008)

Hidratos de Metano (Methane Hydrate)

Son una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y baja temperatura, se unen para formar una sustancia sólida semejante al hielo. Vastos volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares favorecen la formación de hidratos.

La unidad básica de hidrato es un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior. Los cristales se agrupan en un enrejado compactado, presentan una estructura similar al hielo, excepto que las moléculas de gas se encuentran ubicadas dentro de los cristales en vez de estar entre ellos.

Un metro cúbico de hidrato de metano contiene aproximadamente 164 metros cúbicos de gas metano con tan solo 0.84 metros cúbicos de agua. Se encuentran principalmente en los poros de los sedimentos arenosos cementándose. Los hidratos son una fuente energética alternativa muy importante, ya que duplican las reservas actuales de hidrocarburos (gas y aceite) (Collett, 2000).

Según la Japan National Oil Corporation (JNOC, 2002), México tiene un área potencial de hidratos de metano en el Pacífico y en el Golfo de México de 19,000 km². En el sur, frente a las costas de Guerrero y Michoacán, por medio de programas de investigación conjunta con varios países se obtuvieron muestras (núcleos) con 99% de impregnación de metano. En el Golfo de México se tienen estudios sísmicos y geoquímicos que indican la existencia de hidratos de metano en aguas profundas.

La explotación de los hidratos de metano puede afectar la estabilidad de los sedimentos donde se encuentran. La falta de estabilidad puede ocasionar derrumbes submarinos a gran escala. También representan problemas medioambientales, debido a que si el metano llega intacto a la atmósfera provoca un efecto invernadero diez veces



superior al del dióxido de carbono y es susceptible de contribuir al recalentamiento del clima terrestre, por ello se deberá plantear un mecanismo de control tanto para su exploración como para su explotación (Gonzales, 2013).

1.1.7 LUTITAS GASÍFERAS (SHALE GAS)

La teoría geológica aceptada sobre el origen del gas natural es la de la formación orgánica, pues las plantas utilizan energía solar para convertir el dióxido de Carbono y el agua en Oxígeno e Hidratos de Carbono mediante fotosíntesis. Los restos de las plantas y de los animales que las consumieron se aglomeraron en sedimentos sepultados. A medida que la carga de sedimentos aumenta, el calor y la presión de entierro convierten los hidratos de Carbono en hidrocarburos.

El gas remanente atrapado en la roca generadora se denomina shale gas. El shale gas también se forma en rocas enterradas entre los 450 y los 5,000 metros, donde el calor y la presión sobre la materia orgánica forman moléculas de hidrocarburos y generan metano termogénico. Cada 1,000 metros de profundidad añaden unos 30° C a la roca. Cuando la temperatura alcanza los 60° C, la materia orgánica se descompone en aceite y posteriormente se reduce a su constituyente más simple, metano.

El shale gas es metano producido por depósitos de lutitas y otras rocas de grano fino. Grandes volúmenes de hidrocarburos pueden quedar almacenados en rocas, fracturas o poros muy pequeños con permeabilidad muy baja. El gas se almacena de tres maneras:

1. Absorbido por el kerógeno.
2. Atrapado en poros de sedimentos de grano fino intercalados en la lutita.
3. Confinado en sus fracturas internas.

El potencial gasífero y petrolífero de una roca de lutita está en función de su volumen (medido en espesor y extensión de área), riqueza orgánica (cantidad y tipo de materia orgánica) y madurez térmica (tiempo de exposición de la roca al calor). Debido a que la temperatura aumenta con la profundidad de sepultamiento de la roca y el gradiente térmico de la cuenca, el calor convierte la materia orgánica en kerógeno. Éste se convierte a su vez en bitumen que, a cierta temperatura, libera los compuestos del petróleo. Por ello la prioridad de los exploradores hasta ahora ha sido conocer el potencial petrolífero y de otros líquidos de alto valor en el mercado (Estrada, 2013).

Recursos de Lutitas Gasíferas.

En 2011, PEMEX estimó un potencial, considerando principalmente recursos de gas natural, en un rango de 150 a 459 TCF, con un recurso medio de 297 TCF, equivalente a alrededor de 60 miles de millones de barriles de petróleo equivalente (MMMbpe). En 2012, la paraestatal actualizó sus estimaciones para la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos-Burgos y Tampico-Misantla, en donde los resultados arrojaron que la proporción de aceite



de lutitas es más de la mitad de los recursos totales. Cabe mencionar que el recurso medio en términos de crudo equivalente, de 60 MMMbpe, es el mismo que el de las estimaciones de 2011.

PEMEX ha identificado un área prospectiva de 43,000 km². En la fase de evaluación, la paraestatal contempla realizar estudios sísmicos en un área de 10,320 km². Adicionalmente, para acelerar la evaluación de los recursos en las principales áreas prospectivas, el Fondo "Conacyt-Sener-Hidrocarburos" está financiando un proyecto de adquisición y análisis de sísmica, bajo la coordinación del Instituto Mexicano del Petróleo, en las principales áreas prospectivas del país, en una superficie de 2,700 km².

El desarrollo de dichos recursos significa para el país una oportunidad única para incrementar la producción futura de aceite y gas natural en el largo plazo, así como para detonar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación y desarrollo económico regional (SENER, 2012).

Se estima que los recursos potenciales totales de shale gas en los Estados Unidos pueden suponer entre 10 y 25 Tm³ de recursos recuperables, mayores que el volumen actual de 6,7 Tm³ de reservas probadas de gas en EEUU.

En los últimos cinco años se han presentado cambios estructurales muy marcados en el mercado de gas natural, asociados fundamentalmente a la explotación de reservas de lutitas gasíferas (shale gas), lo que ha generado un esquema de precios regionalizado, destacando por su bajo precio, el de la región de Norteamérica. En la Figura 1.33 se observa que el cambio de tendencia es notorio a partir de los años 2005 y 2006 (Martínez, 2014).

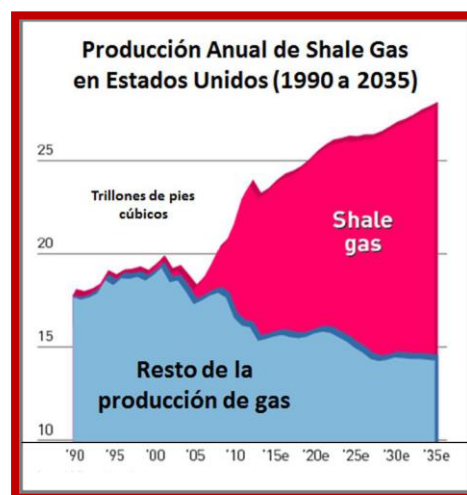


Figura 1.33. Comportamiento de la producción anual de gas en EUA (Tomado de EIA, 2007)



En Estados Unidos, la extracción del gas natural de las formaciones de lutitas (Figura 1.34) comenzó en los primeros tiempos del desarrollo de la producción de gas. Sin embargo, muchos de estos pozos nunca consiguieron producir cantidades apreciables de gas. El gas de lutita es actualmente el sector energético de crecimiento más rápido en los Estados Unidos, impulsado por los avances en la tecnología y la presencia de amplias cuencas de producción. En 1996, el gas de lutita en EEUU producía 8 bmc; en 2006 la producción había aumentado a 30 bmc. En 2005, ya había 14,990 pozos en los campos de lutita, y en 2007 se perforaron un número record de 4,185 pozos. Ya en 2008, la producción de gas de lutita fue de 55 bmc, más del 10% de la producción total de EEUU.

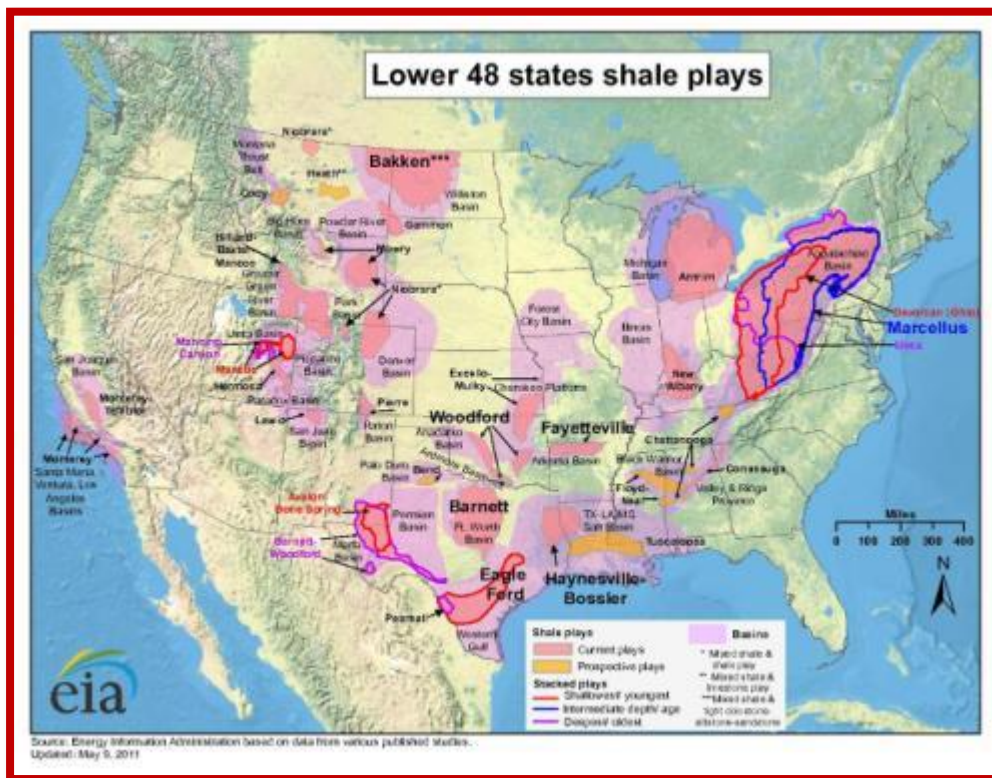


Figura 1.34. Principales cuencas con potencia de shale gas en Estados Unidos de América. (Tomado de EIA, 2011)

La mayoría de las cuencas de lutitas en los Estados Unidos se localizan en torno a los Apalaches (tabla 1.5). Estos yacimientos se formaron a partir de lodos en mares poco profundos que existían hace 350 millones de años, en el periodo Devónico de la era Paleozoica. Las dos mayores cuencas de lutitas son la Cuenca de Barnett, en Texas, y la de Marcellus, pero también hay un fuerte crecimiento en la producción de gas en Fayetteville y Haynesville, y crecimientos más modestos en otras regiones. En Canadá, las principales cuencas de lutitas son Horn River y Montney, ambas en el estado de Columbia Británica (Alonso, 2010).



Cuencas de Shale en EEUU	Producción estimada en 2009 (bmc)	% Producción en EEUU	Recursos recuperables
Barnett	45	7.8%	1080
Fayetteville	14	2.5%	1350
Haynesville	9	1.5%	810
Woodford	5	0.8%	3510
Marcellus	2	0.3%	5400
Otros	8	1,4%	0
Total EEUU	84	14.4%	12150
Montnet (Canada)	6		3510
Horn River (Canadá)	1		2700

Tabla 1.5. Principales cuencas de shale gas en Estados Unidos de América. (Tomado de *Advances Resources International*, 2010)



2. CUENCAS GASÍFERAS

2.1. PRINCIPALES CUENCAS PRODUCTORAS DEL MUNDO

2.1.2 CUENCA HORN RIVER

La cuenca Horn River abarca aproximadamente 11 mil millones m² de tierra en el noreste de la Columbia Británica, al norte de Fort Nelson (Figura 2.1). La exploración y desarrollo de Gas natural que ocurre en la cuenca de Horn River en los últimos años ha sido poco convencional. La llegada de la perforación horizontal combinado con la fractura hidráulica multietapa aumentó interés en liberar el potencial de gas de lutita.

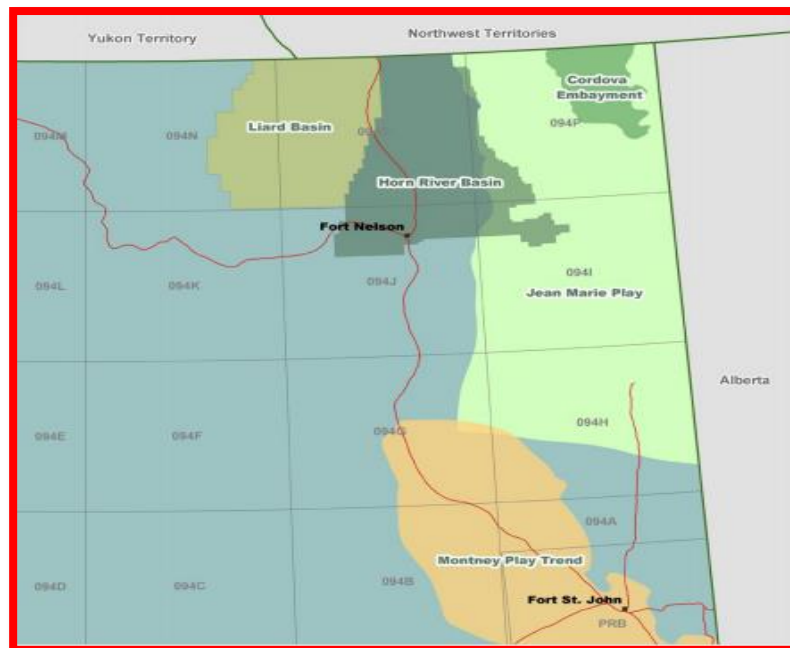


Figura 2.1 Extensión de la cuenca de Horn River (Tomado de Barker, 2017)

La producción en la Cuenca ha ido en constante aumento, representó el 28 por ciento de reservas recuperables de gas y crudo. Para diciembre de 2013 la producción diaria de gas alcanzó 176.7 millones m³ día gas natural de 203 pozos productores.

En la cuenca de Horn River estratigráficamente la Formación Muskwa es rica en materia orgánica y siliclastos, la lutita Otter Park y Evie de la cuenca están cubiertas por la lutita de la Formación Fort Simpson con intercalaciones de la plataforma de carbonatos Keg River.

La lutita Evie se compone de gris oscuro a negro, rica en materia orgánica, pirítico, variablemente caliza y lutita silíceas. Esta lutita se expone relativamente a altas lecturas de rayos gamma y de alta resistividad (Barker, 2014).



La lutita Otter Park engrosa considerablemente en el sureste de la cuenca, que se caracteriza a la vez por arcillas y facies calcáreas. La unidad se adelgaza hacia el norte y el oeste, exhibiendo mayor lecturas de rayos gamma (Figura 2.2).

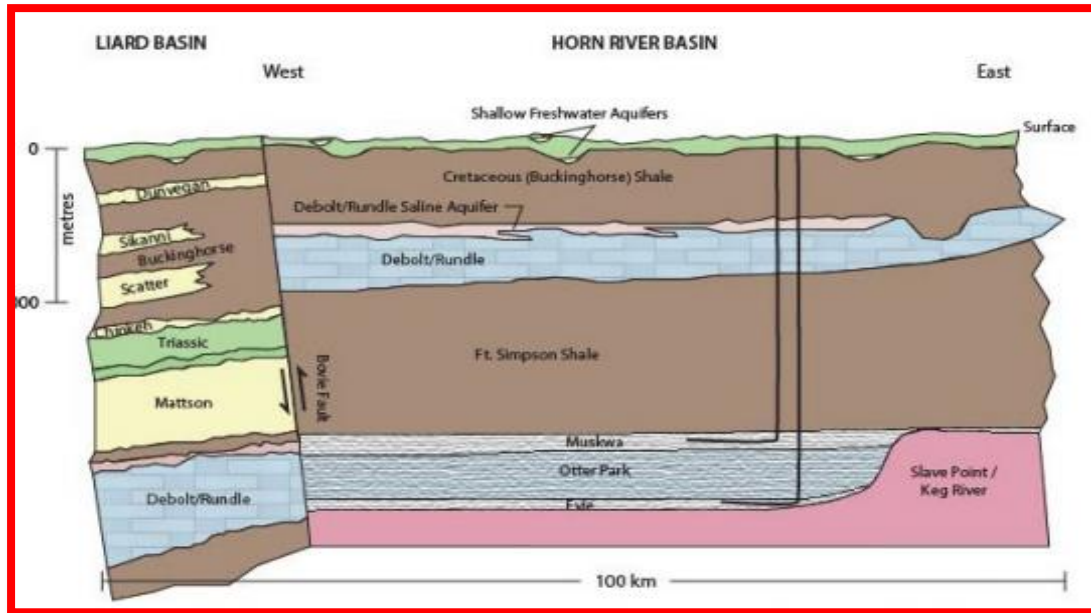


Figura 2.2 Sección de la formación Horn River (Tomado de Barker, 2017)

Características de la cuenca

- Intervalos de 1900m-3000m
- Estratos de 140m-280m
- TOC 1-5%
- Porosidad 3-6%
- Saturación de agua 25%
- Presión 20-53Mpa
- Temperatura 80°-160°

2.1.3 CUENCA DE FORT WORTH

La cuenca está limitada al este por la faja corrida y plegada de Ouachita, al norte por arcos de levantamientos en el basamento, al oeste por el Arco Bend, y al sur por el levantamiento Llano. La Cuenca fue formada durante la Orogenía Ouachita Paleozoica tardía, una secuencia de deformaciones relacionadas a veces con empujes durante la formación de la Pangea.

Características estructurales dentro de la cuenca son la falla Mineral Wells en el noreste, una falla de basamento que periódicamente se reactivó durante el paleozoico superior. Fallas normales menores y bloques de graben, presentes a lo largo de la Cuenca impactan



localmente su estructura y litología. Fallas y fracturas abiertas son raras en la formación Barnett estando casi todas las fracturas llenas de calcita en el tronco y en la base.

La Formación productiva Barnett se encuentra en la cuenca Fort Worth en el centro norte de Texas (Figura 2.3) y es el pionero en la producción de shale gas en EEUU. A partir de los años 80 la compañía Mitchell Energy empezó con pruebas pilotos para la producción de gas y años después en el 2003 mediante la combinación de pozos horizontales con múltiples fracturas logro su extracción en forma rentable. Su producción máxima fue alcanzada en Diciembre del 2011 con una producción de casi 6 billones de pie cúbicos por día. El desarrollo comenzó en el condado de Dalton y se fue extendiendo hacia 24 condados, abarcando un área de 12844720 m², con un total de 19600 pozos perforados y una producción acumulada de 4.8 trillones de metros cúbicos en Julio del 2014.



Figura 2.3 Ubicación de la formación Barnett (Tomado de Martín, 2015)

La Formación Barnett es de edad Missisipiense y reside encima de grupos carbonaticos, la formación Viola-Simpson y la formación Ellenberger. La formación Viola-Simpson se va adelgazando en la dirección NE al SW dejando a la formación Barnett directamente encima de la Ellenberger (Figura 2.4). También en forma lenticular en la dirección NE a SW esta la formación de piedra caliza Forestburg, una formación constituida por detritos de carbonatos, la cual divide a la formación Barnett en una parte superior y otra inferior. La formación Barnett se va engrosando en la dirección NE paralelo al eje Ouachita alcanzando un grosor de 154 m a una profundidad de 2467 m.

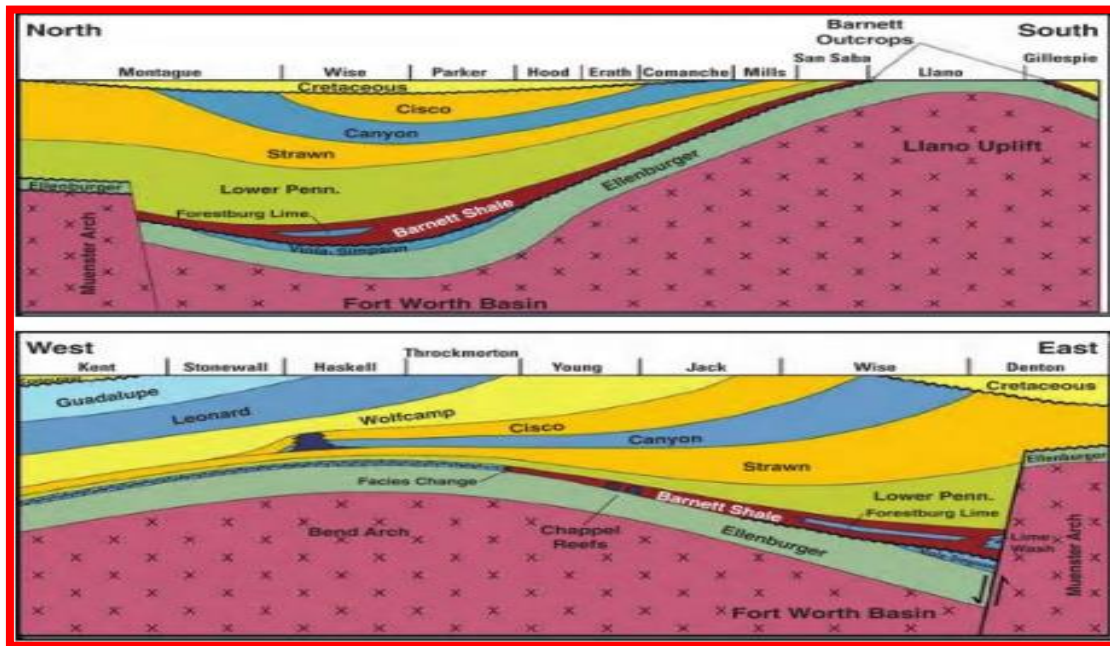


Figura 2.4. Se muestran los cortes estructurales en las direcciones Este-Oeste y Norte a Sur (Tomado de Martín, 2015).

La formación Barnett consiste mudstone (fangolita) rica en silíceo orgánico, caliza y en menor medida dolomita. Los intervalos de esquisto generalmente contienen alto contenido de sílice (35-50%), relativamente bajo contenido de arcilla (<35%), y significativo contenido de carbono orgánico (3-10%)(Martín, 2015).

Propiedades petrofísicas:

- Porosidad 3-6%
- Permeabilidad microdarcies a nanodarcies
- Saturación de agua, 25%
- Saturación de gas 75%
- Kerogemo tipo II
- Presión de yacimiento 3500 psi
- Temperatura 190° F

2.1.4 CUENCA DE TEXAS

La formación y depósitos extensos equivalentes a Eagle Ford se encuentran en el subsuelo como una unidad continua que se extiende a través de Texas (Figura 2.5). Aunque la mayoría de la formación Eagle Ford posee un elevado contenido de materia orgánica, el tamaño de los estratos han llevado a la exploración actual de petróleo y gas natural a concentrarse en el suroeste del Arco de San Marcos. Se eligieron estas áreas de



exploración y producción actual como localidades clave al establecer los límites del proyecto Eagle Ford.

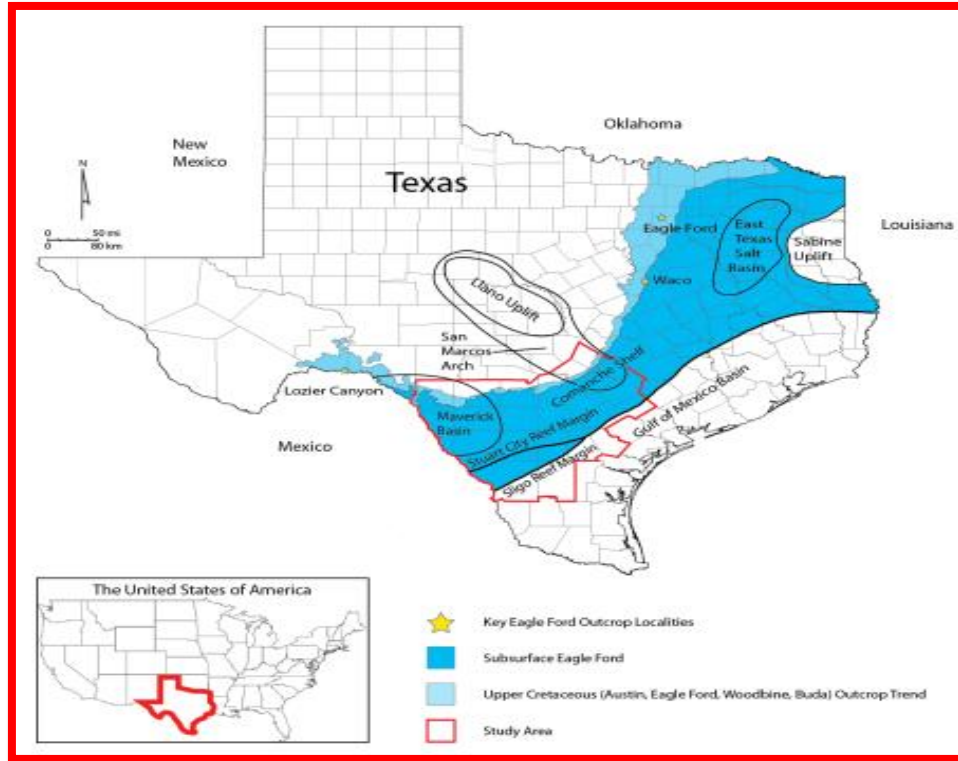


Figura 2.5 Mapa que muestra la distribución de la Formación Eagle Ford y rocas relacionadas en afloramientos y la subsuperficie de Texas (Cuenca Maverick, Comanche Estante, arrecifes del Cretácico, Arco San Marcos, Este de Salinas, Texas)(Tomado de Lee, 2011)

El área de estudio abarca la formación Eagle Ford (Figura 2.6) que se extiende desde el subsuelo poco profundo al este del afloramiento del Cretácico Superior. Las tendencias del afloramiento se asienta en las formaciones del cinturón suroeste-noreste consistentes en la formación Buda, Eagle Ford, y Austin en el sur de Texas (Figura 2.5).

La disposición de la formación Eagle Ford se distribuye suavemente al este y sureste hacia la cuenca del Golfo de México. Las profundidades alcanzados a lo largo del margen de la plataforma son de hasta 4317 m.

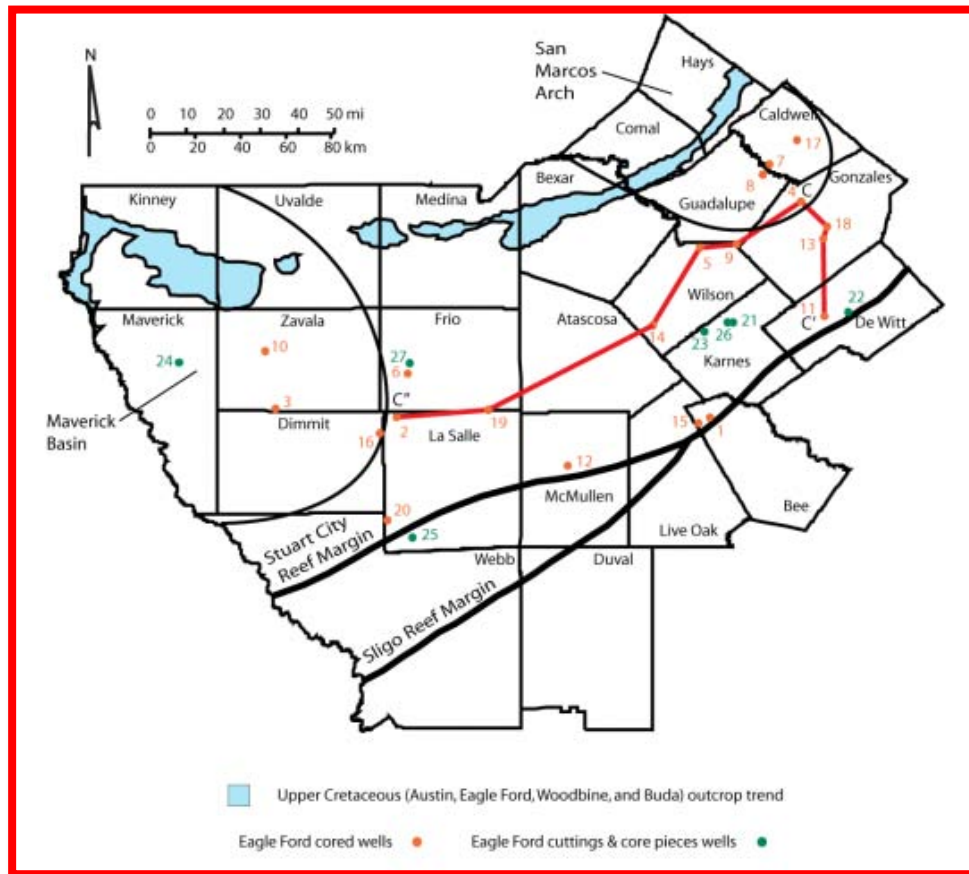


Figura 2.6 Mapa del área de estudio Eagle Ford mostrando pozos muestreados y la ubicación de secciones transversales regionales (Tomado de Lee, 2011).

Los márgenes del noreste y suroeste de la zona de estudio están limitadas por las principales características estructurales. El Arco San Marcos, una alta paleogeográfica / batimétrica, marca la medida en el noreste del área de estudio. La cuenca del Maverick y la frontera de Texas/México se combinan para formar la medida del suroeste de este estudio (Figura 2.6) (Lee, 2011).

La figura 2.7 y 2.8 muestran las secciones transversales a lo largo de la región mostrando la estratigrafía de la formación Eagle Ford.

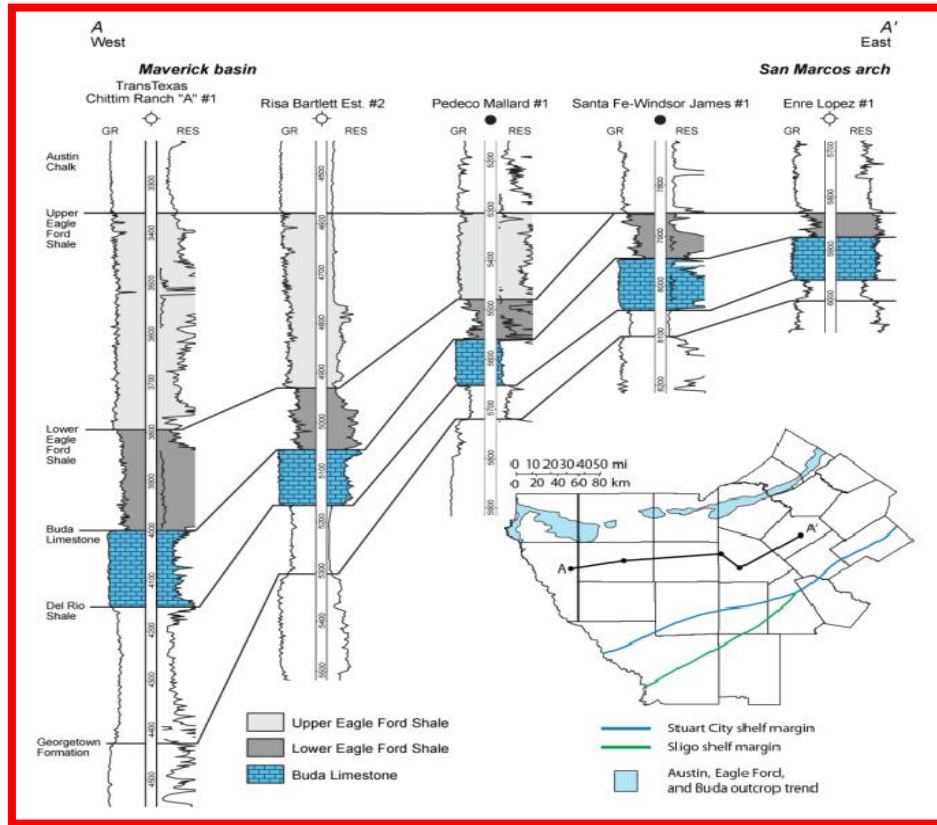


Figura 2.7. Sección transversal (A-A') a lo largo de la región mostrando la estratigrafía de la formación Eagle Ford y las unidades relacionadas en la Cuenca Maverick a el área del Arco San Marcos (Tomado de Lee, 2011).

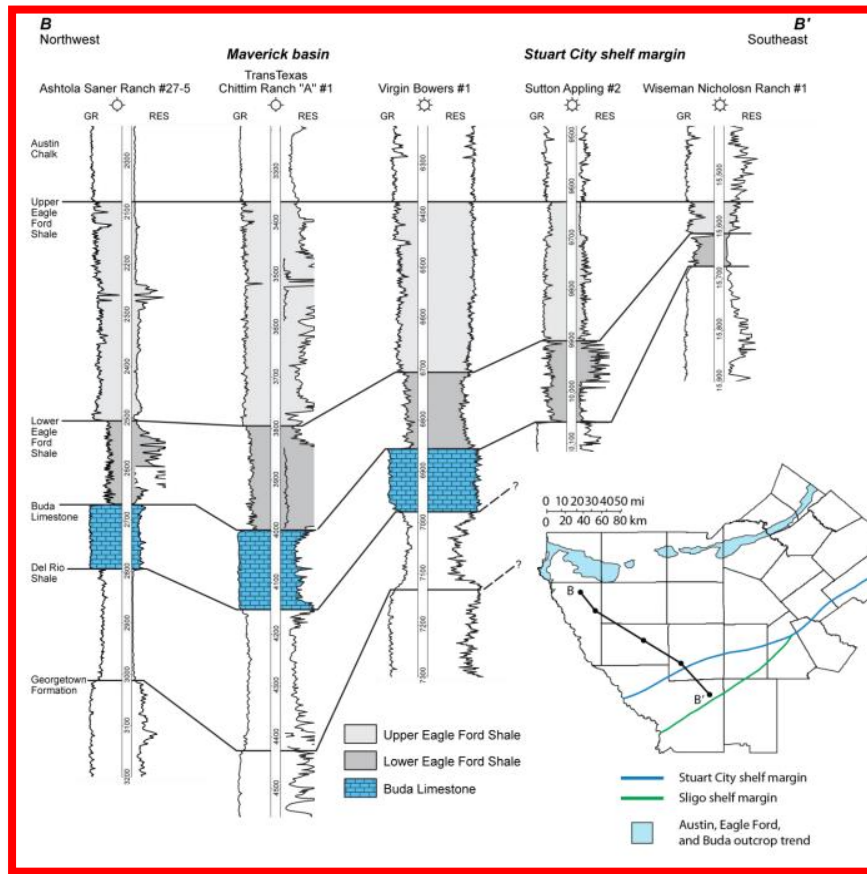


Figura 2.8. Sección transversal (B-B') a lo largo de la región dip mostrando la estratigrafía del Eagle Ford y unidades relacionadas de la Cuenca Maverick al Sligo Margen Shelf. Localización del área de estudio en Texas se muestra en la Figura (Tomado de Lee, 2011)

El play de gas y aceite de lutitas Eagle Ford ubicado dentro de la cuenca de Maverik Texas, contiene un alto componente de hidrocarburos líquidos, esto ha llevado a la definición del área en tres zonas: zona de aceite, zona de condensado y zona de gas seco. El play y la delimitación de las tres zonas se proporcionan en la figura 2.9.

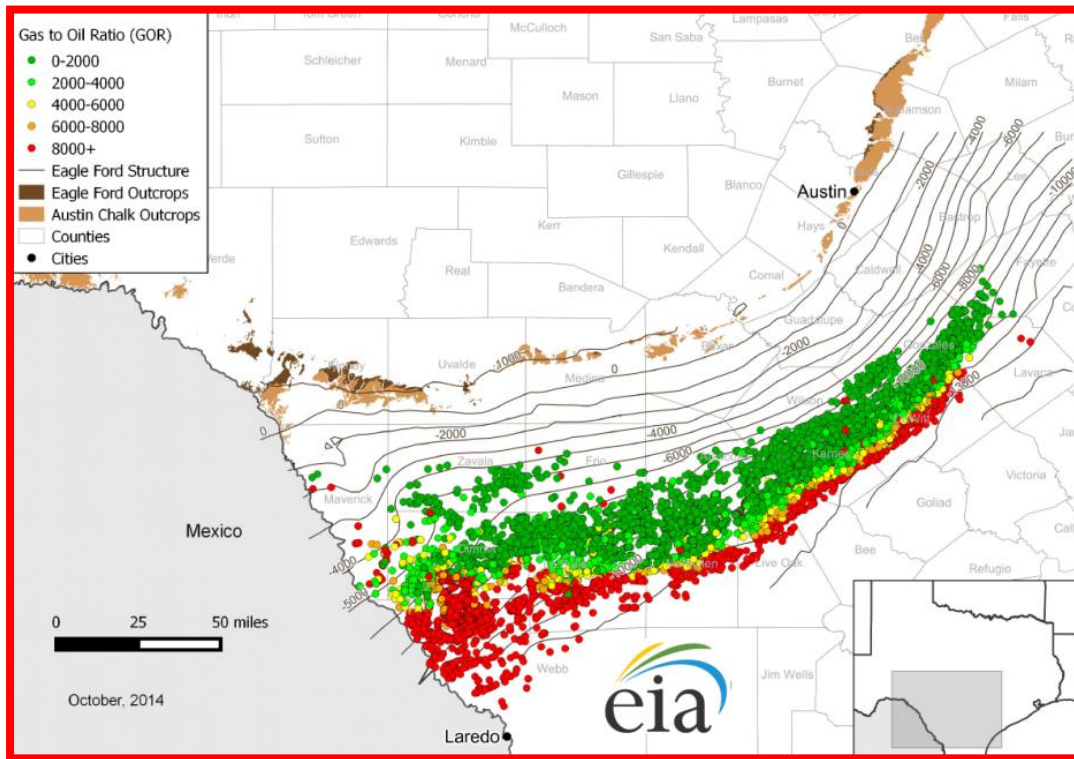


Figura 2.9. Delimitación de las zonas líquidas en el play Eagle Ford. (Tomado de U.S. Department of Energy, updates to the EIA Eagle Ford, play maps, 2014)

La lutita de Eagle Ford fue la primera unidad estratigráfica con producción de gas en Lutitas descubierta por Petrohawk en 2008 con la perforación del pozo inicial ubicado en el campo Hawkville en la ciudad La Salle, Texas, y a partir de Septiembre de 2010 se tienen terminados 162 pozos, aunque otras compañías tienen proyectos productivos mas antiguos en este tipo de rocas..

El área de Eagle Ford fue determinada usando mapas y registros, actualmente se ha estimado el área para la zona de gas seco en 321.8688 km². El mismo proceso se hizo para la zona de aceite y condensado, obteniendo en el área de condensado un estimado de 1432.3161 km² y 3593 km² estimado para el área de la zona de aceite (Porter, 2013).

La lutita de Eagle Ford es una formación del Cretácico Tardío teniendo hidrocarburos de materia organica que fue depositada en un ambiente de plataforma continental marina. La formación Eagle Ford es rica en materia organica con la mineralogía que van desde 40 hasta 90% de minerales de carbonatos, 15-30% de arcilla, y 15-20% de sílice (cuarzo). El contenido de carbono orgánico total (COT) oscila 2-12%, la madurez térmica (% Ro) 0,45-1,4%, gravedad API 28-62, porosidad 12.8%,. (EIA Eagle Ford, 2014).



2.2 PRINCIPALES CUENCAS PRODUCTORAS DE GAS EN MÉXICO

Los estudios geoquímicos indican que el petróleo que se produce en México ha sido generado, principalmente, por lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Jurásico Superior, y en menor proporción por rocas generadoras del Cenozoico y Cretácico. En las cuencas del sureste, el petróleo fue generado principalmente por las calizas arcillosas del Tithoniano, mientras que en la provincia Tampico-Misantla, segunda en importancia, el petróleo del Mesozoico y Cenozoico proviene de las formaciones Tamán y Pimienta del Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente. En ambos casos, el kerógeno es predominantemente del tipo II.

No se tienen indicios definitivos sobre el origen del gas y condensado que producen el Paleoceno, Eoceno y Oligoceno en la cuenca de Burgos, pero por sus características geológicas se deduce que provienen de las mismas lutitas Cenozoico encajonantes, ya que el Jurásico Superior se encuentra a grandes profundidades y no se concibe una migración vertical a través de los potentes espesores arcillosos sobreyacientes. Igual consideración se hace para el gas Cenozoico de la Cuenca de Veracruz, genéticamente relacionado con las lutitas del Mioceno, ricas en kerógeno tipo III.

En la provincia gasífera de Sabinas, la generación se adjudica a las lutitas del Kimmeridgiano-Tithoniano con kerógeno tipo III.

El territorio mexicano está cubierto por gruesas secuencias sedimentarias en un 75% de su superficie; sin embargo, la producción mayoritaria de petróleo y gas se restringe a las cuencas de la Planicie costera del golfo de México, con excepción de los yacimientos de gas de la Cuenca de Sabinas y de los recientemente descubiertos de aceite y condensado de la sierra de Chiapas. También se conoce la presencia de gas y condensado en el Golfo de California, pero aún no se explota ni se conoce el volumen de reservas de este yacimiento. La figura 2.10 muestra las principales cuencas de interés en México para la explotación de Hidrocarburos (González, 1992).

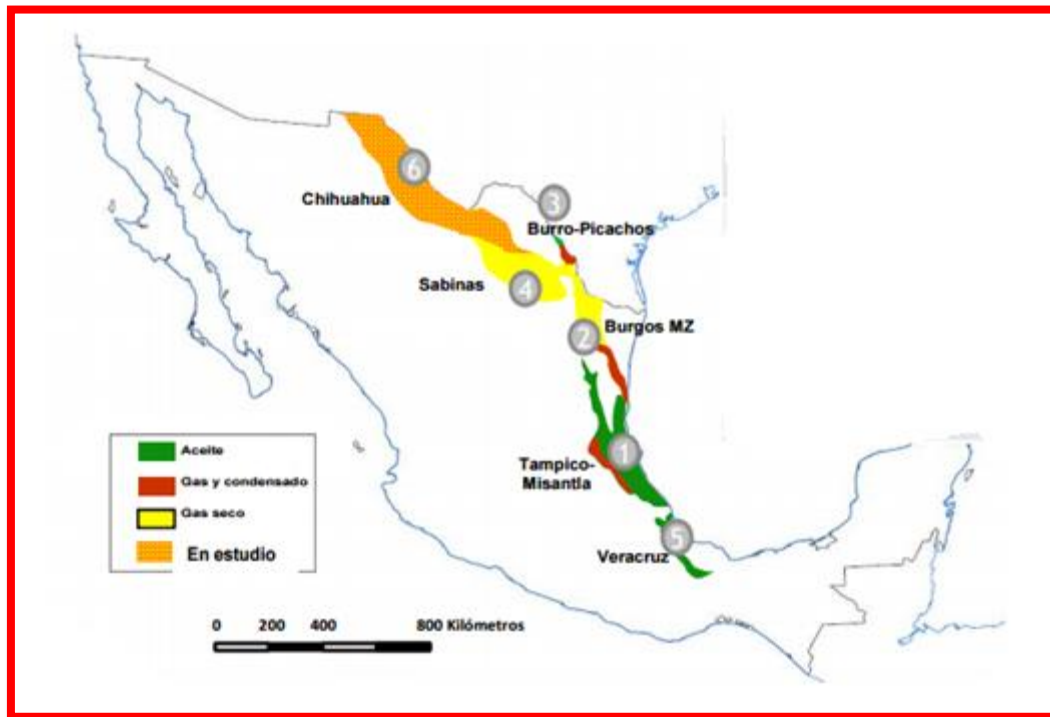


Figura 2.10. Principales cuencas sedimentarias de interés petrolero en México (Tomado de Escalera, 2012)

2.2.1 PROVINCIA PETROLERA DE BURGOS

Ubicación

La Cuenca de Burgos, 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 2.11) (Escalera, 2013).

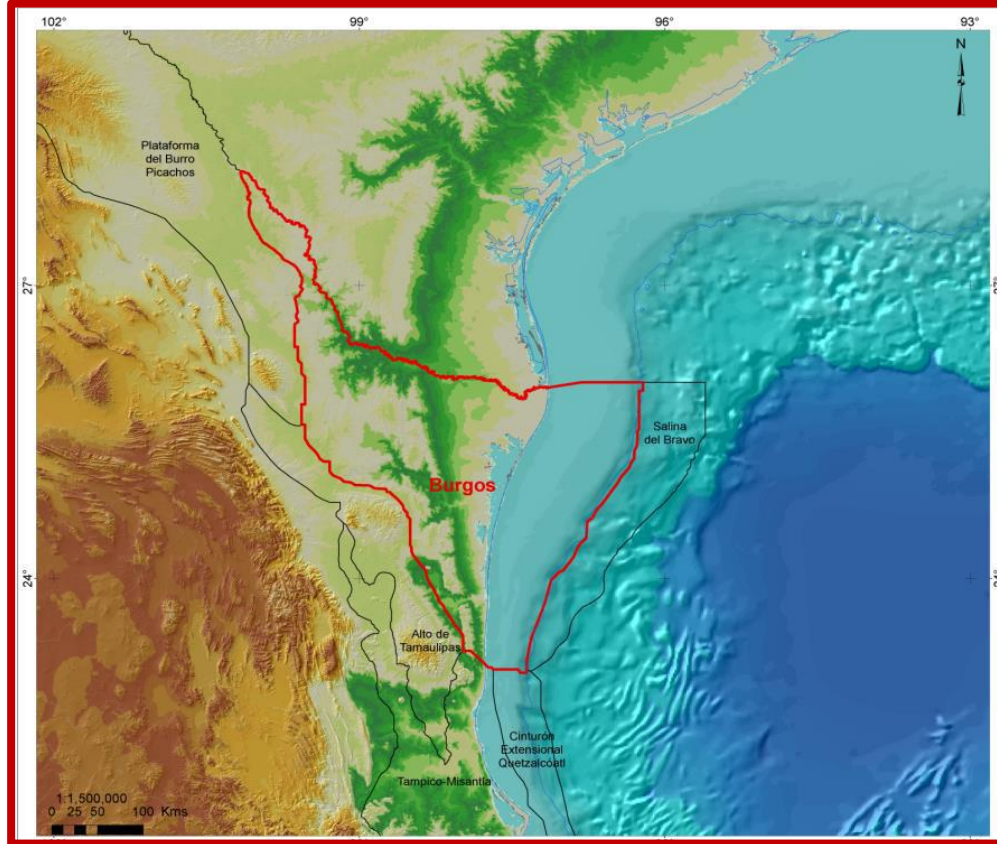


Figura 2.11. Ubicación geográfica de la Provincia Petrolera Burgos. (Tomado de Escalera, 2013)

Marco tectónico-estructural

La Cuenca de Burgos se originó a principios del Cenozoico y en ella se depositó una columna sedimentaria cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 m. Su geometría estratigráfica y estructural obedece a progradaciones que dieron lugar a un arreglo en forma de franjas, variando cronológicamente de occidente a oriente desde el Paleoceno hasta el Mioceno y obedecen primordialmente a regresiones marinas y a la actividad de fallas extensionales de crecimiento sinsedimentarias que desarrollaron estructuras “roll-over”. Siguiendo estos lineamientos estructurales se encuentran los campos petroleros de la cuenca en trampas estructurales, estratigráficas y combinadas (Figura 2.12).

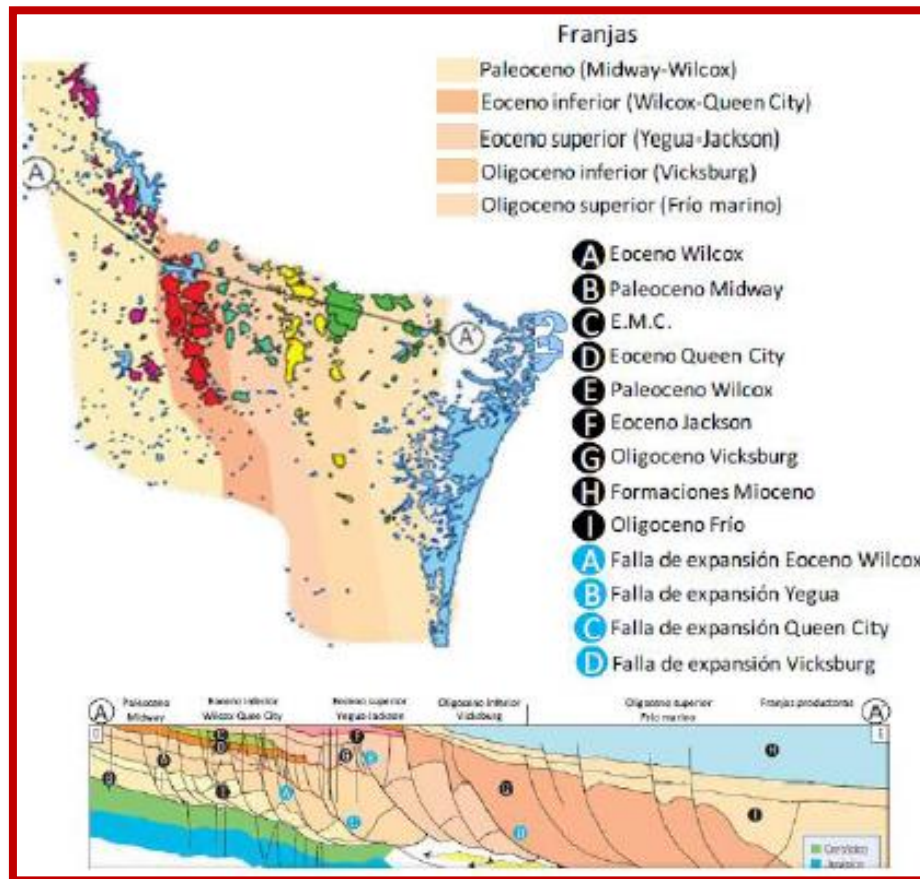


Figura 2.12. Franjas depositacionales y de producción de la Provincia Petrolera Burgos. Abajo: sección estratigráfica-estructural regional. (Tomado de Escalera, 2013)

Las fallas de crecimiento presentan caída hacia el oriente, pudiéndose distinguir en el área tres grandes estilos de fallamiento normal (Figura 2.13), uno hacia la porción occidental que involucra la franja del Paleoceno, en donde predominan las fallas normales postdepositacionales, otro hacia las denominadas franjas del Eoceno y Oligoceno en las cuales son comunes las fallas sinsedimentarias de mediano a bajo ángulo, y finalmente una zona en donde las fallas son también de crecimiento pero con trazas que tienden a la verticalidad y que afectan predominantemente la columna del Mioceno.

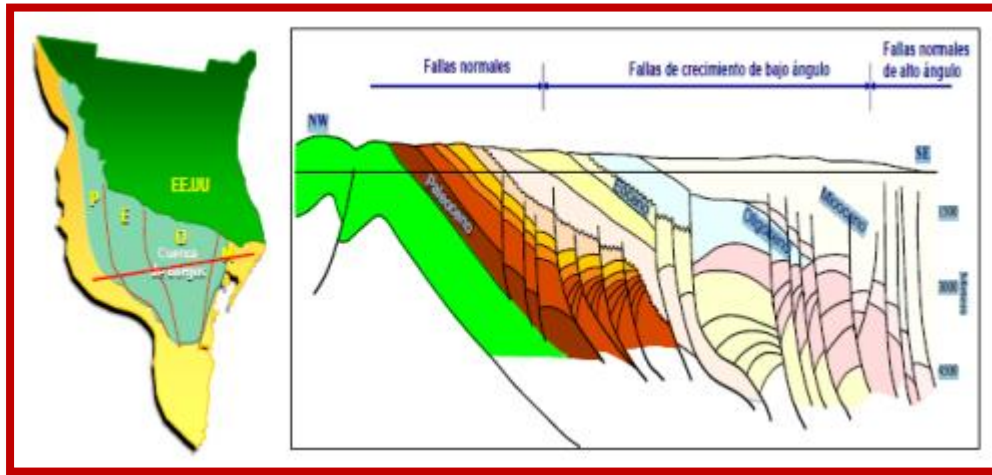


Figura 2.13. Distribución de franjas progradantes y estilos estructurales. (Tomado de Escalera, 2013)

Para la denominada Franja del Paleoceno la acción de fallas de crecimiento es de poca intensidad, sin embargo para la Franja del Eoceno estos crecimientos son notables desarrollándose trampas estructurales de tipo roll-over asociadas a fallas de crecimiento de bajo ángulo que generalmente despegan sobre sedimentos arcillosos del Paleoceno inferior. Para el Eoceno superior, la acción de estas fallas de crecimiento se desplaza al oriente donde se tienen expansiones considerables a nivel del Eoceno Yegua y Jackson así como anticlinales de tipo roll-over.

Durante el Oligoceno el sistema de fallas de crecimiento migran espacialmente hacia la región central de la cuenca, la columna sedimentaria se ve afectada por un gran número de fallas lístricas que tienen como característica ser de bajo ángulo, que por lo general tienen su plano de despegue sobre rocas del Eoceno y Oligoceno y que regularmente dan lugar a gruesos depósitos de terrígenos en los bloques bajos de las mismas, así como grandes estructuras de tipo roll-over.

El estilo estructural que se observa para la Franja del Mioceno, comprendida en la porción oriental de la cuenca, es dominado por fallas de crecimiento caracterizadas por ser de alto ángulo, de corto espaciamiento entre una y otra, dando lugar a bloques rotados y estructuras anticlinales colapsadas y afectadas por numerosas fallas, posiblemente como resultado del emplazamiento de núcleos arcillosos.

A principios del Mesozoico, el área de la Provincia Petrolera Burgos estuvo expuesta a una tectónica de tipo extensional asociada a la etapa de la apertura del Golfo de México, este sector estaba limitado al occidente con elementos altos (Tamaulipas, Picachos y San Carlos) a través de fallas regionales de desplazamiento lateral izquierdo que jugaron un papel muy importante para el desprendimiento del Bloque Yucatán. La sedimentación sin-“rifting” estuvo caracterizada por depósitos de lechos rojos y sal. Del Jurásico Superior y hasta término del Mesozoico el área correspondió a una cuenca marina somera con amplias plataformas, localizada en la margen oriental del Paleo Golfo de México, donde tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas.



Al término del Cretácico Superior y durante parte del Cenozoico se desarrolló el evento orogénico Laramídico que ocasionó levantamiento y plegamiento en el occidente de la cuenca, para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental, este levantamiento fue acompañado por el desarrollo de cuencas, paralelas al cinturón plegado (cuencas de foreland), entre ellas la denominada Cuenca de Burgos hacia el frente de la Sierra Madre Oriental, que operó como centro de recepción del gran volumen de sedimentos. De esta manera gruesas secuencias de areniscas y lutitas de ambientes que varían de marginales a francamente marinos, progradaron sobre el margen de la plataforma Cretácica durante el Cenozoico. El Levantamiento tectónico y la sedimentación asociada provocó el inicio de fallamiento extensional en la porción occidental de la cuenca a partir del Paleoceno, en el Eoceno este sistema extensional se caracterizó por fallas de crecimiento que fueron aumentando en intensidad. Los niveles de despegue del sistema extensional se ubicaban en el límite Eoceno y Oligoceno con grandes fallas de crecimiento y conformando a partir de este tiempo un sistema ligado de extensión-contracción (Figura 2.14), que provocó hacia el oriente de la cuenca grandes movilizaciones de cuerpos de arcilla y salinos en su porción marina y la formación del Cinturón Plegado Perdido más al oriente. El sistema extensional continuó migrando hacia el límite oriental de la Cuenca durante el todo el Neógeno.

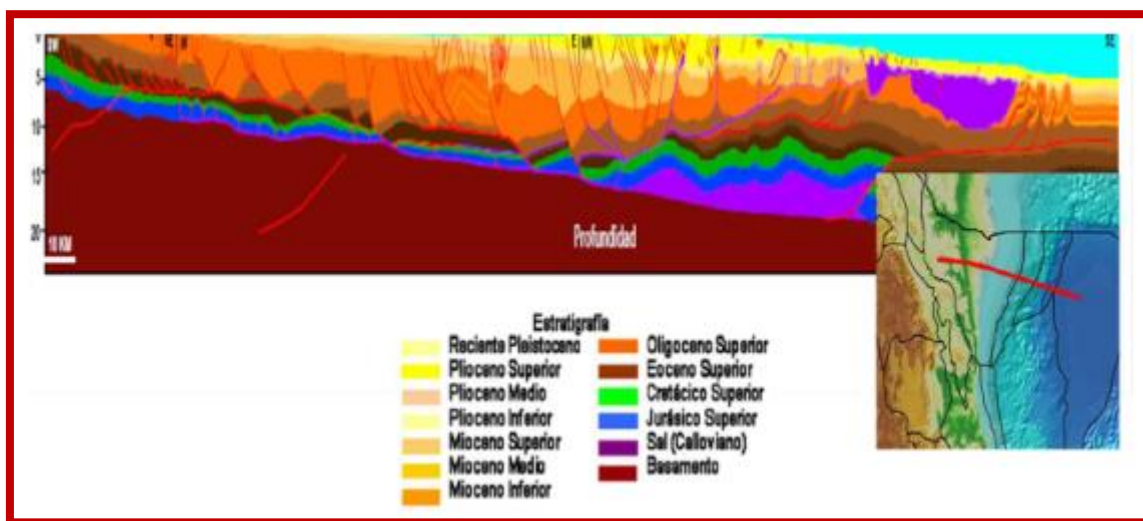


Figura 2.14. Sistema ligado extensión-contracción (Tomado de Escalera, 2013).

Marco estratigráfico y ambientes de depósito

La columna sedimentaria de la Provincia Petrolera Burgos abarca todo el Cenozoico y yace sobre rocas del Mesozoico (Figura 2.15). El espesor máximo calculado en el depocentro de esta cuenca es de aproximadamente 10,000 metros y está compuesto litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas, depositadas en un patrón general progradante hacia el oriente.

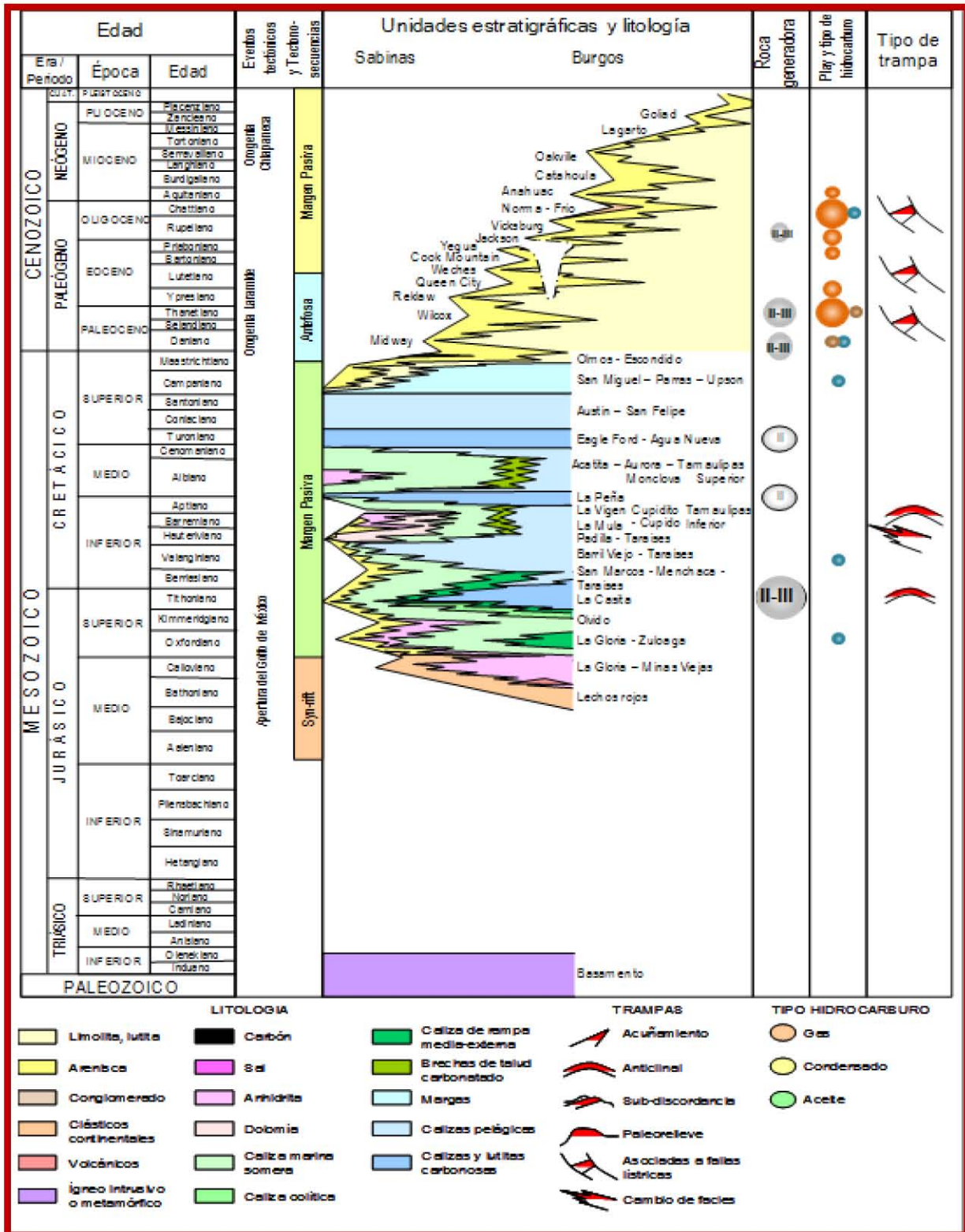


Figura 2.15. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Burgos (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).



A principios del Paleoceno se inició una transgresión hacia el poniente de la Cuenca de Burgos, favoreciendo el depósito discordante de areniscas turbidíticas sobre una superficie erosionada (Formaciones Midway y Cretácico Superior Navarro- Taylor). Estos depósitos presentan una distribución restringida, siendo sus ambientes de depósito de plataforma interna a media, con batimetrías de nerítico interno a medio, desarrollándose sistemas de abanicos de borde de plataforma, mientras que en la parte central se desarrollaron sistemas de abanicos de talud y piso de cuenca con batimetrías de nerítico externo a batial (Figura 2.16)(Escalera, 2013).

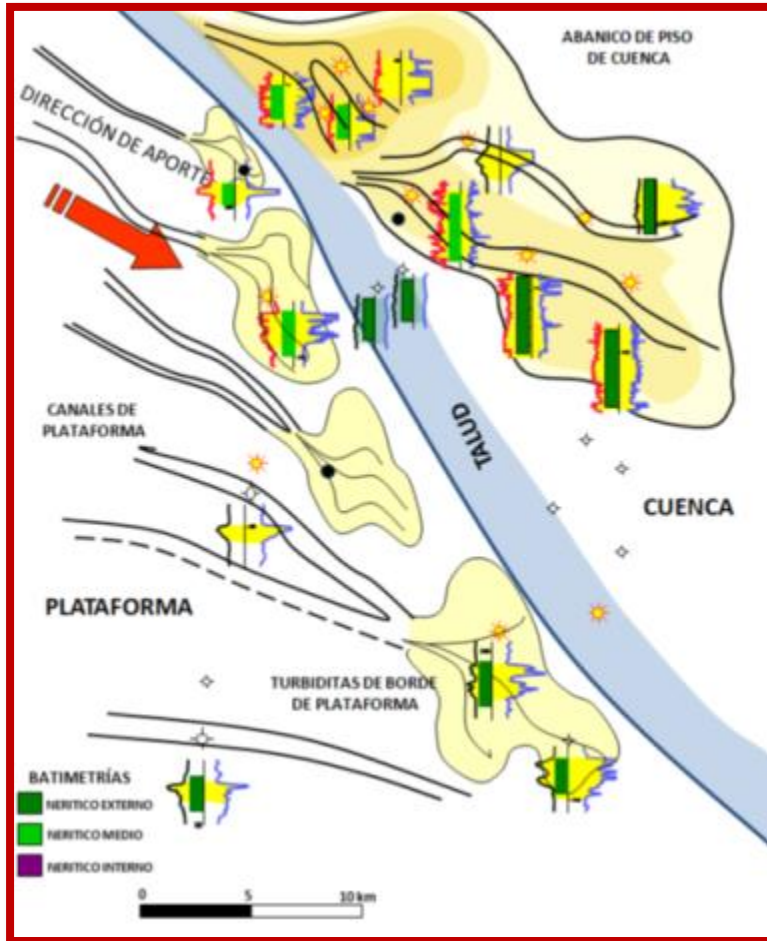


Figura 2.16. Modelo de depósito del Paleoceno Midway (Tomada de Escalera, 2013).

En la Cuenca de Burgos los plays no convencionales que están presentes son los del Cretácico Superior (Formación Eagle Ford) y Jurásico Superior (Formación Pimienta) (Figura 2.17). Dentro de las principales características de los plays de Burgos se encuentran las siguientes:



Cretácico Superior Eagle Ford-Agua Nueva:

- Ventana de aceite y gas
- COT: 1.3 %
- Tipo de Kerógeno: II

Jurásico Superior Pimienta:

- Ventana de gas húmedo/seco
- COT: 1-5.5 %
- Tipo de Kerógeno: II/III

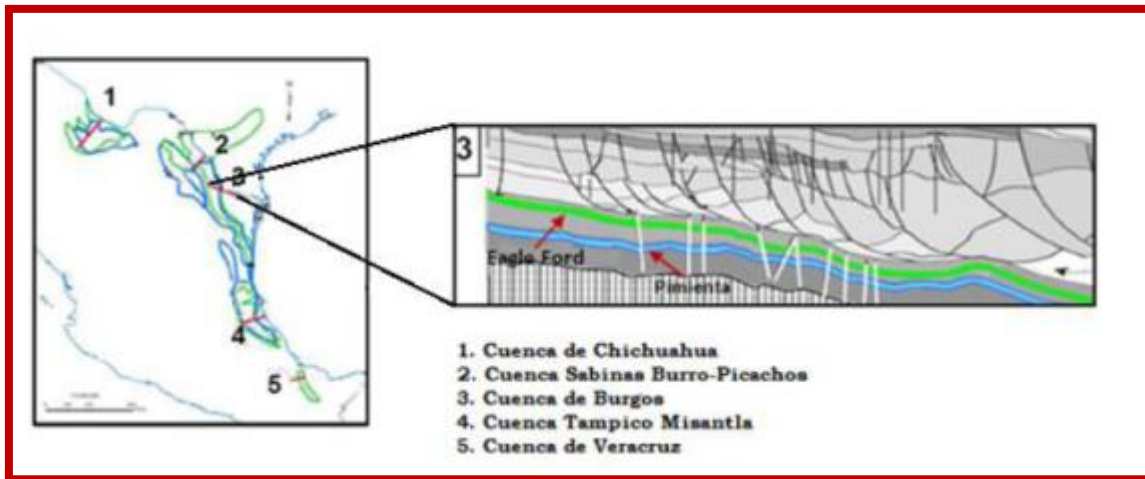


Figura 2.17. Esquema Geológico Estructural de la Cuenca de Burgos para los plays Eagle Ford y Pimienta (PEMEX, 2012)).

Formación Eagle Ford (Play Cretácico Superior)

Fue la primera reconocida como el mayor play de gas natural, ahora es considerada la 6° más grande descubierta en E.U. Tiene un área prospectiva de 34,700 km². El tipo de hidrocarburo esperado es primordialmente gas seco y húmedo. El Cretácico Superior Eagle Ford tiene un recurso del orden de 27 a 89 con una media de 55 MMMMpc. Con los pozos E-1 y H-1 se comprobó la continuidad de las zonas de gas seco y gas húmedo del play Eagle Ford.



El pozo P-1 productor de gas seco probó la extensión de este play hacia la Cuenca de Sabinas. Con los pozos N-1 y M-1 se exploraron las zonas de aceite y gas húmedo respectivamente, con resultados parcialmente concluyentes (Figura 2.18). Se interpretan dos facies a partir de registros y núcleos:

- Facies de calizas arcillosas/lutitas calcáreo-carbonosas
- Facies de calizas/calizas arcillosas/lutitas calcáreo-carbonosas

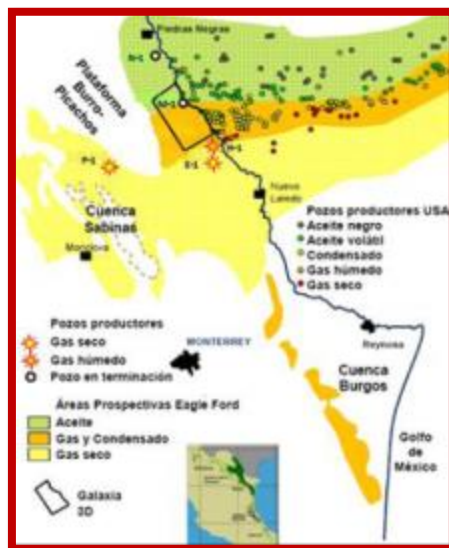


Figura 2.18. Play Eagle Ford (Tomada de PEMEX, 2012).

Pimienta (Play Jurásico Superior)

Se localiza en la porción noreste de la República Mexicana dentro de los estados de Nuevo León y centro de Tamaulipas. Para México el primer play estudiado y propuesto como no convencional de lutitas gasíferas de edad Jurásico Superior, estudiado a partir de 2011 en la Cuenca de Burgos.

El nombre de Pimienta fue propuesto informalmente por Heim en 1926, denominándola “Capas Pimienta”, cuya localidad tipo se ubica 1 km al norte del poblado La Pimienta, SLP. Originalmente descrita como calizas negras densas de estratificación delgada con capas de pedernal. Con el paso del tiempo, el término de Formación Pimienta se acuñó para definir a los depósitos tithonianos de mar abierto en el noreste de México.

Tiene un área prospectiva de 42,300 Km², el tipo de hidrocarburo esperado es gas seco, húmedo y aceite ligero. El play Jurásico La Casita-Pimienta cuenta con un recurso de 54 a 163 con una media de 109 MMMMpc.

Con el fin de evaluar el Jurásico Superior en el área sur de Burgos, se perforó el pozo A-1 y posteriormente se perforó el pozo Nu-1 (Figura 2.19).



Figura 2.19 Play Jurásico Superior Pimienta (Tomada de PEMEX, 2012).

La Formación Pimienta tradicionalmente se había considerado como un solo paquete homogéneo de lutitas negras, depositado en un ambiente marino profundo de carácter anóxico, cuyas características de roca generadora son excelentes, capaces de alimentar gran parte de los yacimientos dentro de la Cuenca de Burgos, sin embargo actualmente es considerada como un play no convencional de lutitas negras carbonosa, que no solo funge como roca generadora, sino también como roca almacén y sello, en la cual se pudieron interpretar por medio de núcleos y registros, 3 unidades litológicas: Unidad Inferior, Unidad Media y Unidad Superior (Figura 2.20).

Para las tres unidades estratigráficas es notoria la presencia en la porción central de la cuenca una litología homogénea de lutitas negras carbonosas, cuyo depósito alcanzó su mayor distribución geográfica durante el tiempo en que se formaron las unidades media y superior, y que al igual que los paleoelementos presentes estuvo controlada por la variación del nivel del mar. Dichos paleoelementos fueron cubiertos durante un evento de inundación que separó las unidades media y superior.

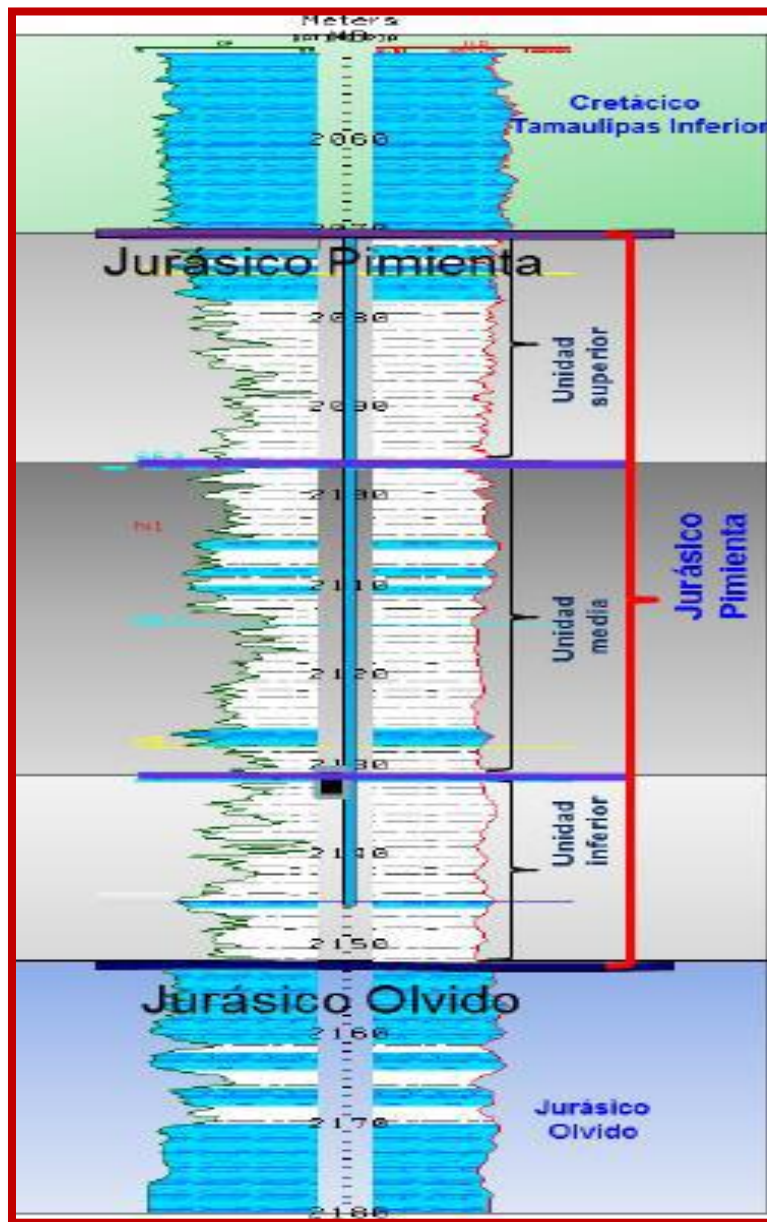


Figura 2.20. Registro geofísico del pozo A-1 donde se diferencian las 3 unidades litológicas de la Formación Pimienta (Tomado de Pérez, 2014).

La mayor influencia de los paleoelementos tuvo lugar durante el depósito de la unidad inferior, representada por sedimentos terrígenos en las periferias de estos altos; así mismo, en la porción sur de la cuenca, una franja de carbonatos posterior a los terrígenos, incluyendo el área del pozo A-1; hacia el norte, cercano al alto del basamento persiste una litología de lutitas y calizas intercaladas. Durante el depósito de la unidad media, las regiones cercanas a los paleoelementos continuaron con el aporte de sedimentos



terrígenos; posteriores a ellos se localizan áreas con litología intercalada de lutitas y calizas, muy bien representada en el pozo A-1 al sur; en tanto que para la porción central de la cuenca la distribución de lutitas negras CARBONOSAS alcanza su máximo desarrollo.

La unidad superior presenta en la porción norte de la cuenca, una litología de lutita negra Carbonosa homogénea. La porción centro-oeste y sur, consiste de cuerpos de lutitas con intercalaciones de calizas y una unidad de lutitas negras Carbonosas con alto contenido de Sílice, producto en parte de organismos planctónicos (Figura 2.21).

Las condiciones anteriores y de madurez térmica son las adecuadas para la prospección de gas húmedo y aceite, como lo muestran las evidencias de impregnación de aceite y la fluorescencia en muestras de canal, así como el reporte de gasificaciones en este nivel estratigráfico, acentuándose esto hacia la porción sur del área. Mantiene su continuidad lateral hasta la cuenca de Tampico-Misantla, sin embargo cambia lateralmente de facies hacia la Cuenca de Sabinas.

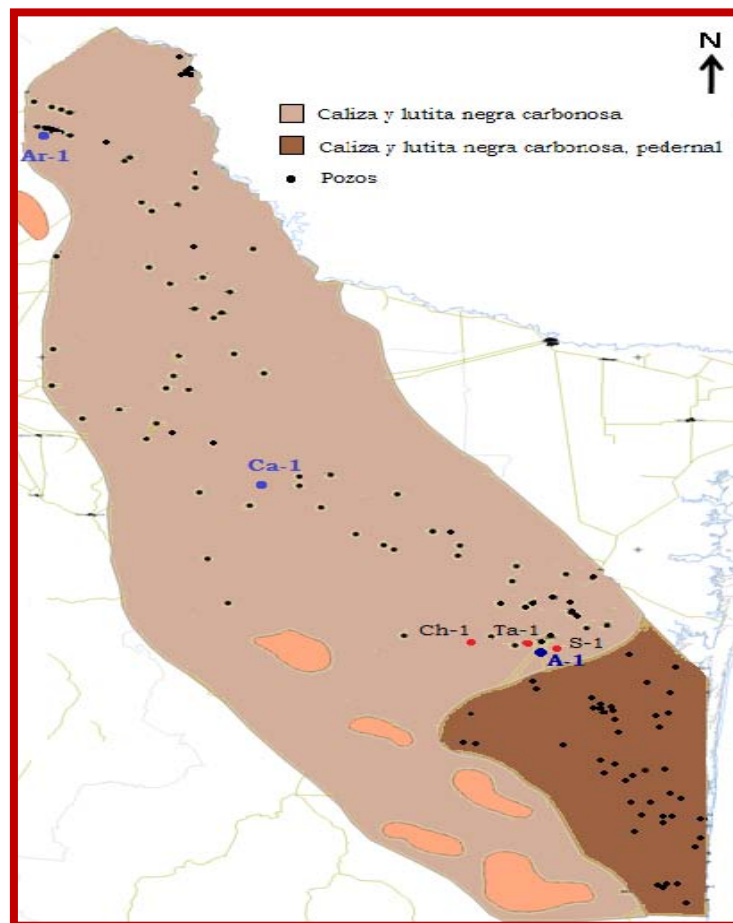


Figura 2.21. Mapa de litofacies de la Formación Pimienta (Tomado de Pérez, 2014).



La Formación Pimienta comprende la totalidad del Tithoniano, sobreyace a la Formación Olvido y subyace a la Formación Taraises en la porción norte, y a la Formación Tamaulipas Inferior en la porción sur y central (Figura 2.22).

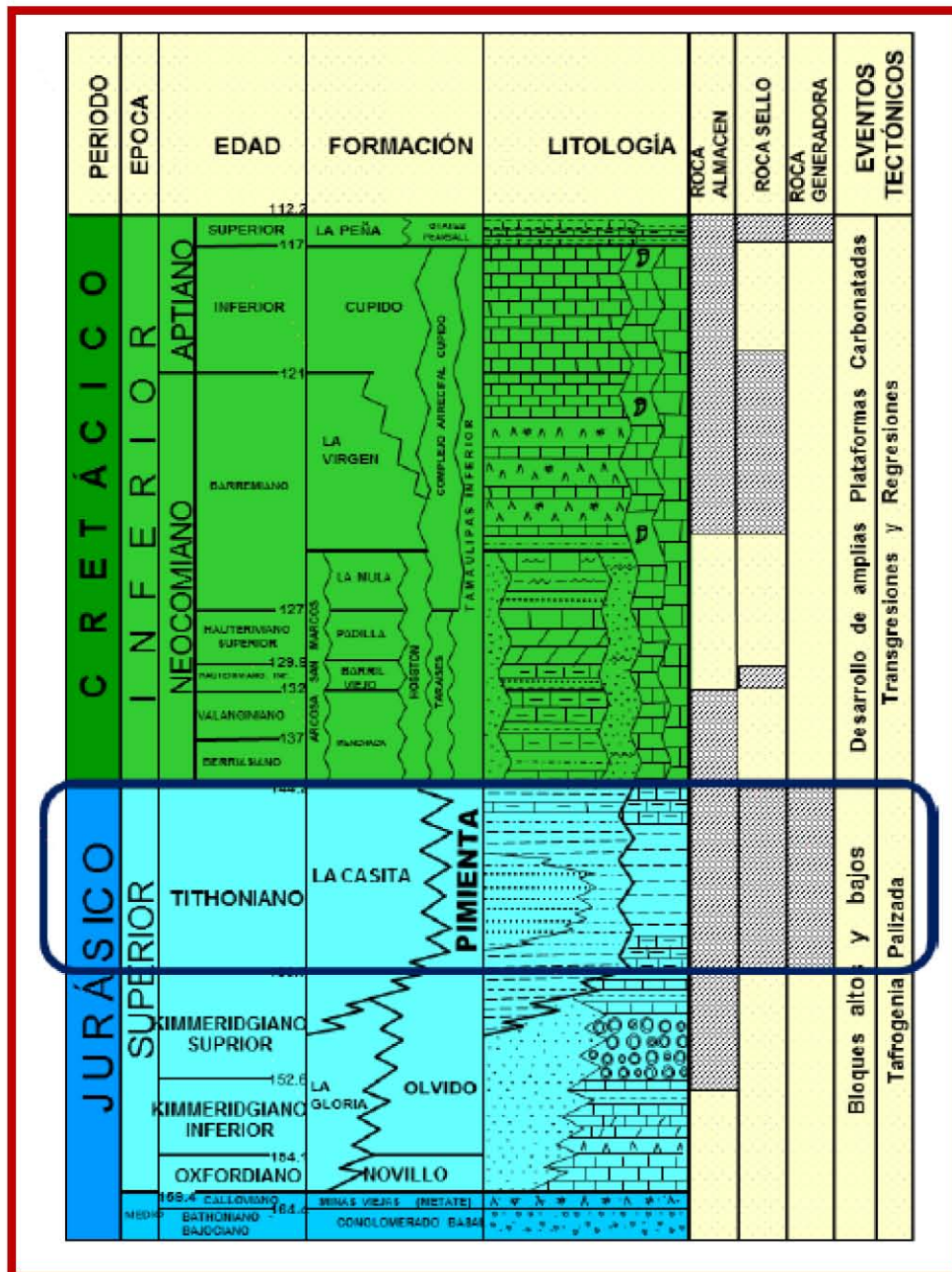


Figura 2.22 Ubicación Estratigráfica de la Formación Pimienta (Tomada de Pérez, 2014).

Paleontológicamente se caracteriza por biofacies bien definidas, la porción basal de la formación contiene asociaciones de calciesferúlidos propios de la biofacies de *Parastomiosphaera malmica* en conjunto con *Rhaxella sorbyana*.



La porción media, contiene abundante *Saccocoma arachnoidea* y radiolarios, mientras que la parte superior está caracterizada por los calpionélidos propios del Jurásico Superior, tales como variedades de *Crassicollaria sp.*, así como *Calpionella alpina* (forma grande) y *Tintinopsella carpathica* (forma chica). Cantú en 1989, menciona la presencia de *ammonites* del Tithoniano Superior, estudiados en algunos pozos cercanos al área de estudio, reportando hacia la porción superior de la formación los géneros *Salinites*, *Kossmatia*, *Proniceras* y *Paradontoceras*; mientras que la porción media está representada por *Haploceras*, *Acevedites* y la ocurrencia del *lamelibranquio Inoceramus bassei* (Figura 2.23)(Pérez, 2014).

PERIODO	PISO	M. A.	BIOFACIES
JURÁSICO SUPERIOR	TITHONIANO TARDÍO	144.20	<i>Crassicollaria</i>
		146.40	<i>Saccocoma arachnoidea</i>
	TITHONIANO TEMPRANO	148.90	<i>Parastomiosphaera malmica/ Rhaxella</i>
		150.70	

Figura 2.23. Columna Estratigráfica donde se muestran las Biofacies de la Formación Pimienta (Pérez, 2014).

2.2.2 PROVINCIA PETROLERA SABINAS-BURRO-PICACHOS

Ubicación

Esta provincia se ubica en el noreste de México y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León. Limita al sur con las Provincias Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Parras – La Popa y Plataforma de Coahuila, al occidente con Chihuahua, al oriente y norte con los EUA, incluye la Plataforma del Burro Picachos y es productora de gas seco (Figura 2.24) (Escalera, 2013).

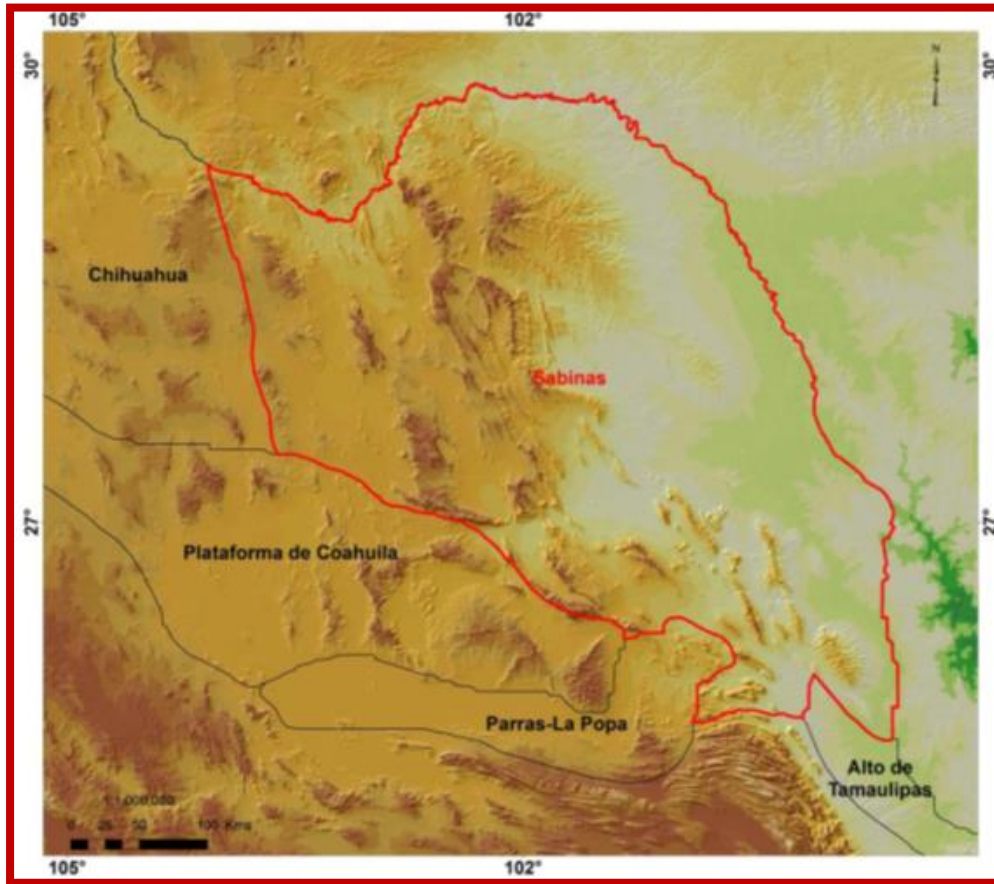


Figura 2.24. Mapa de localización de la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos. (Tomado de PEMEX, 2013)

Marco tectónico estructural

Estructuralmente su paleogeografía corresponde a una cuenca intracratónica, resultado de la segmentación en bloques del Cinturón Orogénico Marathon-Ouachita con desplazamiento relativo entre éstos, definiéndose posteriormente durante la disgregación de la pangea, un sistema de fosas y pilares que conformaron las depresiones que actuaron como receptáculos de sedimentos, probablemente desde finales del Triásico; en este marco destacan como paleoelementos positivos la Península de Tamaulipas y altos de Picachos y San Carlos (Plataforma Burro-Picachos) en el noreste e Isla de Coahuila (Plataforma de Coahuila) en el suroeste y como depresión la propia Cuenca de Sabinas, (Figura 2.25).

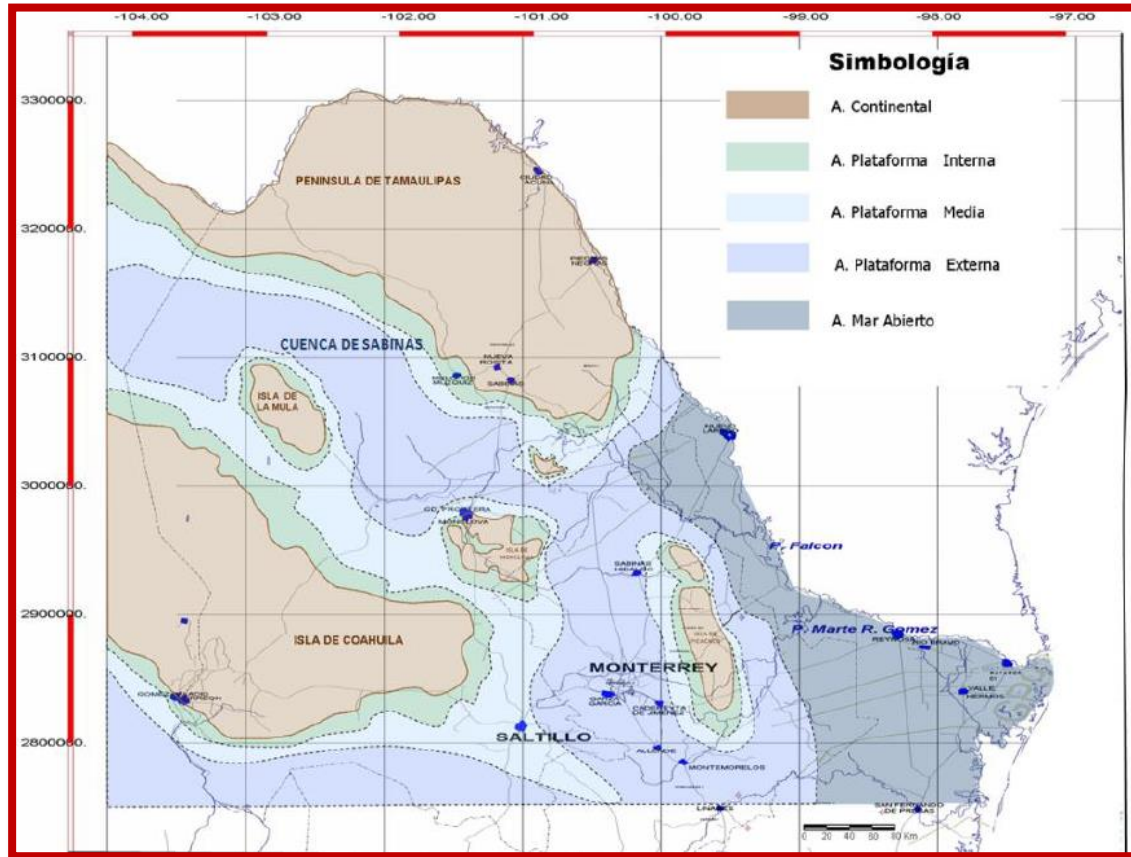


Figura 2.25. Mapa de distribución de paleoelementos y ambientes que controlaron la sedimentación en la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos para el Jurásico Tardío. (Tomado de PEMEX, 2013)

La formación de estructuras en el Golfo de Sabinas y elementos circundantes está relacionada a la deformación contraccional de la Orogenía Laramide que afectó el área principalmente del Paleoceno al Eoceno Medio.

Se observan en la cuenca cuatro estilos estructurales: (Figuras 2.26 y 2.27)

- a) Pliegues anticlinales alargados, estrechos, disarmónicos y bifurcados donde las evaporitas jurásicas están presentes.
- b) Anticlinales de alto relieve con núcleos erosionados hacia los márgenes de la cuenca donde las evaporitas jurásicas están ausentes.
- c) Estructuras de relieve suave, cubiertas por rocas más jóvenes desarrolladas en el área de influencia de la Península de Tamaulipas.
- d) Estructuras anticlinales tipo caja y cóncavas hacia las áreas de la cuenca, en donde las evaporitas tienen los mayores espesores.

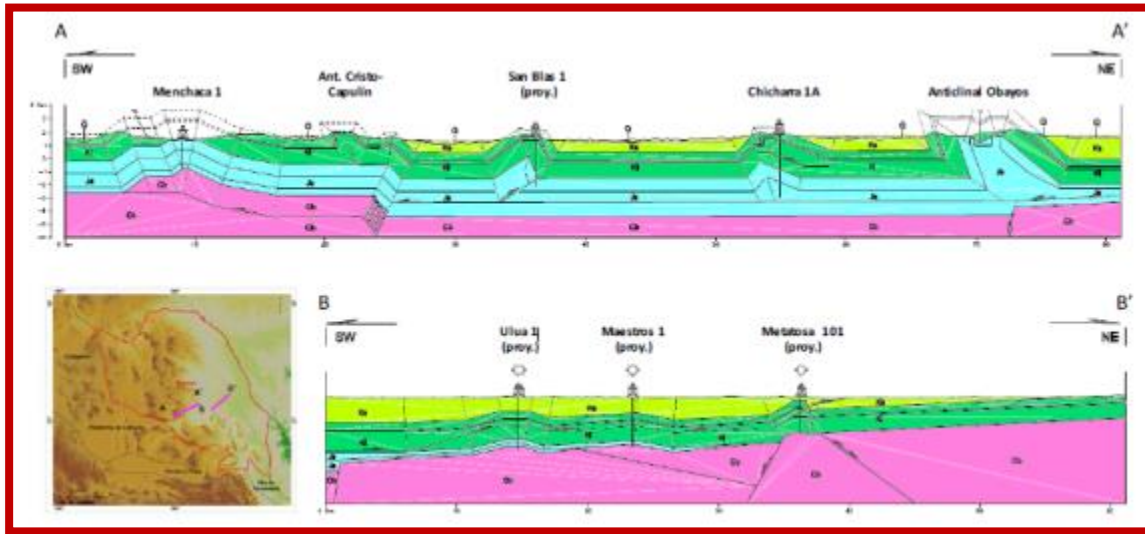


Figura 2.26. Sección estructural de la Cuenca de Sabinas mostrando los estilos de deformación (Tomado de Pemex, 2013).

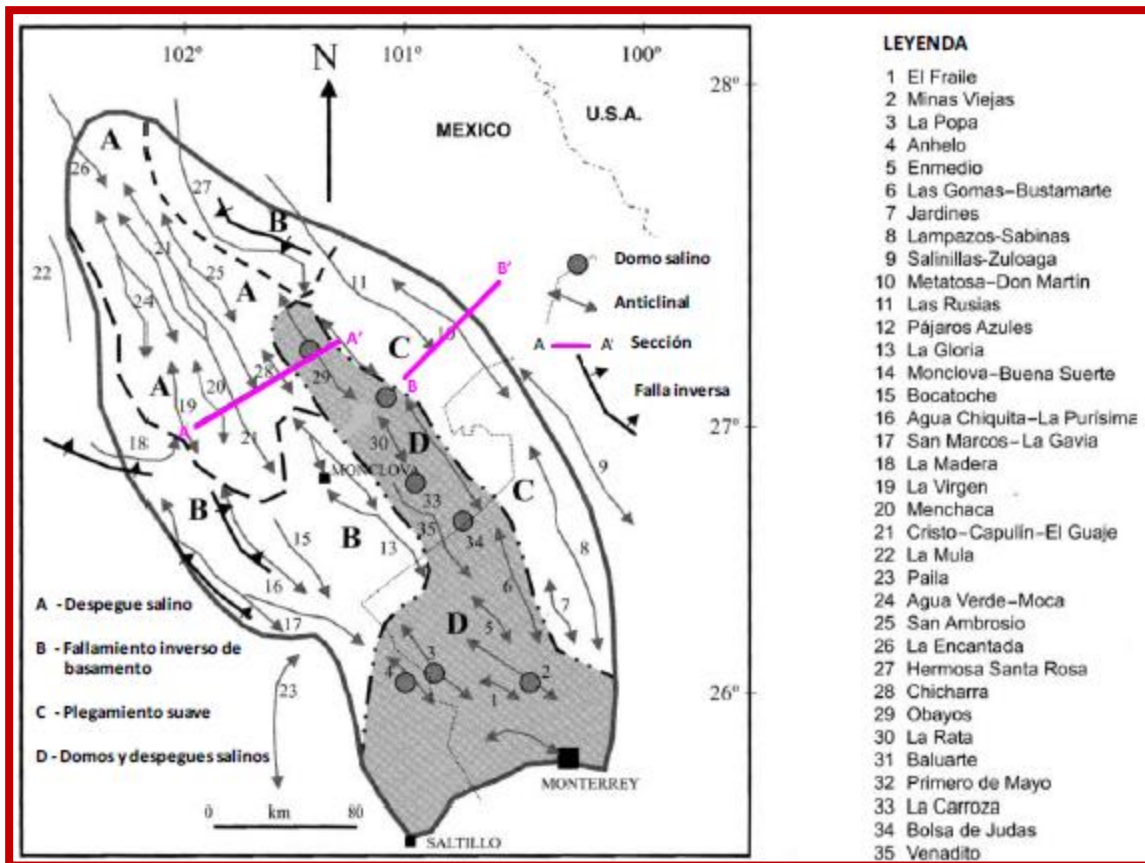


Figura 2.27. Estilos de deformación de la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos (Tomado de PEMEX, 2013).



En la Cuenca de Sabinas se han definido cinco patrones de fracturamiento asociados a los procesos compresivos, de los cuales sólo dos se consideran relevantes:

- a) fracturas resultantes de la compresión, paralelas y subparalelas a la dirección del echado de la capa de gran extensión tanto lateral como vertical.
- b) fracturas causadas por la extensión, perpendiculares al eje de los pliegues, numerosas pero de corta extensión, dan lugar a la compartimentalización de la estructura en pequeños bloques. Los otros tres patrones de fracturas se restringen a áreas limitadas.

La historia tectónica de la región en la que se encuentra la Cuenca de Sabinas se remonta al Paleozoico Tardío cuando las Placas de Sudamérica-África y Norteamérica colisionaron formando la Pangea. Este evento formó el cinturón orogénico Marathon-Ouachita del Mississippico Tardío al Pérmico Temprano, conformando la zona de sutura de la colisión continente-continente.

A partir del Triásico Tardío inició la segmentación y rifting de la Pangea, que duró hasta el Calloviano, manifestándose por atenuación del basamento en el área, el cual se expresa como altos de basamento (Isla de Coahuila, Península de Tamaulipas, y altos Picacho y San Carlos), bajos de basamento (Cuencas de Sabinas y Magicatzin) y fallas laterales de grandes extensiones que los limitan (Mojave-Sonora, San Marcos y La Babia). El Sistema de fallas regionales de desplazamiento lateral izquierdo jugó un papel importante para permitir el desprendimiento del bloque Yucatán en esta etapa de rifting en su porción occidental. El fallamiento de desplazamiento lateral izquierdo y el fallamiento normal asociado (transtensión) generaron fosas, destacando la formación de la Cuenca de Sabinas (Figura 2.28).

Sedimentos de lechos rojos, evaporitas e intrusiones de diques de composición riolítica a andesítica caracterizaron esta etapa. El movimiento del fallamiento lateral y la extensión asociada culminó en el Oxfordiano Temprano, cuando dio inicio la etapa de generación de corteza oceánica en el Golfo de México que duró hasta el Berriasiano, posterior a esto una etapa de subsidencia térmica caracterizó a todo el Golfo de México y cuencas circundantes. Los rasgos de basamento formados en la etapa de rifting influyeron significativamente en la sedimentación continental y marina desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío; y en el plegamiento y fallamiento laramídico ocurrido a fines del Cretácico hasta el Eoceno (Figura 2.29). La etapa de margen pasivo culminó en esta región con el inicio del evento orogénico laramídico, el cual está relacionado con el efecto del cambio de vergencia de NW a SE, y de la velocidad en la subducción de la Placa Farallón con el borde continental oeste de la Placa de Norteamérica. Este evento tectónico es el responsable de la deformación contraccional que prevalece en el área, de la reactivación de fallas de basamento y movilización de sal.

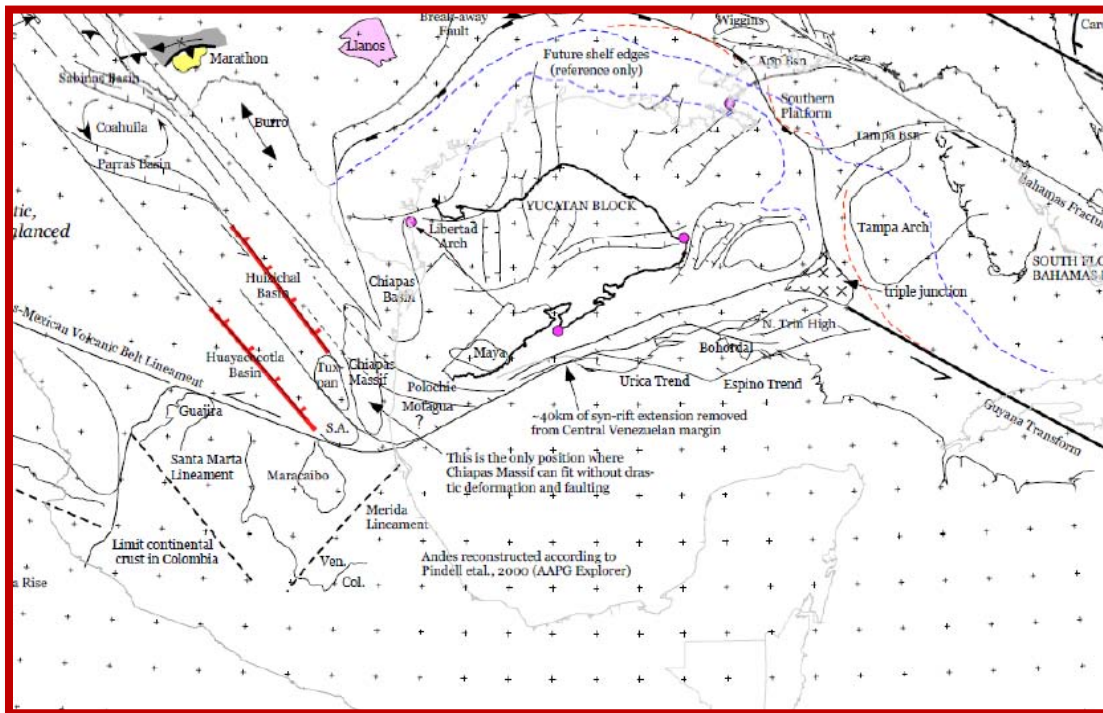


Figura 2.28. Reconstrucción continental para el Jurásico Temprano ~210 Ma (Tomado de Escalera, 2013).

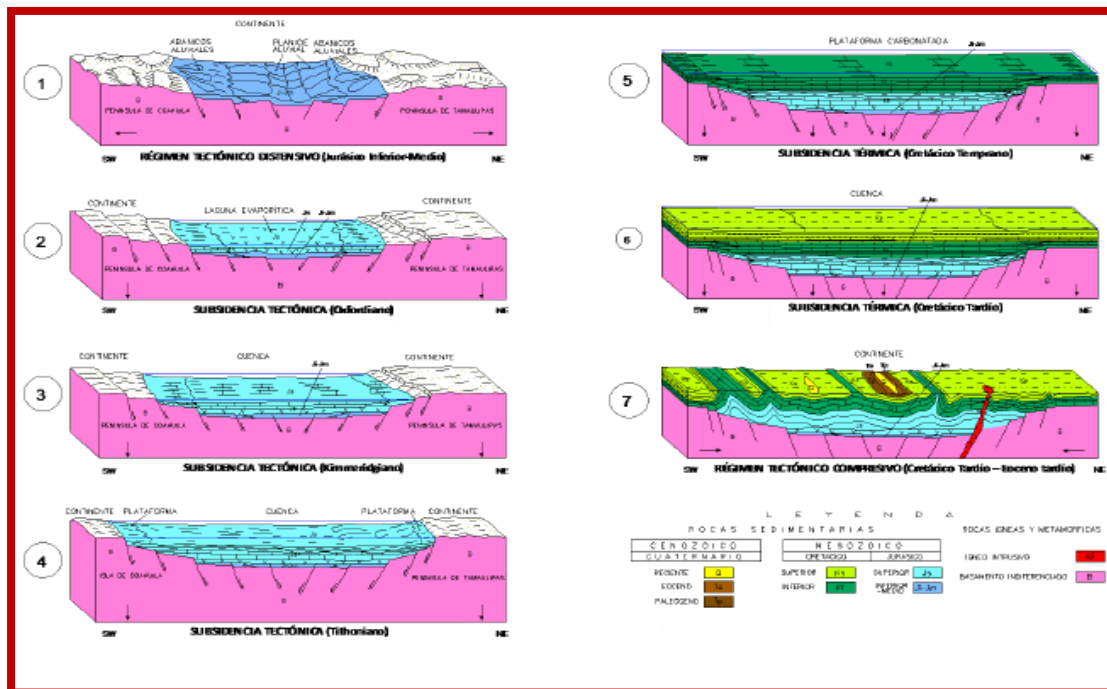


Figura 2.29. Diagramas de evolución tectónica de la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos (Tomado de Escalera 2013).



Marco estratigráfico y ambientes de depósito

La columna estratigráfica (Figura 2.30) descansa sobre bloques altos y bajos de basamento cristalino (ígneo-metamórfico) de edad Permo-Triásica, el relleno de las fosas tectónicas se inició en el Triásico Tardío con depósitos de lechos rojos derivados de la erosión de los paleo-elementos positivos así como rocas volcánicas producidas durante el proceso de rifting.

En la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos se han identificado tres sistemas petroleros, relacionados a rocas generadoras del Tithoniano, Aptiano y Turoniano. Estos sistemas petroleros productores de gas y condensado, se distribuyen ampliamente en esta cuenca. Las características geoquímicas del contenido orgánico y sobremadurez definen a las rocas del Tithoniano como la principal roca generadora en esta Provincia petrolera y su principal roca almacén de acuerdo a su volumetría de hidrocarburo producida, es de edad Barremiano

Las rocas de edad Tithoniano son las principales generadoras que aportaron las cantidades de hidrocarburos más significativa a las rocas almacén de las formaciones Olvido, La Gloria, La Casita, Cretácico Barril Viejo, Menchaca, Padilla y La Virgen; esta última roca almacén tiene la mayor volumetría producida para calificarla como el principal y más productivo sistema petrolero de la cuenca.

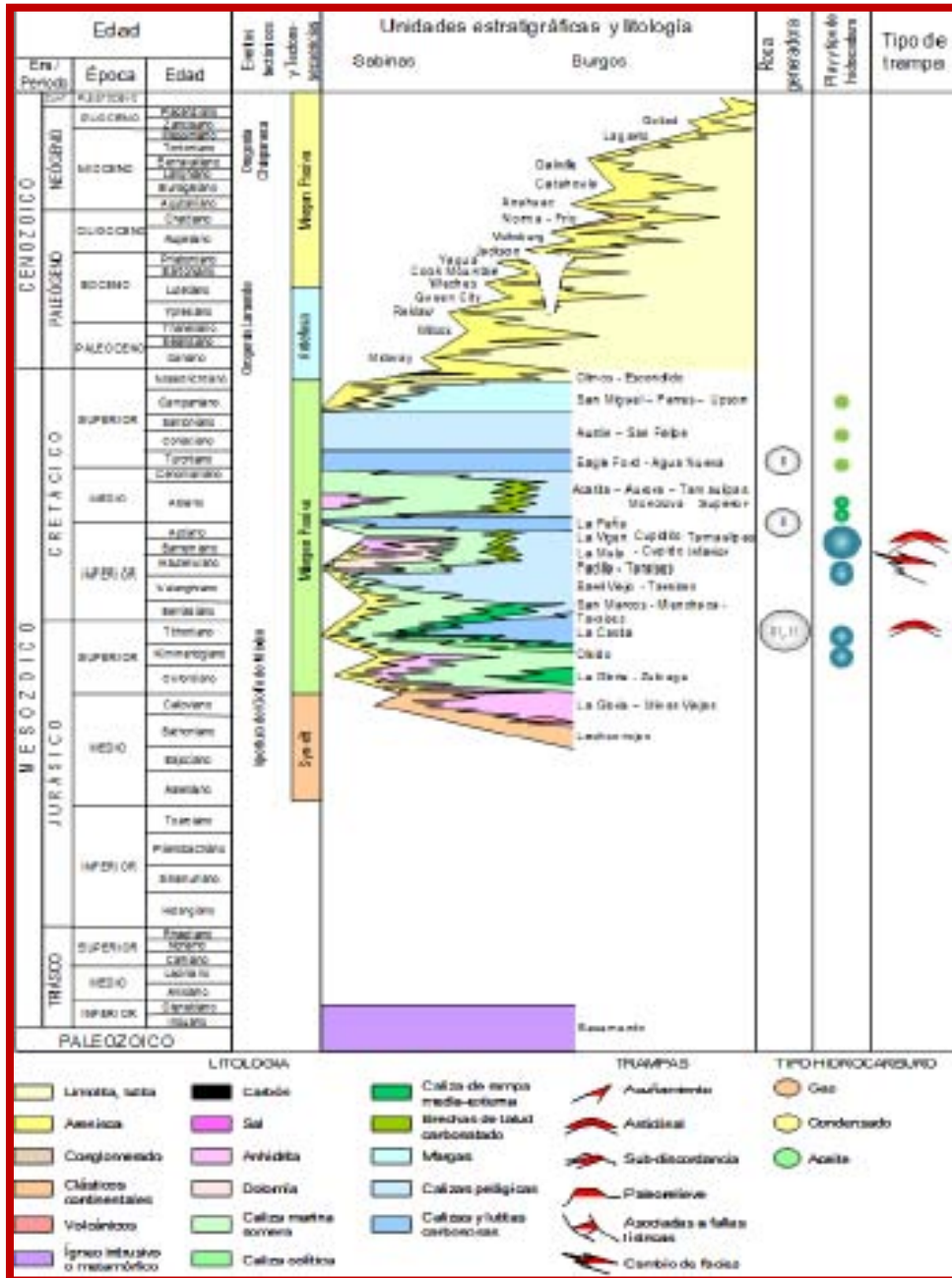


Figura 2.30. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos (Tomado de PEMEX, 2013)



A principios del Oxfordiano la transgresión inunda gran parte de la cuenca y se depositan grainstones oolíticos de la Formación Novillo sobre los flancos de los altos de basamento. Del Oxfordiano al Kimmeridgiano continuó el depósito de evaporitas pertenecientes a la Formación Olvido; en la parte tardía del Oxfordiano, la sedimentación sufrió un cambio notable, el mar adquirió carácter transgresivo ocasionando que en la mayor parte del Golfo de Sabinas se precipitaran rocas carbonatadas (lodos-peletoides) (Escalera, 2013).

Formación La Virgen

Esta formación se describe como una alternancia de capas de yeso granular con caliza fosilífera color gris, cuyas características principales es el color amarillento por intemperismo y la presencia de cavidades observándose en la sección Potreros de Berrendo y Padilla, el yeso muestra coloraciones de gris a café amarillento; también contiene lutita en menor proporción. Dicha unidad se divide en cinco paquetes, los tres primeros consisten de carbonatos dolomíticos separados por dos paquetes evaporíticos, la dolomita contiene de 6 a 8% de porosidad y la fase evaporítica tiene una superficie de roca potencial (López, 2009).

Formación La Casita

En la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos la principal roca generadora se ubica en la parte inferior de la Formación La Casita de edad Tithoniano, se distribuye regionalmente a lo largo y ancho de la cuenca y en la columna sedimentaria alcanzan profundidades en los depocentros del orden de 4000-8600 m (Escalera, 2013).

- COT>4%
- Kerógeno tipo III precursor de gas
- Gases termogénicos
- Presentan sobre madurez

Formación La Gloria

Se describen dos sucesiones estratigráficas correspondientes a esta unidad; una de ellas en el Cerro Volcanes al noreste de Durango, la cual consiste de capas medianas a gruesas de arenisca de cuarzo gris y estratos con textura mudstone-wackestone arenoso de color gris oscuro, le continúan una alternancia de capas medianas y gruesas de mudstone de color gris oscuro, lutita gris claro a gris oscuro que en ocasiones presenta un color rojizo; en la cima se observa una secuencia de capas medianas de limolita arenosa y limolita arcillosa con intercalaciones de capas delgadas de arenisca café claro; la otra sección se encuentra en el cerro palitos prietos, constituida por capas gruesas de wackestone, packstone y grainstone. Esta unidad presenta un espesor de 50 a 100 m, aunque puede exceder los 600 a 700 m en el flanco suroeste del Bloque Coahuila (Palomino, 2006).



2.2.3 PROVINCIA PETROLERA TAMPICO-MISANTLA

Ubicación

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla (PPTM), se ubica en la margen centro-oriental de México y comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata de 200 m. Limita al norte con las provincias Burgos y Alto de Tamaulipas, al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana, al occidente con la Plataforma Valles-San Luis Potosí y el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Cinturón Extensional Quetzalcóatl (Figura 2.31) (Escalera, 2013).

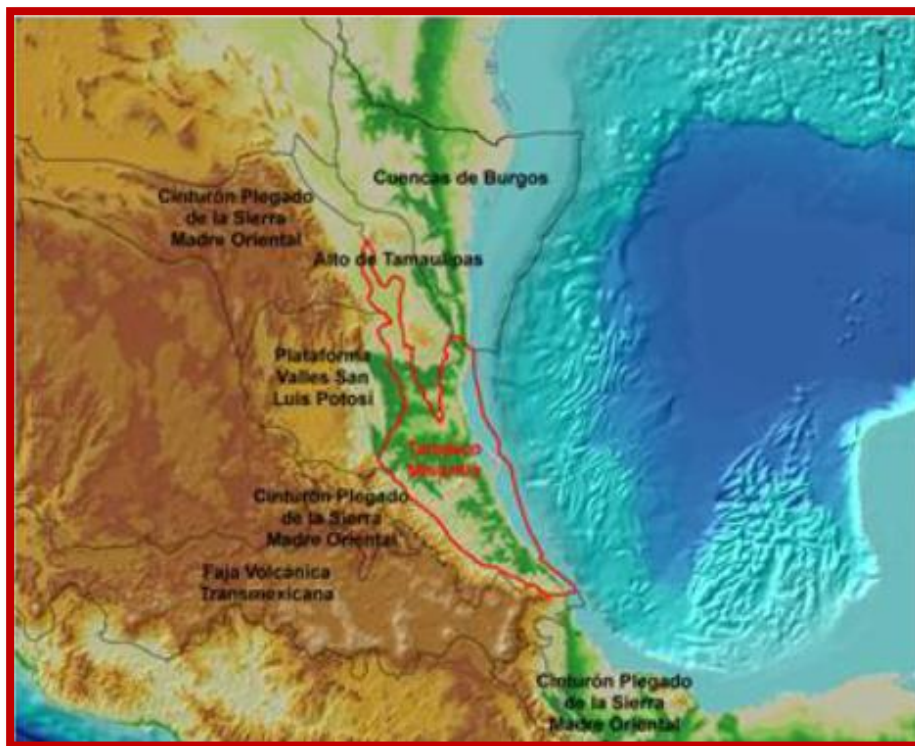


Figura 2.31. Ubicación de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. (Tomado de PEMEX, 2013)

Marco tectónico estructural

Estructuralmente Tampico-Misantla es una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evolucionó a una cuenca de antepaís formada en el Paleógeno, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fué emplazado al occidente de la cuenca.



Está conformada principalmente por los siguientes elementos tectónico-estructurales y estratigráficos (Figura 2.32).

- a) El Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias como su límite norte.
- b) Paleocañón Bejuco-La Laja.
- c) El Alto de la Sierra de Tantima.
- d) El Paleocañón de Chicontepec.
- e) Limita al sur con la Franja Volcánica Transmexicana.
- f) De este a oeste se tiene el Alto o Isla de Arenque.
- g) El Alto de la Plataforma de Tuxpan.
- h) El Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental.

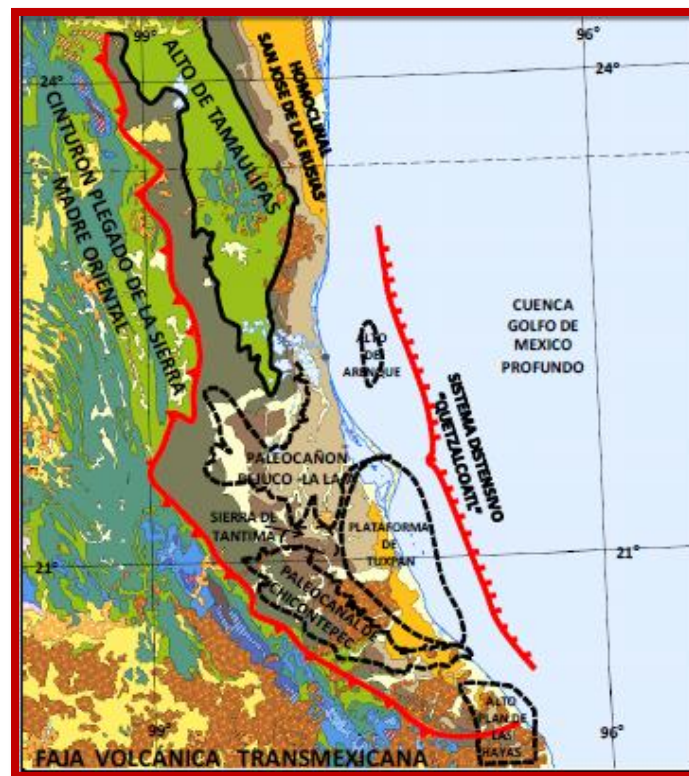


Figura 2.32. Principales elementos tectónicos en la Provincia Petrolera Tampico Misantla. (Tomado de PEMEX, 2013)

La geometría actual de la Cuenca Tampico-Misantla es producto de varios eventos tectónicos que forman parte de la evolución de la megacuenca del Golfo de México.

Etapas de rifting. Se relaciona a la primera etapa de apertura del Golfo de México desarrollada del Triásico Tardío al Jurásico Medio en la que se formaron fosas (Figura 2.33). En el Triásico se depositaron potentes espesores de Lechos Rojos, de origen continental, constituido por areniscas, limolitas y conglomerados con clastos de rocas extrusivas



basálticas y riolíticas. A principios del Jurásico Temprano comienza la transgresión marina, dando origen en la porción centro-oriental de México a la Cuenca de Huayacocotla. Ésta constituye una depresión irregular de edad Jurásico Temprano- Medio, de aguas someras a profundas, bajo un régimen de sedimentación rítmica tipo Flysch. En el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de basamento existentes, que provocaron la retirada de los mares, restituyendo en el centro y oriente del país las condiciones continentales, efectuándose a la vez manifestaciones de actividad ígnea que afectaron a la Formación Huayacocotla en varias localidades de la porción sur del sector oriente de la Sierra Madre Oriental.

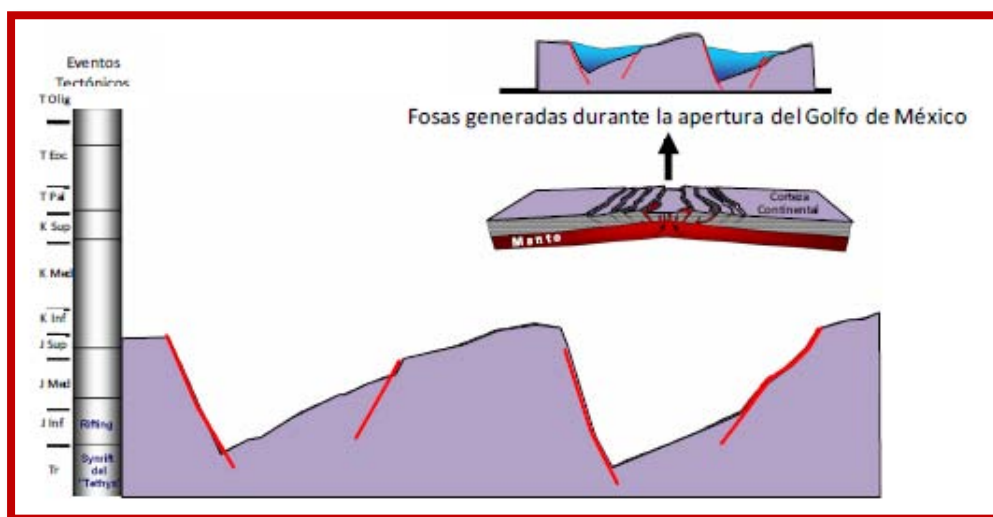


Figura 2.33. Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio. (Tomado de PEMEX, 2013)

Etapa de margen pasivo. A partir del Jurásico Tardío (Figura 2.34) se presenta un amplio margen pasivo que se relaciona con el establecimiento del Golfo de México. Este margen pasivo contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y finaliza con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico Medio (Figura 2.35)(Escalera, 2013).

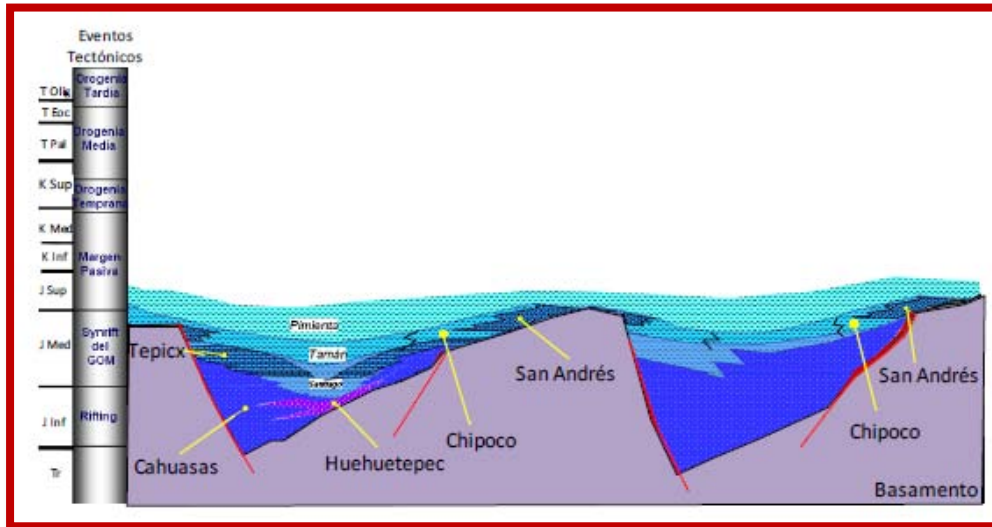


Figura 2.34. Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío. (Tomado de PEMEX, 2013)

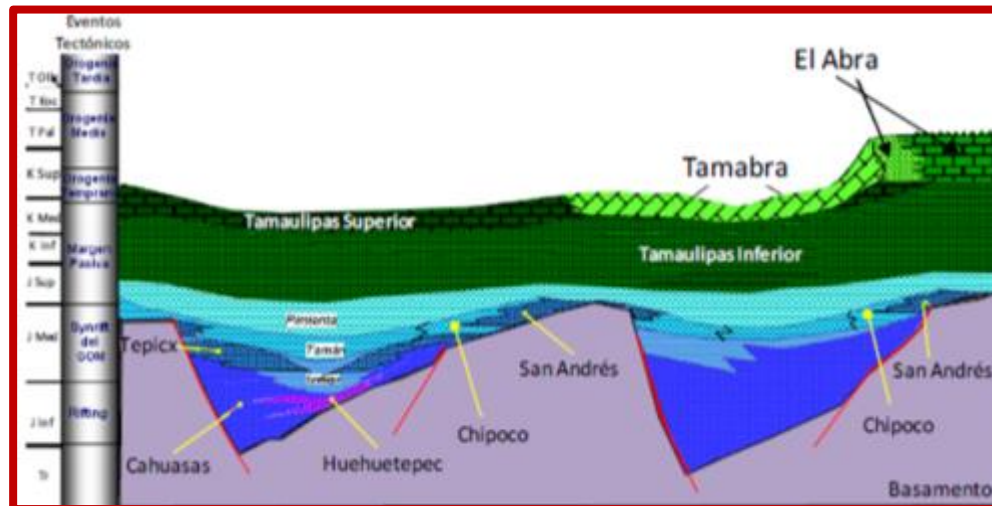


Figura 2.35. Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio. (Tomado de PEMEX, 2013)

Formación Agua Nueva

La Formación Agua Nueva consiste principalmente en caliza laminada de color gris oscuro ocasionalmente con tonalidades azuladas de espesor de entre 10 a 50 cm, e intercalaciones de lutita café-anaranjado a café-amarillento de espesor centimétrico de 2 a 8 cm. La sección también incluye capas intermitentes de entre 2 – 4 cm de espesor de bentonita verde oliváceo. Tanto la lutita como las capas de bentonita no presentan ni fósiles ni estructura interna aparente. Algunas capas de caliza presentan laminación primaria fina a escala



milimétrica bandas de pedernal negro de ~ 5 cm de espesor. Los análisis de carbono orgánico muestran importantes variaciones de este componente en función de la textura. Los valores menores de 1 % fueron obtenidos en la facies de caliza no laminada, mientras que valores superiores al 2 % (ocasionalmente hasta 8 %) están presentes en la facies de caliza laminada y de tonos más oscuros (Ángeles, 2014).

2.2.4 PROVINCIA GEOLÓGICA DE CHIHUAHUA

Ubicación

La Provincia Petrolera de Chihuahua se localiza en la porción norte de México, ocupa la parte este del Estado de Chihuahua. Al norte y noreste limita con Los Estados Unidos de América, al occidente con las estribaciones de la Provincia Geológica Faja Volcánica de la Sierra Madre Oriental, al sur con la Provincia Geológica Plataforma de Coahuila y al sureste con la Provincia Geológica de Sabinas. Cubre una superficie de 177,000 km² (Figura 2.36) (Escalera, 2013).

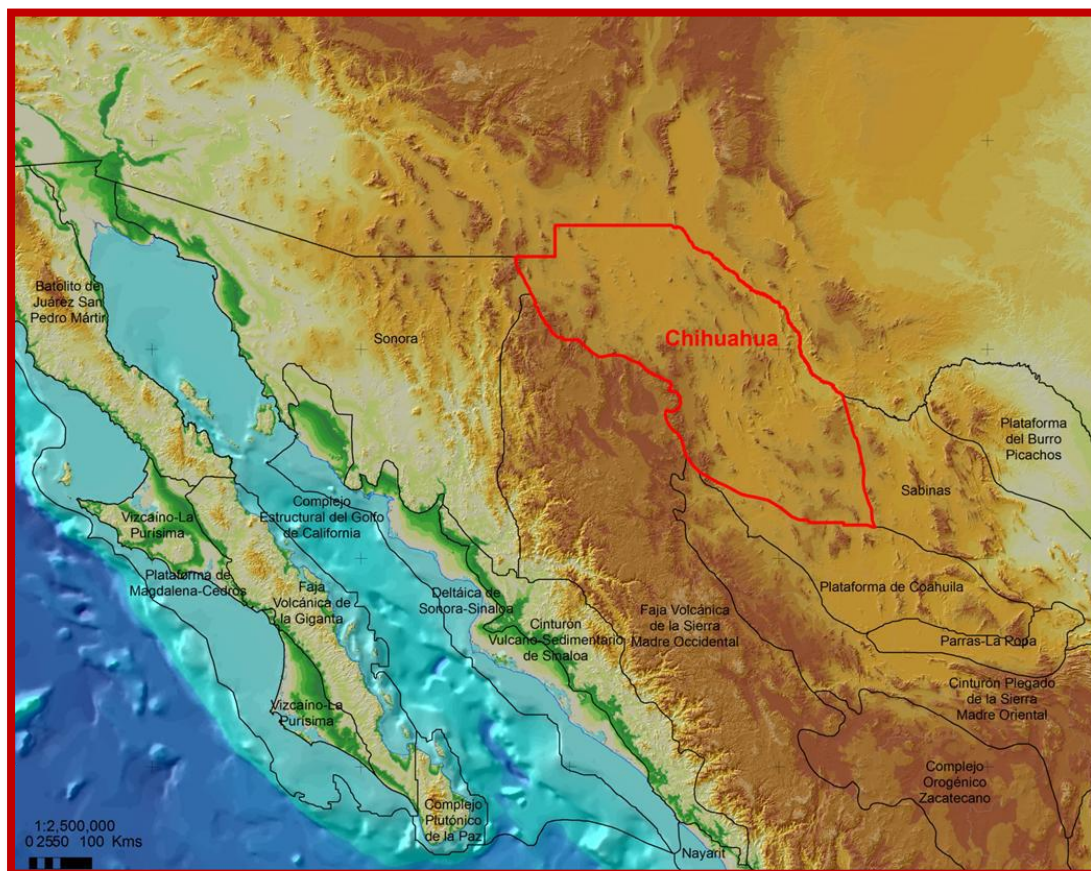


Figura 2.36. Ubicación de la Provincia Petrolera Chihuahua. (Tomado de PEMEX, 2013)



Marco Tectónico Estructural

Estructuralmente la Provincia Geológica de Chihuahua se caracteriza por la presencia de plegamientos, afectados por fallas inversas y sobre corrimientos, que involucran secuencias marinas mesozoicas. La depositación mesozoica se realizó en una cuenca sedimentaria limitada por la Península del Diablo al noroeste, la Península de Aldama al suroeste y la Plataforma de Coahuila al Sureste. Los dos primeros son paleoelementos paleozoicos, que permanecen emergidos durante parte del mesozoico, mientras que la Plataforma de Coahuila se desarrolló en el Mesozoico sobre rocas ígneas Permo-Triásicas y sedimentarias del Pensilvánico y Pérmico. Los sistemas montañosos se encuentran separados por llanuras que surgieron al rellenarse las depresiones formadas por las fosas de origen tectónico, con sedimentos continentales y algunos derrames lávicos, todo lo cual dio origen a las cuencas endorreicas locales de los llamados ‘bolsones’. Las secuencias sedimentarias plegadas desaparecen hacia la margen occidental debajo de la cubierta ignimbrítica de la Provincia Geológica Faja Volcánica de la Sierra Madre Occidental. La cuenca mesozoica de Chihuahua se desarrolló sobre elementos paleogeográficos paleozoicos que fueron formados en el borde sur del Cratón de Norteamérica, que evolucionaron a una cuenca intracratónica ligada a la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio, limitada por los elementos positivos conocidos como Península del Diablo y Península de Aldama, uniéndose al sureste con la Provincia Geológica Plataforma de Coahuila. Esta cuenca tiene una secuencia sedimentaria que inició su depósito a partir del Jurásico Tardío y llegó hasta el Cretácico Tardío, la cual tuvo tres periodos de evolución tectónica sedimentaria.

Periodo de apertura (Kimmeridgiano-Aptiano Temprano). Un periodo tectónico distensivo acompañado de una subsidencia donde hay depósitos areno-arcillosos continentales, pasando a sedimentos arcillo-arenosos marinos profundos en los depocentros de la cuenca y arenosos de facies litorales. Para el Cretácico Temprano cambia a un régimen sedimentario de capas rojas de llanura aluvial y evaporitas en las márgenes occidental y oriental.

Periodo de cuenca con desarrollo de plataforma (Aptiano Tardío-Albiano). En este hay una estabilidad caracterizada por una subsidencia lenta donde se depositan grandes espesores de rocas carbonatadas de plataforma, en parte con influencia arcillosa y arcillo-calcáreos producto de fluctuaciones marinas causadas por las transgresiones y basculamientos que sufrió la cuenca de occidente a oriente.

Periodo de compresión y colmatación (Cenomaniano-Paleógeno). Este régimen tectónico es generado por el levantamiento y basculamiento de occidente a oriente durante la Orogenia Laramide, que ocurrió a fines del Cretácico y principios del Cenozoico; originando en la Cuenca de Chihuahua una convergencia de su régimen sedimentario con desarrollos de plataforma a una cuenca colmatada por el aporte de sedimentos gruesos arcillo-arenosos, antecedentes al plegamiento y fallamiento inverso que presentan las rocas sedimentarias (Figura 2.37).

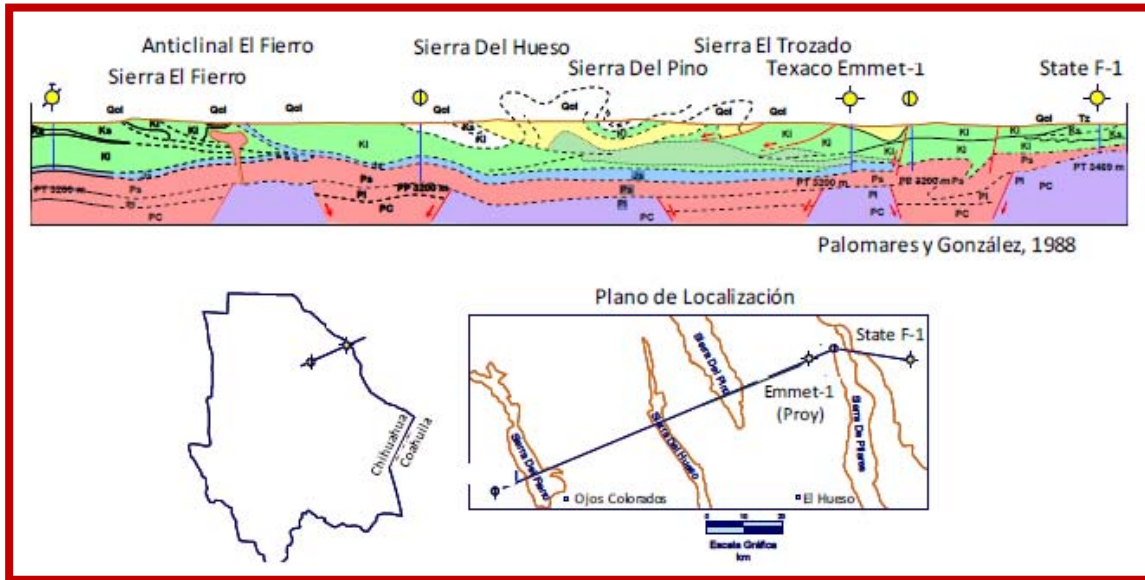


Figura 2.37 Sección estructural regional de la Provincia Petrolera Chihuahua (Tomado de PEMEX, 2013)

Marco estratigráfico y ambiente sedimentario

En la Cuenca Mesozoica de Chihuahua, se depositaron sedimentos continentales y marinos, del Jurásico Superior, Cretácico y Cenozoico, sobre sedimentos y terrenos cristalinos paleozoicos. Se ha estimado que el espesor de la columna sedimentaria es de hasta 1,000 metros, considerando las secuencias sedimentarias paleozoicas y mesozoicas. (Figura 2.38).

La evolución sedimentaria ocurrió sobre un basamento Precámbrico. En el área de la Sierra del Cuervo, se obtuvo una edad por el método K-Ar, del Grenvilliano (aproximadamente 1,200 millones de años), para un metamórfico incluido en una secuencia pérmica.

Se considera que las calizas y dolomías del Paleozoico Inferior de Chihuahua reflejan un ambiente de plataforma similar a las facies desarrolladas sobre el Cratón de América del Norte, por lo cual debe ser la continuación de este elemento hacia México. En el Pensilvánico-Pérmico el patrón sedimentológico presenta la acción de fallamiento en bloques, que dio origen a fosas y pilares sobre los que se depositaron rocas carbonatadas y terrígenas. De esta edad es la Plataforma del Diablo, donde el borde suroeste es un marcado lineamiento que coincide con el cauce del Río Bravo en el tramo entre Ciudad Juárez y Ojinaga. Este rasgo tectónico ha mantenido su influencia sobre los depósitos sedimentológicos y deformaciones del Mesozoico y del Cenozoico (Figura 2.39).

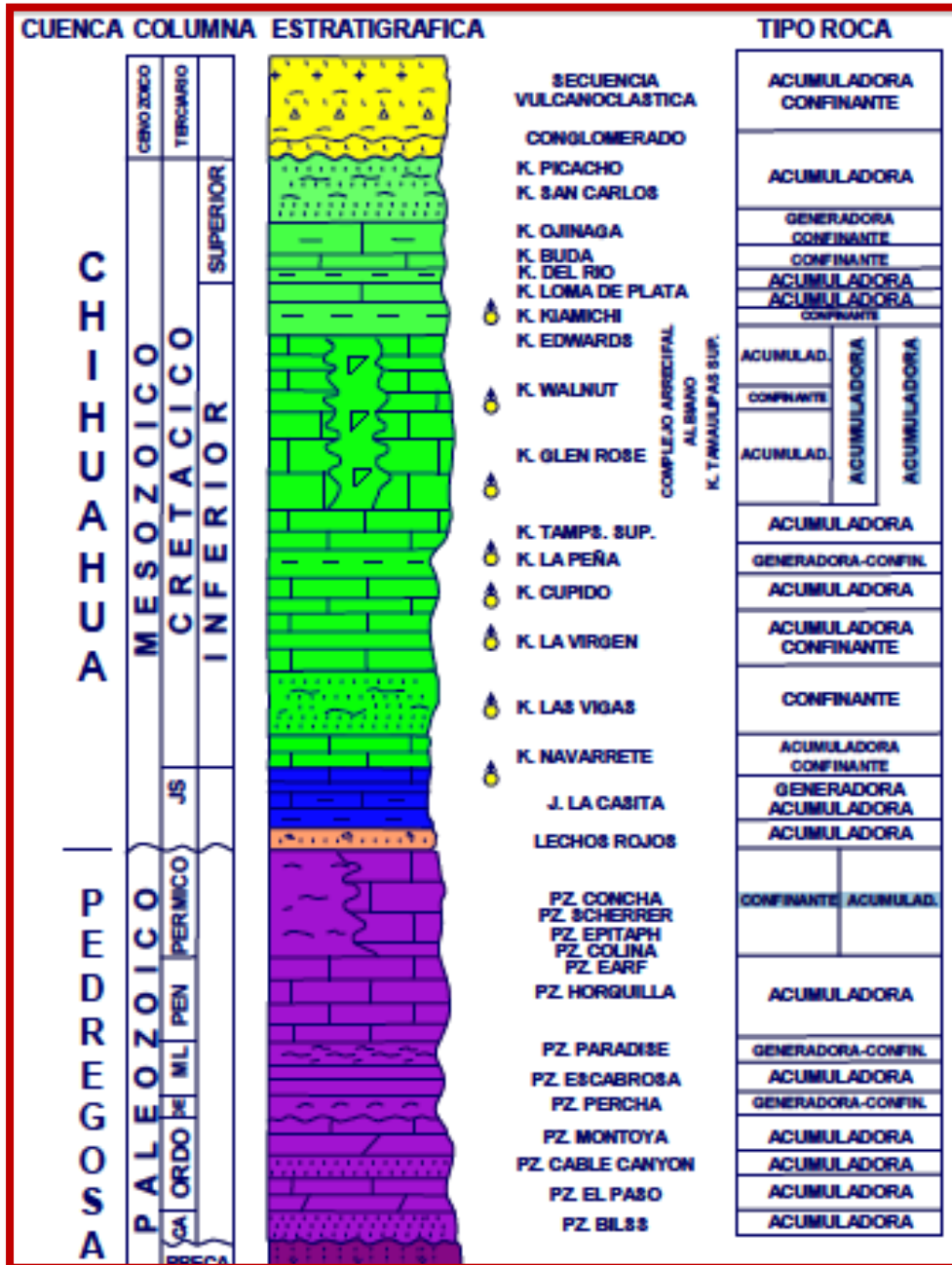


Figura 2.38. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Chihuahua. (Tomado de PEMEX, 2013)

Los afloramientos carbonatados paleozoicos de Chihuahua se encuentran en el área de la Mina Plomosas, al noreste; al norte en el área de Aldama afloran limolitas, y en varias localidades al noroeste del estado aparecen calizas y dolomías de plataforma. En diferentes pozos se cortaron rocas paleozoicas, además se han alcanzado rocas del Ordovícico, Cámbrico e incluso rocas metamórficas del Precámbrico.

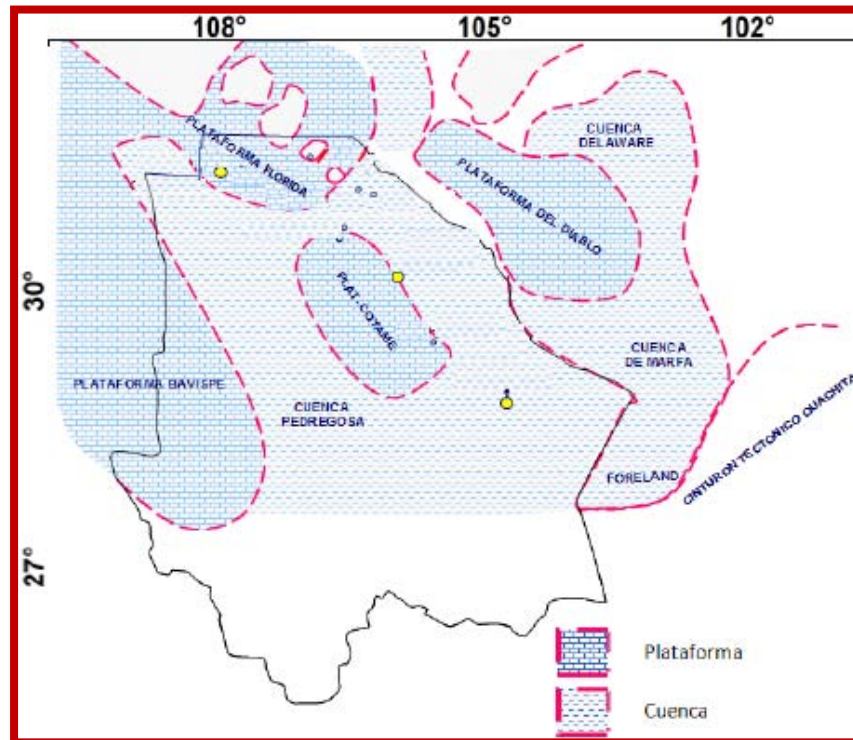


Figura 2.39. Paleogeografía del Pérmico. (Tomado de PEMEX, 2013)

Durante el final del Pérmico y hasta el Jurásico Medio hubo emersión en la mayor parte del territorio de Chihuahua, depositándose capas rojas rellenando fosas producto de fallamiento normal. En el Kimmeridgiano, la porción oriental de Chihuahua tenía un relieve de cuenca limitada al noreste por la Península del Diablo, al suroeste por la Península de Aldama y al sur por la Provincia Geológica Plataforma de Coahuila (Figura 2.40).

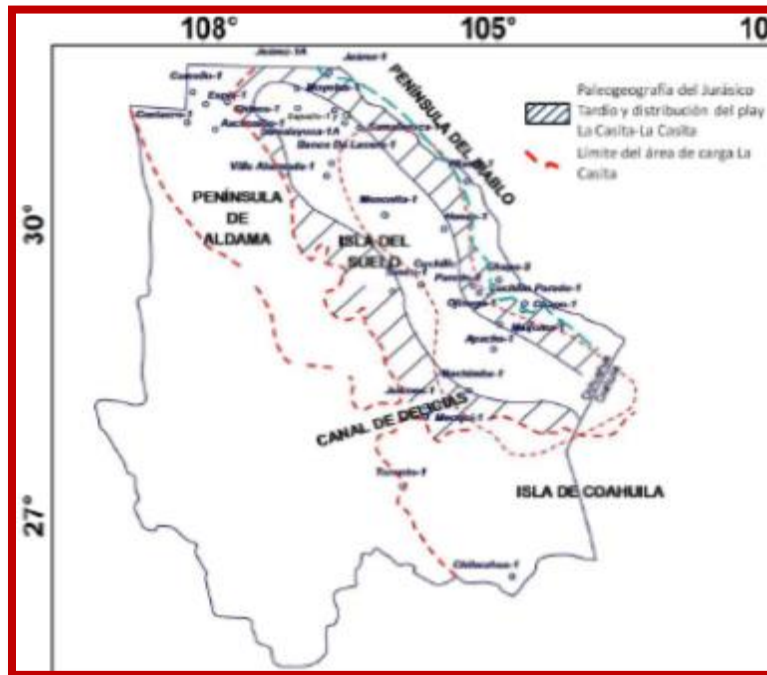


Figura 2.40. Paleogeografía del Jurásico Superior. (Tomado de PEMEX, 2013)

La Península de Aldama y la Plataforma de Coahuila funcionaron como elementos positivos limítrofes, por lo que la Cuenca de Chihuahua tendría comunicación a través de la Cuenca de Sabinas, en Coahuila. Las primeras etapas de la transgresión marina del Jurásico Tardío, sobre la Cuenca Mesozoica de Chihuahua, dieron origen al depósito de evaporitas que actualmente se manifiestan en estructuras diapíricas de sal y yeso, ubicadas al sur de Ojinaga y Cd. Juárez y en los pozos perforados en la Sierra de Cuchillo Parado.

Los afloramientos del Jurásico Superior son secuencias arcillo-arenosas y calcáreas, se localizan principalmente entre Cd. Juárez y Chihuahua, sobre todo en el norte de las Sierras de Samalayuca, Alcaparra, El Kilo y La Mojina.

En el Cretácico Temprano la sedimentación marina continuó en la Cuenca de Chihuahua con depósitos de caliza y yeso de la Formación Navarrete y lutitas y areniscas de la Formación Las Vigas. En ese tiempo permanecía emergida la Plataforma de Coahuila mientras que la Península de Aldama era cubierta por una transgresión marina. A fines del Aptiano los mares inician una transgresión sobre la Plataforma de Coahuila y los terrenos de Sonora y Sinaloa. En la Cuenca de Chihuahua se depositó una secuencia calcárea de la Formación Cuchillo y el Grupo Chihuahua (formaciones Benigno, Aurora, Finlay y Benavides). Esta transgresión alcanza su máximo desarrollo en el Albiano-Cenomaniano, durante el cual se desarrollaron sobre la Plataforma de Aldama facies arrecifales.

Durante el Cretácico Tardío los terrígenos de ambientes deltáicos del Grupo Ojinaga se asocian con levantamiento y actividad volcánica en el occidente de México, indicando que para el Campaniano la línea de costa avanzó al oriente (Figura 2.41).



Al término del Mesozoico hay plegamiento de la secuencia cretácica, resultado de la compresión laramídica asociada a la subducción de la Placa del Pacífico, por debajo de la costa septentrional del occidente de México y mediante un despegue a nivel de la base de la secuencia evaporítica. Los ejes de las estructuras presentan generalmente una orientación noroeste-sureste.

En el Cenozoico la Cuenca de Chihuahua evolucionó como una zona colmatada y emergida que fue parcialmente cubierta, durante el Oligoceno-Mioceno por ignimbritas en la porción oriental. Las rocas volcánicas del oriente de Chihuahua tienen diferencias químicas con las áreas vecinas y constituyen una provincia intermedia entre las series calcoalcalinas de la Sierra Madre Occidental (Oeste de Chihuahua) y las series alcalinas de la Provincia de Trans-Pecos en Texas. La tectónica de distensión del Cenozoico Tardío origina la formación de fosas y pilares, así como el depósito de importantes espesores de sedimentos continentales (Escalera, 2013).

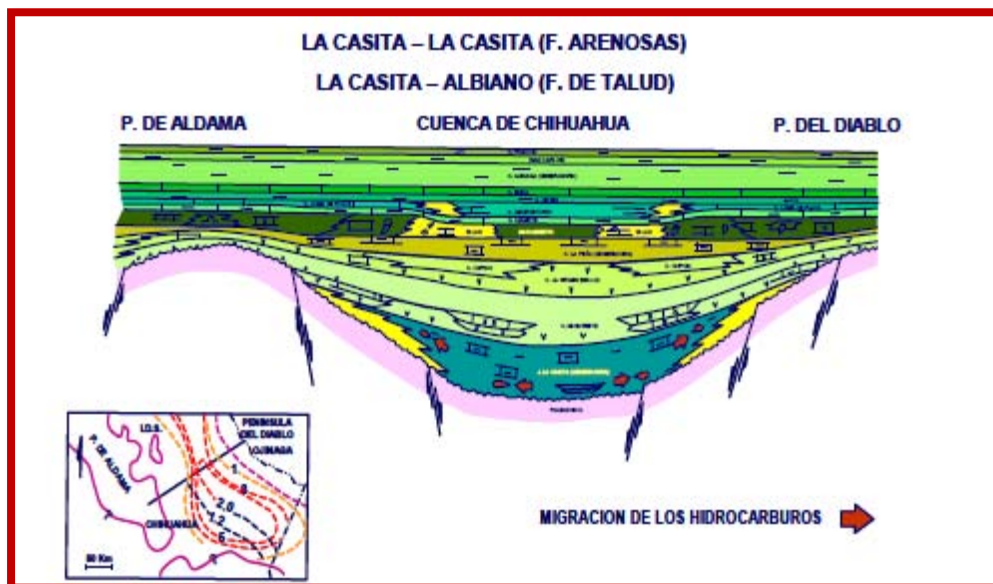


Figura 2.41. Sección esquemática de sedimentación del Mesozoico (Tomado de PEMEX, 2013).

Se considera que el Paleozoico no tiene interés económico petrolero por su alta madurez y falta de sincronía entre los elementos y procesos del sistema petrolero, estas rocas tienen poco espesor y están prácticamente agotadas.



Formación Ojinaga

La Formación está compuesta por calizas grises de estratificación delgada que se intercala con lutitas; sucesivamente, se encuentran areniscas, las cuales contienen restos de plantas y madera fósiles. Se describe la unidad en la región de Ojinaga, Chihuahua, como una alternancia de lutitas y calizas; la base está formada por calizas, de color gris, que en general es micrita; la cima contiene lutita de color gris oscuro, cenagosa y calcárea; en la región de Rim Rock, Texas, en el pozo Hunt, la Formación Ojinaga puede dividirse en tres segmentos: la parte superior de la formación consiste de lutita calcárea color gris olivo, con concreciones; la parte media es una lutita calcárea con indicios de caliza y en la parte inferior de la formación existe una serie alternante de lutita y caliza (Ramírez, 2009)

2.2.5 PROVINCIA PETROLERA VERACRUZ

Ubicación

La Provincia Petrolera Veracruz se ubica en el oriente de México, quedando comprendida en su mayor parte en el estado de Veracruz y se extiende hacia la plataforma continental, cubre un área aproximada de 38,000 Km². Limita al norte con la Provincia Geológica Faja Volcánica Transmexicana, al sur-sureste con la Provincia Petrolera Sureste, al este-noreste con la Provincia Geológica Cinturón Extensional Quetzalcóatl y al occidente con la Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental (Figura 2.42) (Escalera, 2013).

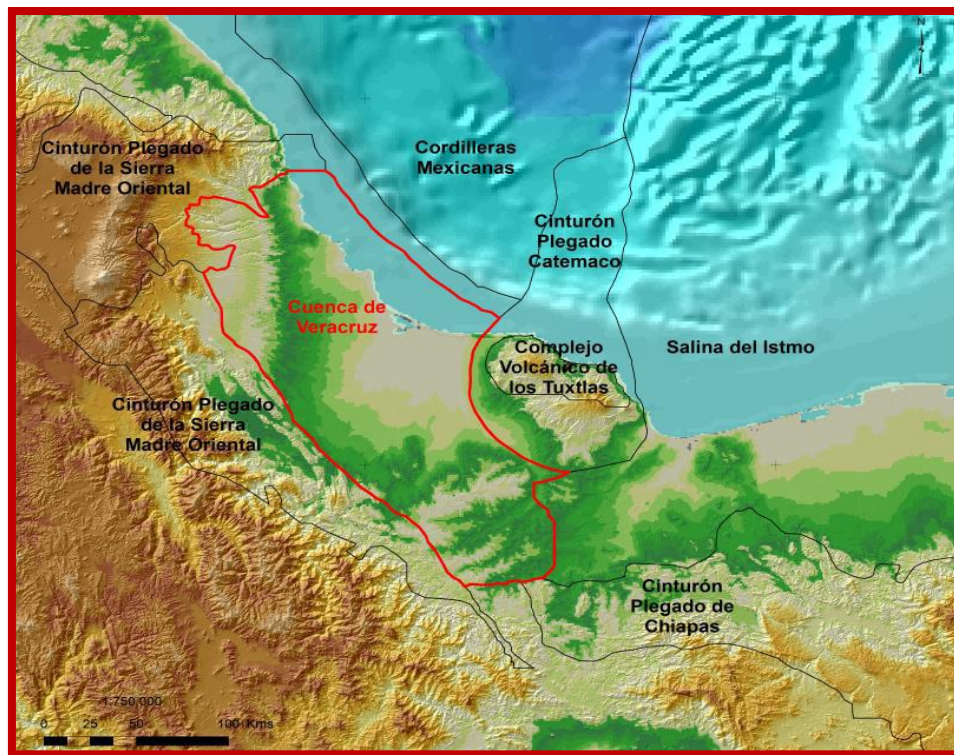


Figura 2.42. Mapa de ubicación de la Provincia Petrolera Veracruz. (Tomado de PEMEX, 2013)



Marco tectónico estructural

El marco estructural de esta provincia está conformado por una porción sepultada del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental conocido como Frente Tectónico Sepultado y la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Figura 2.43). Desde el punto de vista económico-petrolero tienen importancia la Cuenca Terciaria de Veracruz y el Frente Tectónico Sepultado, que son aquí los sectores productores de gas y aceite y gas respectivamente.

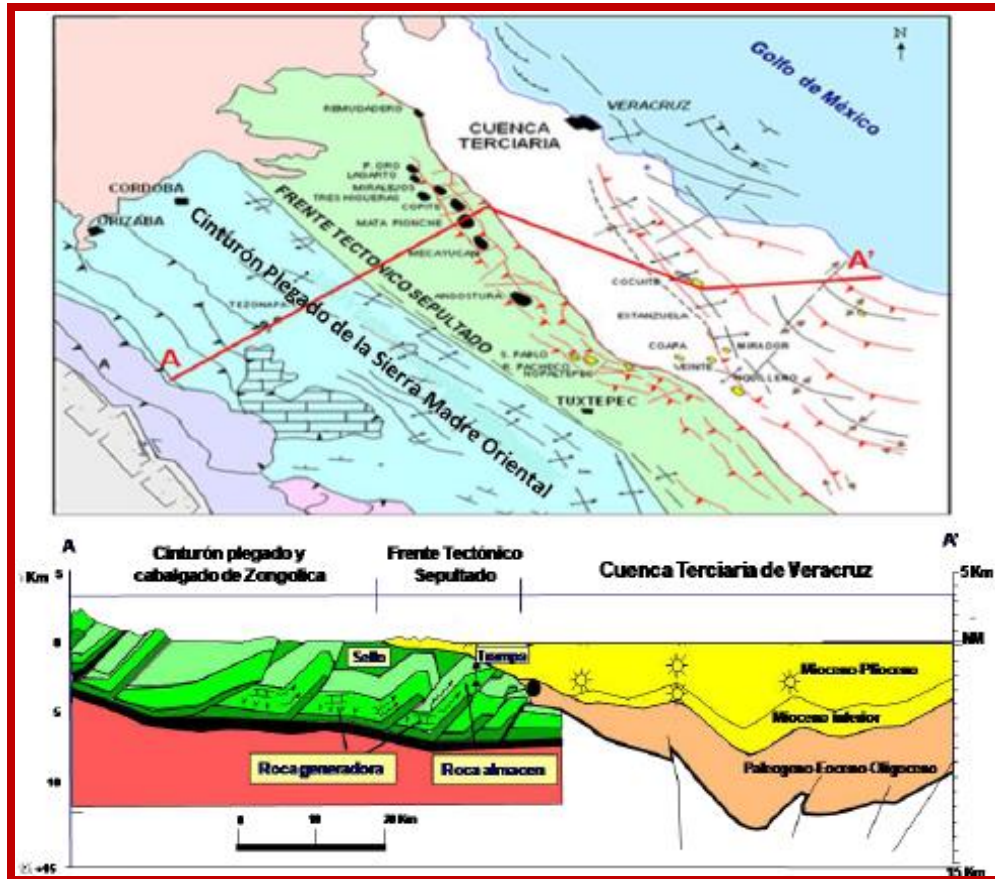


Figura 2.43. Mapa y sección mostrando el marco estructural de la Provincia Petrolera Veracruz. (Tomado de PEMEX, 2013)

El Frente Tectónico Sepultado (FTS) conformado predominantemente por rocas carbonatadas de la plataforma mesozoica de Córdoba, tiene producción de aceite y gas. Su arquitectura es producto del evento orogénico laramídico que culminó en el Eoceno medio.

La Cuenca Cenozoica de Veracruz (CTV) es una cuenca de antepaís que fue rellenada por una secuencia siliciclástica alternante de lutitas, areniscas y conglomerados del Cenozoico, suprayaciendo a las rocas carbonatadas mesozoicas y conformando una columna sedimentaria meso-cenozoica de aproximadamente 12,000 m.

La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz comenzó su historia con la apertura Jurásica del Golfo de México, en donde actuaron fallas transformantes y de



desplazamiento lateral, por medio de las cuales el Bloque de Yucatán se desplazó al sureste (Figura 2.44). Durante el Cretácico Temprano, el área permaneció como un margen pasivo, cuya subsidencia estuvo condicionada por el enfriamiento térmico de la corteza, desarrollándose hacia el occidente una plataforma carbonatada de Córdoba (Figura 2.45).

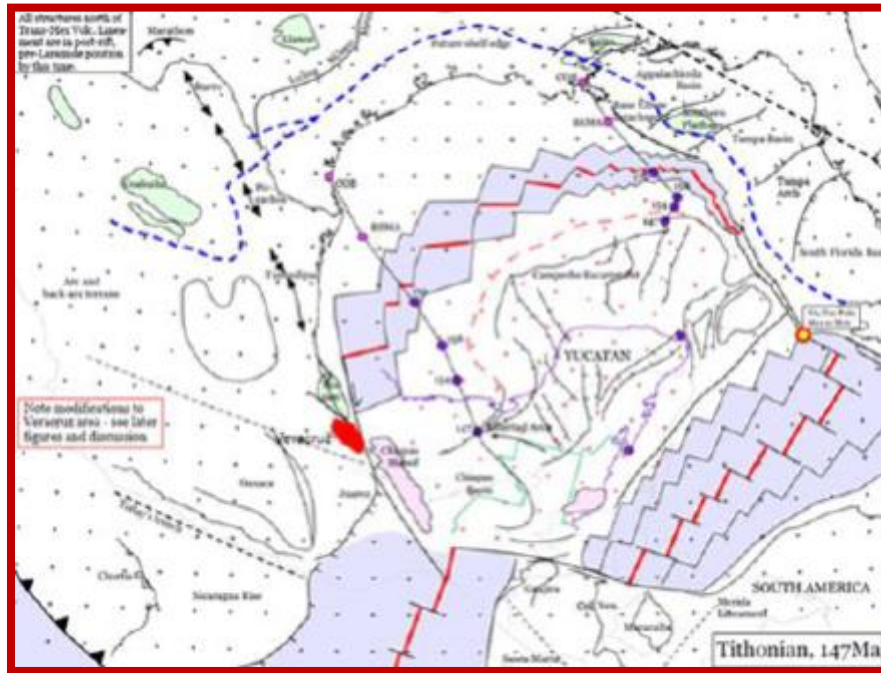


Figura 2.44. Mapa con la ubicación de la Provincia Petrolera Veracruz en el contexto tectónico regional del Golfo durante el Jurásico Tardío (Tomado de PEMEX, 2013).

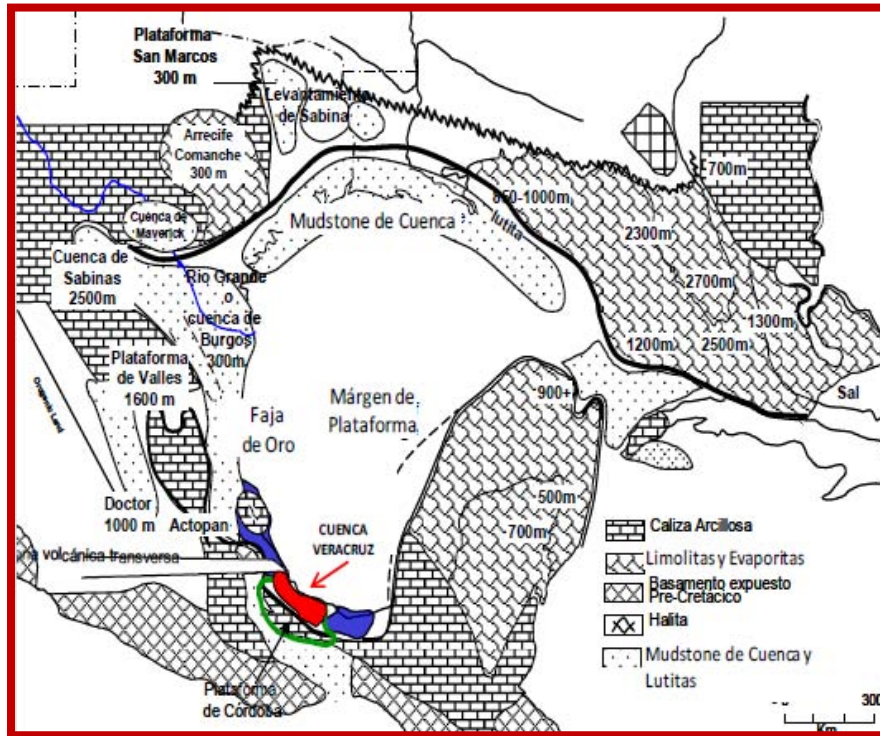


Figura 2.45. Mapa paleogeográfico del Cretácico Temprano-Medio mostrando el ambiente de margen pasivo (Tomado de PEMEX, 2013).

Al continuar los esfuerzos compresivos sobre la plataforma de Córdoba durante el Eoceno-Oligoceno, se desarrolló un alineamiento de cabalgamientos, generando una mayor subsidencia de la cuenca por carga tectónica que duró hasta el Mioceno Temprano. Para ese tiempo la sedimentación continuaba con flujos de escombros sobre el talud y pie de talud, cuya principal fuente de aporte fueron las rocas carbonatadas cretácicas del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental. La inversión gradual de la cuenca inició durante el Mioceno temprano y alcanzó su mayor desarrollo a finales del Mioceno medio, por un evento tectónico asociado al establecimiento de la subducción de la Placa de Cocos en el sur-sureste, este evento es correlacionable con el evento tectónico Chiapaneco.

Para el Mioceno tardío, cesa el levantamiento y la cuenca se colmata por medio de una secuencia siliciclástica progradante de plataforma (Figura 2.46). Durante este tiempo ocurren cambios en la composición mineralógica y fuentes de aporte de los sedimentos, cambiando de compuestos carbonatados (Paleógeno) a mezclas carbonatado-siliciclásticas en el Mioceno temprano y finalmente a siliciclásticas con influencia volcánica del Mioceno medio al Plioceno.

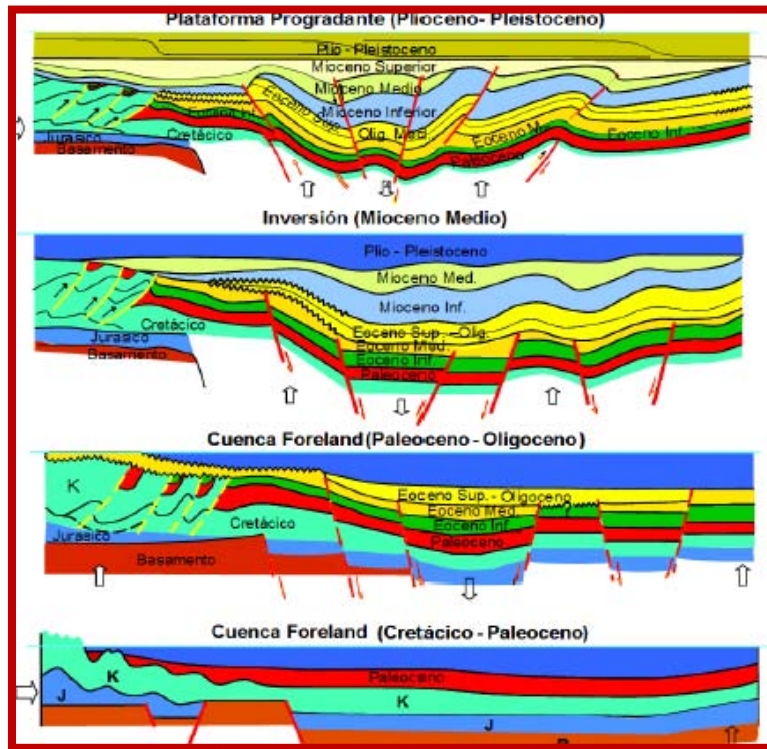


Figura 2.46. Sección transversal restaurada mostrando la dinámica terciaria de la Provincia Petrolera Veracruz (Tomado de PEMEX, 2013).

Marco estratigráfico y ambientes de depósito

La columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Veracruz está constituida por rocas mesozoicas predominantemente carbonatadas y siliciclásticas del Cenozoico, cuyo espesor total máximo se calcula puede alcanzar 12,000 m. La presencia de las secuencias mesozoicas en el centro de la cuenca terciaria se infiere por medio de los estudios geológicos realizados en la margen occidental, donde estas rocas afloran en la Sierra de Zongolica o han sido penetradas por pozos exploratorios en la Plataforma de Córdoba.

La columna sedimentaria descansa sobre un basamento cristalino complejo del Paleozoico-Triásico constituido de granitos y granodioritas con edades de 323 Millones de años (Figura 2.47). La primera secuencia sedimentaria está representada por lechos rojos, conglomerados y limolitas continentales del Jurásico Medio correspondientes a la Formación Todos Santos depositados sobre el basamento, mientras que en algunas zonas (área Mata Espino) se ha registrado la presencia de sal, cuya edad en otras cuencas se le relaciona al Calloviano. Los primeros sedimentos marinos corresponden a calizas arenarcillosas, en partes oolíticas y calizas arcillosas dolomitizadas que se han correlacionado con las formaciones San Pedro y San Andrés del Kimmeridgiano, que alcanzan espesores de 100 a 390 m. Estas rocas son sobreyacidas por calizas bituminosas de color gris oscuro a negro y calizas arenarcillosas con potencial generador de la Formación Tepexilotla del Tithoniano con espesor promedio de 200 metros.



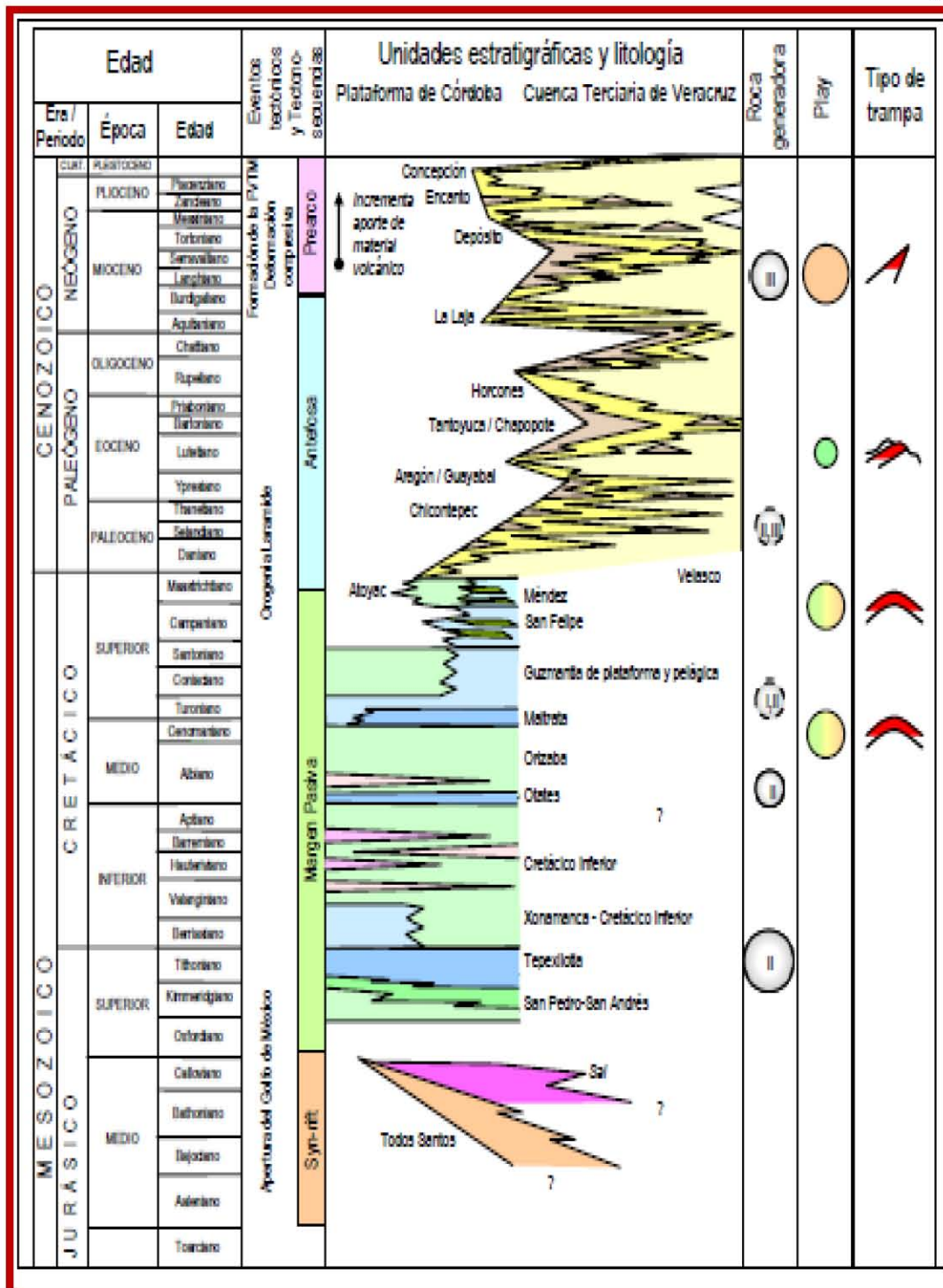


Figura 2.47. Columna estratigráfica generalizada de la Provincia Petrolera Veracruz (Tomado de PEMEX, 2013)



Formación Todos Santos

Aflora en las inmediaciones de Matías Romero, Santo Domingo Petapa y al norte de Lázaro Cárdenas. La unidad es de color rojizo y está formada por estratos delgados de limolita, arenisca de grano fino a grueso, arenisca conglomerática y por estratos gruesos y ocasionalmente masivos de un conglomerado constituido por clastos de granito, riolita, andesita, gneis y caliza. Los fragmentos de los conglomerados tienen formas subredondeadas a redondeadas, tamaños variables entre 1 y 10 cm de diámetro, y están incluidos en una matriz arenosa o de ceniza volcánica. En esta unidad es posible observar estructuras primarias como laminación, gradación, estratificación cruzada y rizaduras.

Su edad se considera del Jurásico Medio con base en palinomorfos y el ambiente de depósito sugerido es de abanicos aluviales y ambientes fluviales (Pérez, 2009)

Formación San Pedro y San Andrés

Se reporta en el sur de la Cuenca de Chicontepec y es considerada como la última formación junto con la Formación Tamán que fue erosionada por el complejo de paleocanales del Grupo Chicontepec. Está representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclastos e intraclastos. La Formación se describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas. Se divide en dos partes, el miembro superior está formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita; son de color café oscuro en algunos casos por impregnación de aceite. El miembro inferior está constituido en más del 60% de calcarenitas oolíticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita; además presenta algunos estratos de dolomías y de areniscas feldespáticas cementadas con calcita. El ambiente de depósito es mixto (transicional) o de rampa cercana al litoral o en el mismo litoral, inclusive en lagunas con barras arenosas; se depositó en aguas someras, cálidas, muy cargadas de sales y otros minerales solubles a lo largo de costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos incluidos. La Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora. Se considera de edad equivalente a la Formación Tamán del Jurásico Superior (Oxfordiano-Kimeridgiano), y también se correlaciona con la Formación Chipoco, la cual corresponde con una roca sello (Nieto, 2010).

Formación Maltrata

El Cretácico Superior incluye las formaciones Méndez, San Felipe, Agua Nueva, Maltrata y Guzmantla. La composición litológica de estas unidades es de calizas arcillosas color gris claro, con intercalaciones de lutitas y capas de bentonita de color verde, así como de calizas arrecifales en las que destaca la presencia de corales, algas y agrupamientos lenticulares de rudistas.

Las rocas del Cretácico cubren extensas áreas en las regiones de Córdoba, Orizaba y Zongolica, mientras que al norte y sur del estado sus afloramientos son pequeños. Asimismo en los alrededores de Xalapa se observan algunas sierras conformadas por



estas rocas. Ortega Gutiérrez et al. (1992) define como provincia geológica del Cinturón Mexicano de Pliegues y Fallas a las rocas del Mesozoico que conforman la Sierra Madre Oriental (Rodríguez).

Esta formación se encuentra aflorando aisladamente justo en el extremo E de nuestra zona de estudio hacia la región N del poblado de Acultzingo.

Principalmente consiste de una alternancia de calizas impuras “mudstone” gris oscuro con espesores de 15 a 40 cm, presentando bandas de pedernal.

La formación Maltrata al NE del poblado de Tehuacan suprayace al cretácico de la Formación Chivillas superior.

Con base en los estudios petrográficos de los que ha sido objeto esta formación se le ha asignado una edad del Cretácico superior (Turoniano – Coniciano).

De acuerdo a las características litológicas y paleontológicas que han sido estudiadas por diversos autores, sugieren que el ambiente de depósito fue de cuenca (Duran, 2007).



3. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

3.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA EL MODELO DE YACIMIENTOS EN LUTITAS

Porosidad

Es el porcentaje del espacio vacío en la roca, la porosidad en las rocas no solo está compuesta por fracturas, también la constituyen la porosidad de la matriz, porosidad de la arcilla y porosidad del kerógeno, para registros geofísicos de pozo, se constituyen de la siguiente manera:

- Porosidad total: considera todo el espacio vacío conectado y no conectado más la porosidad de las lutitas.(ecuación 1)

$$\phi_T = \phi_m + \phi_k \dots (1)$$

o bien la ecuación 2:

$$\phi_T = \frac{\rho_b - \rho_m - W_k \rho_b \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_k}\right)}{(\rho_g - \rho_m) + (\rho_m - \rho_g) S_{wT}} \dots (2)$$

donde:

ρ_g densidad del gas

ρ_w densidad del agua

W_k peso fraccionario del kerógeno

S_{wT} saturación de agua

ρ_k densidad del kerogeno

La porosidad total para yacimientos no convencionales involucra sistemas de poros muy pequeños, microporos y nanoporos, por esto, los efectos de capilaridad son considerados tan importantes que son capaces de detener flujos de producción comercial (decaimiento en la producción de los pozos). Las cantidades de gas y aceite habían sido reportados previamente, cuando se atravesaban niveles de yacimientos de lutitas, pero anteriormente (cuando solo importaba explorar el hidrocarburo convencional) no habían sido estudiados con miras a una producción comercial. La forma de funcionamiento de estos yacimientos ha sido vuelto a analizar en función de la capacidad de almacenamiento y, sobre todo, el transporte y la producción de hidrocarburo.

La porosidad total de estos sistemas, sin tomar en cuenta las fracturas naturales, está compuesta principalmente de:

- Porosidad de la matriz no arcillosa.
- Porosidad de la arcilla.
- Porosidad del kerógeno.



- Porosidad efectiva: es el volumen de poros interconectados y contribuye al flujo en un yacimiento, se define como la porosidad total menos la porosidad de las lutitas.
- Porosidad de las lutitas: porosidad estimada en base al volumen de las lutitas.
- Porosidad de agua ligada a la arcilla: ocupado por agua adsorbida en arcillas e hidratación de las arcillas.
- Porosidad de agua capilar: ocupada por agua atrapada capilarmente en la matriz.
- Porosidad de flujo libre: ocupado por fluidos móviles, ($\Phi_{FF} = \text{Porosidad total} - \text{Porosidad de agua ligada} - \text{Porosidad de agua capilar}$). El gas libre ocupa este espacio poroso cuando S_o es aproximadamente 0%.
- La porosidad para registros se puede calcular a través de un registro de densidad, con la relación de la densidad medida (ρ_b) y los componentes de las lutitas (ecuación 3).

$$P_b = P_m V_m + P_k V_k + P_{gk} \Phi_k + P_{gm} \Phi_m \dots (3)$$

donde:

P_b densidad media

P_m densidad de la matriz; V_m fracción del volumen de la matriz

P_k densidad del kerógeno; V_k fracción del volumen del kerógeno

P_{gk} densidad del gas intrakerógeno; Φ_k porosidad del kerógeno

P_{gm} densidad del gas intermatriz; Φ_m porosidad de la matriz

Para la correcta aplicación de las ecuaciones son necesarias las siguientes suposiciones:

- 1) El gas libre en la matriz es de igual densidad al gas libre y absorbido en el kerógeno.
- 2) La variabilidad de la densidad de los minerales son calculados para un modelo de mineralogía.
- 3) El gas absorbido forma parte de la porosidad total.

La fracción del kerógeno se define como (ecuación 4):

$$W_k = \frac{TOC}{C_k} \dots (4)$$

donde:

C_k es el peso fraccionario del carbón en el kerógeno específico para cada yacimiento.



Permeabilidad

Es la capacidad de la roca de permitir que un fluido atraviese su espacio poroso sin alterar su estructura interna, este parámetro está en función del tamaño, forma, clasificación y arreglo de los granos, pero también destacan los siguientes factores: porosidad efectiva (poros interconectados), densidad del fluido y presión del fluido, su unidad es el darcy y comúnmente para la industria petrolera usada con el prefijo de milésima parte siendo ésta milidarcys (mD). La permeabilidad se puede clasificar de la siguiente manera:

- Permeabilidad Absoluta (K_{abs}) propiedad que permite a la roca el paso de un fluido mojante cuando se encuentra completamente saturada del mismo fluido, esta propiedad es igual para cualquier líquido que sea mojante (no incluye a los gases).
- Permeabilidad efectiva (K_f): esta propiedad se especifica en un fluido, y es la propiedad que permite el paso a un fluido en presencia de otros (aceite, gas o agua) en el medio poroso, sus valores varían desde cero hasta la permeabilidad absoluta, excepto en el caso del gas, que puede ser mayor debido a resbalamiento molecular por no ser un fluido mojante.
- Permeabilidad Relativa (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw}) (ecuación 5): este parámetro es solo una relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la absoluta, se define de la siguiente forma para el aceite, gas y agua respectivamente.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_{abs}}$$

$$K_{rg} = \frac{K_w}{K_{abs}}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_{abs}} \dots(5)$$

La suma de las ecuaciones anteriores es menor a 1.0

La ley de Darcy en función del gasto se expresa como (ecuación 6)

$$q = \frac{KA(P_1 - P_2)}{\mu L} \dots(6)$$

donde:

q gasto (cm^3/s)

K coeficiente de permeabilidad (D)

A área (cm^2)

P1-P2 gradiente de presión (atm)

μ viscosidad del fluido (cp)

L longitud del medio poroso (cm)



Saturación de fluidos

Es la relación entre el volumen del fluido (V_f) y el volumen de los poros (V_p), siendo los fluidos posibles aceite, gas o agua. Un yacimiento petrolero puede albergar dos o hasta tres saturaciones de fluido, donde la saturación de agua (S_w) puede ser móvil o irreductible.

La saturación de agua irreductible (S_{wirr}) es del orden de 0.1 a 0.3, la saturación de aceite (S_o) puede alcanzar valores de 0.9, por lo tanto, la sumatoria de las saturaciones es igual a 1. La saturación crítica es el punto mínimo del valor de la saturación a partir del cual el fluido comienza a desplazarse (ecuación 7).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots (7)$$

Saturación de agua (S_{wT}): para el cálculo de este parámetro con base en registros se aplica el modelo de Archie, basado en un registro de porosidad y resistividad de la siguiente forma (ecuación 8):

$$S_{wT} = \sqrt[n]{\frac{\alpha * R_w}{\phi_T^m * R_t}} \dots (8)$$

donde:

R_t resistividad de la roca; n exponente de saturación

R_w resistividad del agua de formación; m exponente de cementación

R_t resistividad verdadera de la formación; a factor de tortuosidad (≈ 1)

ϕ_T porosidad total

La ecuación de Archie se aplica cuando la formación es limpia y la conducción de la corriente eléctrica es a través del agua que se localiza en los poros. Cuando esta condición no se cumple, entonces no es aplicable este método.

Densidad del grano

Debido a la influencia del kerógeno en la densidad del grano, es importante evaluar este parámetro (G_D o P_{ma}), pues la presencia de kerógeno disminuye la densidad con una lutita sin kerógeno, esto es utilizado para calibrar los registros, y este parámetro se puede calcular a través de un registro mineralógico.

Resistividad

Es la medida de la dificultad que la corriente eléctrica encuentra al circular a través de un material. Es una de las propiedades más importantes en Registros de pozo. Se mide en ohm-m.

Los parámetros que se pueden cuantificar a partir de registros de pozos son la porosidad y resistividad. La saturación de agua se puede calcular por la ecuación de Archie (ecuación, 9).



$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \dots (9)$$

donde:

R_w es la resistividad del agua de formación

R_t es la resistividad verdadera de la roca en su estado natural son contaminación del filtrado del lodo

n es el exponente de saturación

F es el factor de formación el cual se define como la resistividad de una roca 100% saturada con un fluido (generalmente agua salada) entre la resistividad del agua que la satura (ecuación 10)

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots (10)$$

Este factor se puede relacionar con la porosidad a través de la siguiente expresión:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde a y m dependen de la geometría interna y del tipo de porosidad de la roca

Cuando se tienen rocas de tipo granulosa se utiliza la expresión:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

Expresión que es conocida como relación de Humble, mientras que para rocas carbonatadas se utiliza la expresión

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

Cuando se tiene lutita, arcilla, yeso, gas, etc., la relación 7 no se conserva, por lo que en dicha situación se requiere de un número mayor de registros para hacer correcciones que eliminen la influencia de estos elementos.

Para poder utilizar óptimamente la ecuación de saturación se requiere realizar algunas aproximaciones. Una de estas es la del cálculo de la resistividad del agua de formación. Es conocido que la resistividad cambia con la profundidad, se sabe además que el gradiente geotérmico en la tierra está controlado por la conductividad térmica de la roca. En la práctica se mide la temperatura en el fondo del agujero y en la superficie, y se considera un gradiente lineal.

Sonda normal

La siguiente imagen (Figura 3.1) muestra el esquema del arreglo de este tipo de sondas, este consiste en un electrodo A por el cual se emite una corriente alterna o también conocida como corriente pulsante de baja frecuencia, cuya frente se encuentra en



superficie, este circuito se cierra con otro electrodo B que se encuentra bastante alejado del electrodo A y M, donde el electrodo M, dista 0.40 m (16") o bien 1.60 (64") del electrodo o punto A; donde se mide la diferencia de potencial entre un electrodo M y un N que se encuentra todavía más alejado.

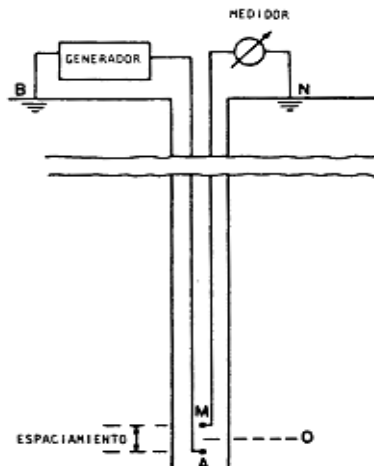


Figura 3.1 Esquema del arreglo de un dispositivo normal (Tomado de Guillot, 2010).

Debido a este tipo de arreglo, se determina que existe una caída de potencial entre los electrodos M y N de medición, y que esta caída es proporcional a la resistividad R del medio ambiente que los separa.

Para que lo anterior se cumpla, se supone que el electrodo A, que es el emisor de la corriente, se debe encontrar en un medio homogéneo e isotrópico; dadas estas condiciones, será posible que se genere un campo eléctrico alrededor del electrodo A.

Por lo tanto, las curvas de resistividad obtenidas con este tipo de arreglo en los electrodos de la sonda, son llamadas curvas normales; cabe aclarar que si se presenta un espaciamiento entre el electrodo de corriente A y el de medida M, es igual a 0.40 m (16") será llamada Curva normal corta, pero si el espaciamiento entre A y M es igual a 1.60 (64"), será llamada curva normal larga.

A continuación se presentan algunos ejemplos de las diferentes respuestas, para arreglos Normales (Figura 3.2 y 3.3):

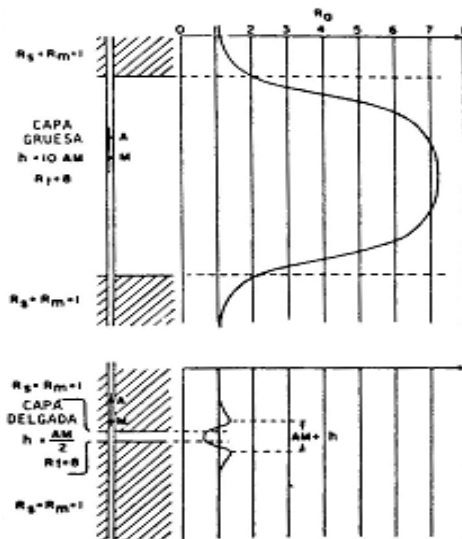


Figura 3.2 Curvas Normales.
Capa más resistiva que las formaciones adyacentes (Tomado de Guillot, 2010).

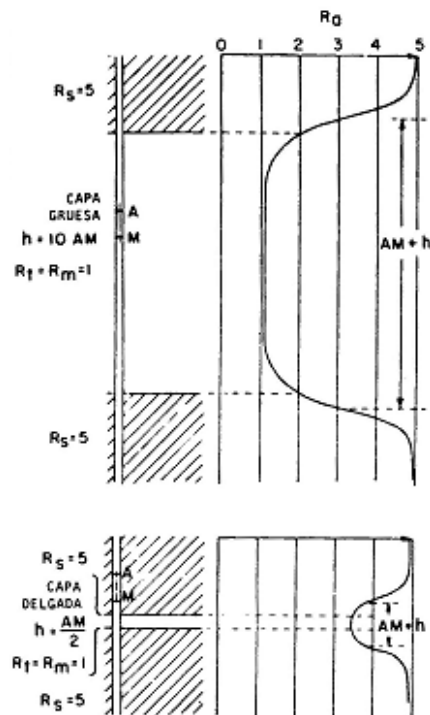


Figura 3.3 Curvas Normales.
Capa menos resistiva que las formaciones adyacentes (Tomado de Guillot, 2010)



La figura 3.4 representa la distribución teórica y real respecto a un arreglo normal

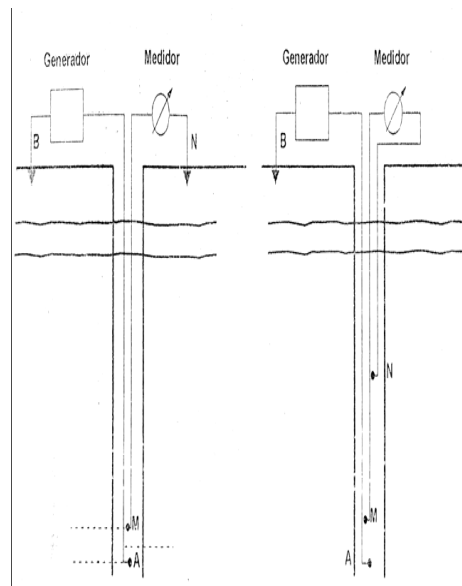


Figura 3.4 Distribución Teórica Distribución Real (Tomado de Guillot, 2010).

Sonda Lateral

Esta curva también es conocida como inversa o de gradiente, en esta sonda el arreglo de electrodos se presenta de otra forma, pues los electrodos de medida M y N se encuentran muy cercanos uno del otro, donde se mide la diferencia de potencial entre estos dos electrodos (Figura 3.5).

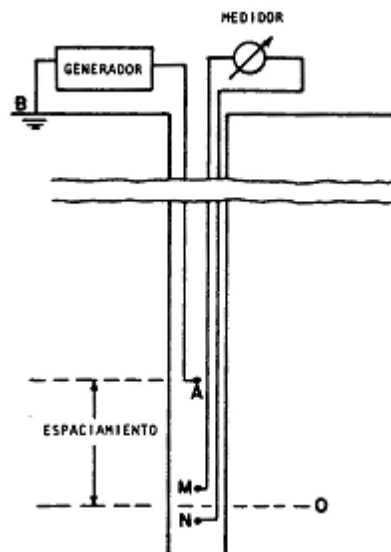


Figura3.5 Esquema del arreglo de un dispositivo lateral (Tomado de Guillot, 2010).



El intercambio de electrodos de corriente por los electrodos de medición y viceversa, que se lleva a cabo en la práctica, funcionan bajo el principio de reciprocidad, donde es aplicable al caso de los cuatro electrodos; Según lo que nos dice este principio, es que en un circuito eléctrico de cuatro electrodos, donde se tienen dos de corriente y dos de medición, es posible cambiar los electrodos de corriente por los de medición, obteniéndose los mismos resultados. Esto permite que los circuitos de medición y de emisión de corriente puedan soportar el paso de una corriente en ambos sentidos con la finalidad de que los fenómenos de inducción y polarización sean anulados.

A continuación se presentan un par de esquemas (Figura 3.6 y 3.7 que nos muestran ejemplos de las diferentes respuestas más comunes que se pueden dar en un arreglo lateral, ya sea para las diferentes capas adyacentes al intervalo, sean más o menos resistivas.

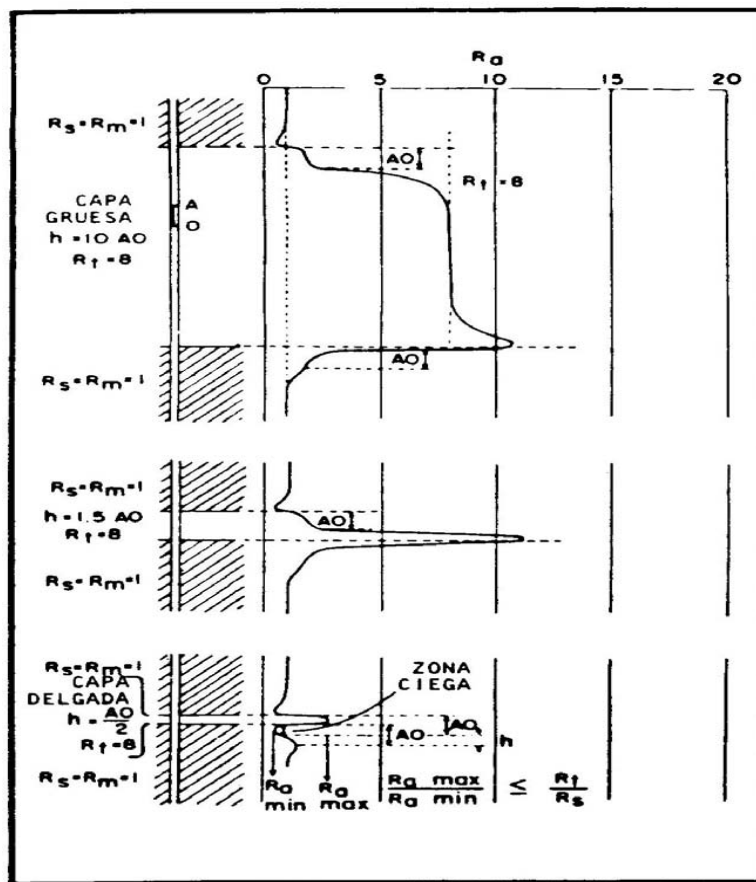


Figura 3.6 Respuestas de las curvas laterales, capa más resistiva que las de la formación adyacente (Tomado de Guillot, 2010).

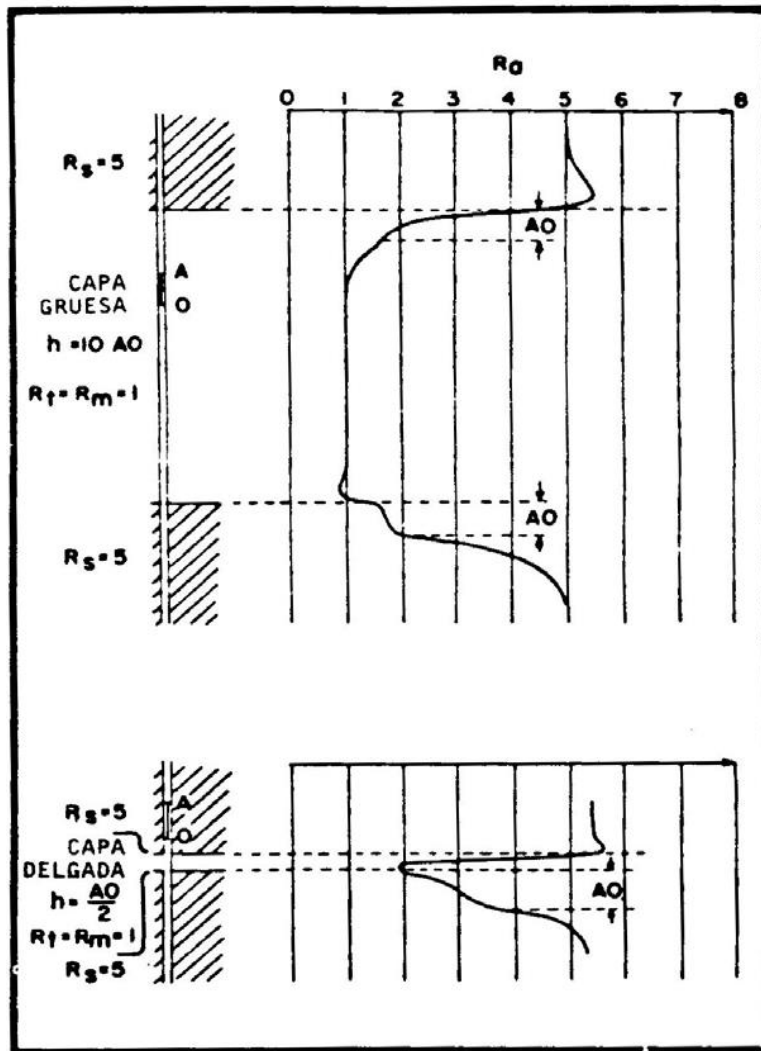


Figura 3.7 Respuestas de las curvas laterales, capa menos resistiva que las de las formaciones adyacentes (Tomado de Guillot, 2010)



3.2 RESPUESTA DE LOS PRINCIPALES REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN FORMACIONES CON PRESENCIA DE LUTITAS

Los registros eléctricos y radioactivos tienen una respuesta particular en intervalos de lutitas gasíferas o aceítíferas. La presencia de hidrocarburos y kerógeno dan como resultado alteraciones en la respuesta de los registros de resistividad, densidad, sónico, neutrón, espectroscopia de rayos gamma e imágenes de microresistividad en comparación con intervalos sin presencia significativa de kerógeno.

Registro de Resistividad: de acuerdo con el tipo y volumen de arcilla, la presencia del kerógeno e hidrocarburos incrementan la resistividad de la roca, el contenido de arcillas puede variar entre 30-70%, según estudios desarrollados (aunque en algunos casos la presencia de minerales arcillosos puede ser menor al 10%), mientras mayor sea el contenido de arcillas, la resistividad de las rocas será menor, sin embargo, la propiedad de las arcillas que más afecta a la resistividad es la capacidad de intercambio catiónico CIC siendo ésta, una relación inversamente proporcional, esta propiedad varía en función del tipo de arcilla y de su composición mineralógica. Los intervalos de lutitas gasíferas y lutitas aceítíferas son más resistivos que los intervalos ricos en arcilla con bajos niveles de kerógeno. Cuando se tiene un solo intervalo con gas, la presencia del kerógeno puede ser gradacional, resultando en respuesta de la resistividad en forma de campana, sin embargo, en etapas de sobremaduración la resistividad sufre una drástica reducción por la presencia de grafito que es un material conductivo (Cabrera, 2015).

Registro de Rayos Gamma y Espectroscopia de Rayos Gamma: la presencia de lutitas incrementa el nivel de radioactividad de la formación. Es normalmente fácil distinguir entre un estrato rico en arcillas y capas con carbonatos o arenas. Anormalmente, alta radioactividad natural en lutitas gasíferas es causada por la presencia de Uranio concentrado o iones de Uranio, por ejemplo, como resultado de condiciones reductivas en ambientes marinos. Por lo tanto, es altamente recomendable el uso de una herramienta de espectroscopia de rayos Gamma (NTG por sus siglas en inglés) para evaluar dichas formaciones. La capacidad de separar niveles de radiación de Torio (Th), Potasio (K) y Uranio (U) es una ventaja en comparación con rayos gamma totales (Gr). Es ampliamente aceptado el hecho de que la illita, mica y feldspatos son los principales contribuyentes de Uranio. El efecto de la montmorillonita, clorita y caolinita en los niveles de radiación son menos significativos. La relación entre Th-K- P_{ef} (Torio, Potasio y factor fotoeléctrico) en conjunto con los análisis de laboratorio son algunas de las opciones usadas para distinguir la riqueza mineral de las arcillas (Figura 3.8) (Cabrera, 2015).

Densidad y factor foto eléctrico: el kerógeno y el gas son de baja densidad (ρ_b) y bajo factor fotoeléctrico (P_{ef}), como resultado de los altos niveles de estos componentes se reduce la densidad y el factor fotoeléctrico de la roca. También la densidad de la matriz con kerógeno (ρ_{ma}) es muy bajo, casi igual a la densidad del agua, por esta razón si el volumen de kerógeno no es estimado con precisión, los cálculos subsecuentes de la porosidad serán incorrectos, proporcionando datos más altos que los reales. Por otro lado, algunos autores han hecho correlaciones entre ρ_b y TOC (Carbono Orgánico Total, por sus siglas en inglés)



mediante la explotación de esta característica, reportando resultados satisfactorios en la obtención de TOC desde la densidad de la roca, como se mide en laboratorio; dicha aplicación puede ser extendida hasta la interpretación de los registros. El diámetro de agujero y la buena geometría del pozo son factores críticos para este tipo de registros; el diámetro de invasión y el tipo de lodo debe ser conocido, aunque para las lutitas existen cambios en la formación cerca de las paredes del pozo debido a otros factores distintos a la invasión del lodo (Figura 3.8)(Cabrera, 2015).

Sónico: kerógeno y gas tienen altos tiempos de tránsito acústico (Δ_t); por lo tanto, un alto volumen de estos componentes, incrementa el tiempo de tránsito compresional, Δ_{tc} , como resultado, el registro sónico tiende a exagerar las estimaciones de la porosidad y es imposible contrarrestar el efecto de estos componentes. Algunas publicaciones también reportan afectaciones en las mediciones de las ondas de corte y en la correlación que existe entre Δ_{tc} y TOC (Cabrera, 2015).

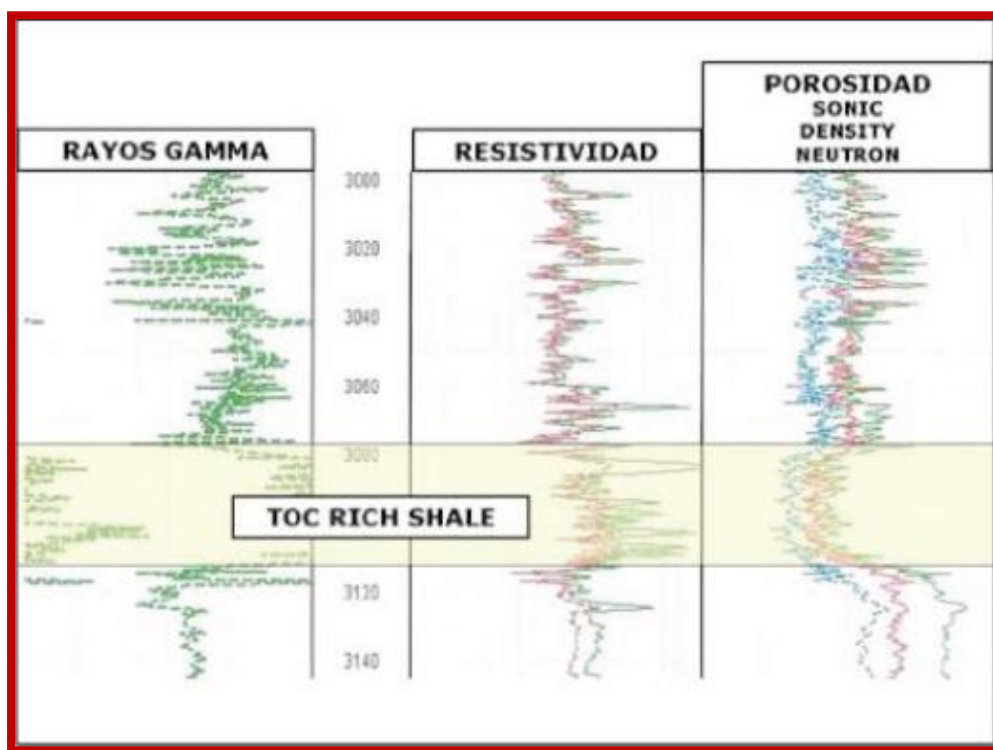


Figura 3.8. Imagen en la que se pueden ver las diferentes respuestas para los registros de rayos gamma, resistividades, densidad, factor fotoeléctrico y sónico en un intervalo con presencia de materia orgánica.: (Tomado Cabrera, 2015)

Neutrón compensado: éste es uno de los registros convencionales menos utilizado en la detección y evaluación del Contenido Orgánico Total y el potencial productivo del shale gas. Este registro está afectado por el Hidrógeno en la materia orgánica, el Hidrógeno de las arcillas, Hidrógeno del agua y los hidrocarburos presentes que también afectan las mediciones de este registro. Se considera que la porosidad de neutrones es alta, pero su



uso en la detección y estimación de TOC ha sido limitada, también se piensa que el índice de Hidrógeno del kerógeno es menor que el de agua, por lo tanto la porosidad neutrón tiende a reducirse de acuerdo a la cantidad de kerógeno presente. El gas in situ tiende a reducir la porosidad neutrón ya que tiene un menor índice de Hidrógeno que el agua, aunque, cuantificar los efectos de reducción de la porosidad debido a la falta de Hidrógeno en el gas y el kerógeno es bastante complejo para este tipo de roca. En efecto la combinación de neutrón densidad son limitados en la localización de gas y kerógeno debido al fuerte impacto de arcillas, las cuales aumentan la porosidad neutrón o debido a la presencia de calcita y dolomita que resultan en respuesta de registro de neutrones complejos y contrastantes.

Específicamente, la calcita tiende a reducir la porosidad de neutrones en shale gas, y esto puede ser confundido con efectos de gas. Este tipo de registro se ve menos afectado por la geometría del pozo, aunque cualquier otro factor que puede alterar a la formación en las áreas cercanas a las paredes del pozo puede tener un impacto en la calidad de esta medición (Cabrera, 2015).

Resonancia magnética nuclear (NMR): en estos yacimientos, calcular la porosidad con registros convencionales es muy difícil, entre otros factores, la dificultad radica en poder determinar los parámetros de la matriz con precisión como la composición mineral y el contenido de kerógeno, además de la incertidumbre con respecto a las propiedades de los minerales arcillosos y kerógeno (densidad, tiempo de viaje, etc). Las técnicas de NMR parecen altamente útiles para la estimación de la porosidad en yacimientos no convencionales, dado que ésta no depende de las características de la matriz en la ausencia de minerales paramagnéticos. Sin embargo, el contenido de gas, aun en casos de baja porosidad, puede afectar la exactitud de este método. Aun no existen pruebas suficientes con respecto a estos efectos, por lo tanto es importante señalar que este registro se encuentra en una etapa de evolución en busca de una mejor precisión. El diámetro de agujero y la geometría del pozo son factores críticos para este tipo de registros; la invasión del filtrado de lodo y el tipo de lodo debe ser conocido para el uso de este método, aunque en este tipo de rocas, los cambios en las formaciones cerca de las paredes del pozo pueden deberse a otros factores diferentes a la invasión del lodo (Cabrera, 2015).

Imágenes de microresistividad: Para lodos base agua, los colores de una imagen de microresistividad de un área con alto contenido de kerógeno suele ser claro, mientras en áreas arcillosas adyacentes de menor o nulo contenido de kerógeno los colores son oscuros. La respuesta del kerógeno no debe ser confundida con las capas calcáreas o siliciclasticas, yacimientos de carbón o concreciones de minerales altamente resistivos. Se tienen reportes que en lodos base aceite las imágenes de microresistividad son confiables, siempre que el lodo no invada profundamente la formación y no existan fracturas naturales que puedan hacer la interpretación compleja. El diámetro de agujero y la geometría del pozo son factores críticos para este tipo de registros; la invasión del lodo y el tipo de lodo debe ser conocido para el uso de este método, aunque en este tipo de rocas, los cambios en las formaciones cerca de las paredes del pozo pueden deberse a otros factores diferentes a la invasión del lodo (Cabrera, 2015).



3.3 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN FORMACIONES CON PRESENCIA DE LUTITAS

Metodo de análisis

La interpretación de los Registros Geofísicos de pozo es sin duda fundamental para lograr los siguientes objetivos:

- Detección del potencial de áreas productivas.
- Estimación del contenido de gas.
- Establecer el espesor neto y las propiedades de las rocas.
- Gas inicial en sitio (GIIP, por sus siglas en ingles), volumen técnicamente recuperable de hidrocarburo (TRV, por sus siglas en ingles) y estimación volumétrica de reservas.

Detección de áreas potencialmente productivas: los intervalos potencialmente productivos pueden ser detectados a través de registros, registros de lodo, cortes, núcleos y núcleos laterales, siguiendo el patrón de respuesta del kerógeno. Es posible encontrar la cima y la base de los intervalos de interés apoyado de los registros de lodo y la inspección de los núcleos, los cuales brindan información muy valiosa debido a las características bituminosas de los núcleos.

Estimación de TOC con registros: establecer el gas absorbido no es suficiente para estimar el contenido total de gas, a menos que éste, sea el único presente, por la razón de que el gas total es la suma del gas absorbido, más el gas libre, pero para esto es necesario establecer el TOC de la roca, para lo cual existen diversas formas utilizando la isoterma de Langmuir que interpreta el proceso de adsorción y se aplica extensamente en los estudios de la catálisis permitiendo una mejor comprensión de los fenómenos cinéticos. Para lograr esta estimación se necesita tener estudios previos de la formación tales como:

- Índice de madurez de la materia orgánica (R_o , LOM).
- Contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) e índice de Hidrógeno (HI).
- Isoterma de Langmuir.

Existen al menos dos formas de determinar TOC in situ:

1. Densidad vs TOC: Este método consiste en la correlación entre la densidad de la roca (ρ_b) y el contenido de TOC, ambas mediciones en muestras de formación. Si se puede establecer una fuerte correlación a través de análisis de laboratorio, con el registro de densidad se puede establecer el contenido de TOC, de manera similar, se pueden establecer correlaciones usando la densidad de grano (GD) medida en laboratorio, o utilizando el valor de densidad de la matriz (ρ_{ma}) obtenida en



interpretaciones de registros complejos. El uso de los registros de rayos gamma, Uranio, Sónico y Neutrón también ha reportado buenos valores de correlación.

2. Método de Passey o $\Delta\log R$ -TOC:

1. Calibrar la diferencia gráfica de la curva del registro de porosidad (escala lineal) con respecto a la curva de resistividad (escala logarítmica) asignando un valor a este cruzamiento, comúnmente llamado $\Delta\log R$.
2. Calibrar $\Delta\log R$ contra TOC de acuerdo al índice de madurez (LOM); TOC y LOM deben ser medidos desde muestras de la formación para un más amplio rango de localizaciones e intervalos de interés como seas posible.
3. Establecer una correlación entre LOM y profundidad o temperatura en la zona de interés.
4. Usando estas correlaciones podemos obtener TOC desde $\Delta\log R$ obtenida en pozos donde no existían núcleos o cortes disponibles.

Con el fin de obtener el valor de TOC a partir de registros, Passey ha establecido correlaciones entre TOC, LOM y $\Delta\log R$ (Figura 3.9). Estas correlaciones deben ser revisadas para asegurarse que también sirven en otros campos de las áreas de estudio; las nuevas correlaciones se deben probar para corroborar que sirven para cada caso. Se establece una correlación entre la LOM y profundidad en un área específica; esto sugiere que las características similares podrían establecerse para otros campos de estudio.

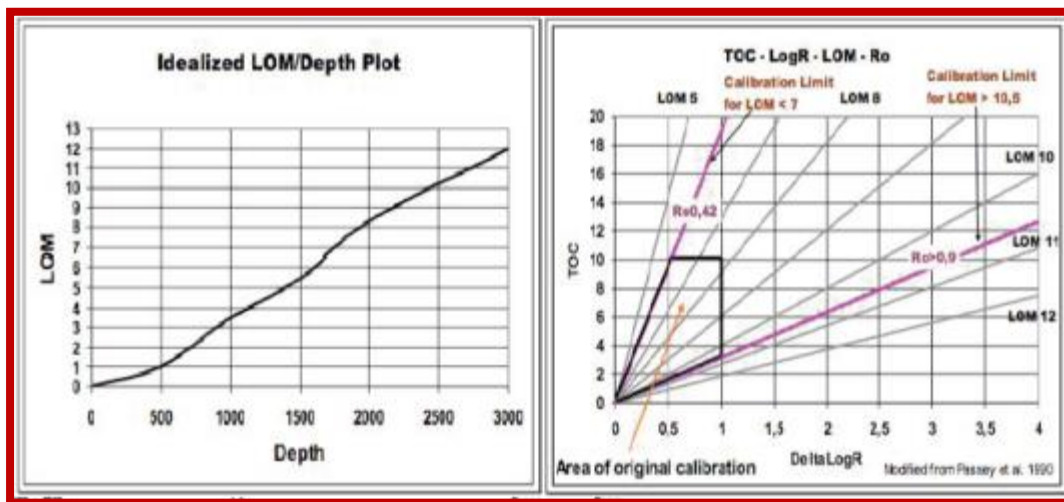


Figura 3.9 En la parte izquierda se tiene la correlación entre LOM y profundidad para un área productiva de shale gas, en la gráfica de la derecha se observa la relación de R_o/LOM con $\Delta\log R$ usada para obtener TOC (Tomado de Cabrera, 2015)

A continuación se describe la fórmula para la obtención de la diferencia $\Delta\log R$ a partir de la cual se podrá calcular TOC con la ecuación de Passey (ecuación 11).



$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + (P * (\Delta t - \Delta t_{baseline})) \dots (11)$$

Donde P: resistividad del ciclo logarítmico sobre el ciclo de tiempo de tránsito, normalmente igual a 0.02 (ecuación 12).

$$0.02 = \frac{1}{50_{ms/ft}} \dots (12)$$

Ecuación de Passey (ecuación. 13):

$$TOC(W\%) = \Delta \log R * 10 * (^{2.297} - .1688 * LOM) \dots (13)$$

Passey afirma que el método funciona de manera correcta para pozos con valores de LOM entre 6 y 12 y que en estudios recientes el máximo ha sido reducido a 10.5, también advierte que es importante considerar la relación entre TOC y S₂ (tipo de kerógeno) del análisis geoquímico. Otros autores comentan que en ocasiones es necesario ajustar la ecuación de Passey con un factor C, el valor del cual depende de la calibración realizada en la zona de estudio, se ha detectado que la falla radica en formaciones con alto contenido de carbonatos que obstaculiza la presencia de arcillas en las formaciones de estudio, Sondergeld establece un valor de C=4 como confiable.

Una vez que ya tenemos un valor confiable de TOC, el contenido de gas absorbido se puede estimar mediante el uso de isotermas de Langmuir.

El registro sísmico ha sido ampliamente utilizado junto con el registro de resistividad, ya que son los más comunes en la mayoría de los pozos, especialmente para pozos antiguos (Figura 3.10).

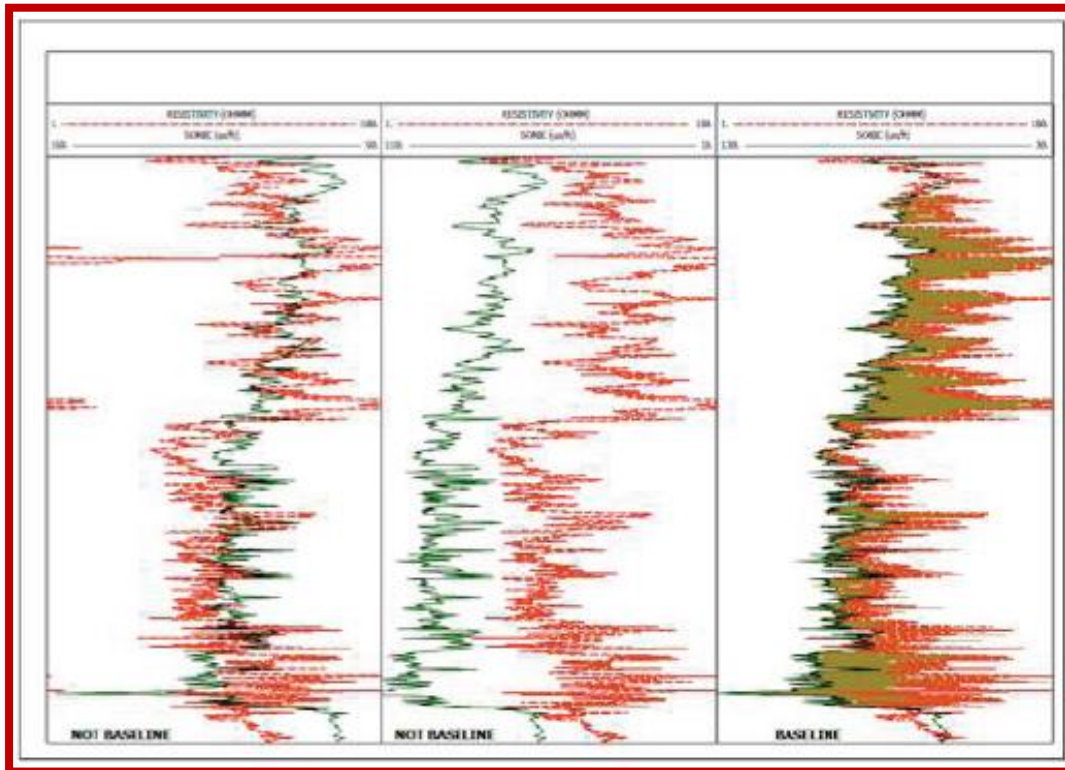


Figura 3.10 Curvas de registro de resistividad y sónico, adecuados para estimar $\Delta \log R$ de acuerdo al método de Passey. (Tomado de Cabrera, 2015)

Estimación de gas total con registros y modelos de Resistividades: Es esencial discutir las dificultades de la estimación total de gas a través de registros y modelos de resistividades, el resultado de esto, contribuye a la determinación del gas libre. Para fines prácticos, se asume que la calidad de los registros usados es buena, sin efectos de pozo o alguna otra alteración indeseable.

Las principales limitaciones en la estimación de gas total están relacionadas con determinar la composición litológica, incluyendo el % de kerógeno y sus propiedades, baja porosidad de la roca y la alta incertidumbre para estimar los parámetros a , m y n necesarios para calcular la saturación de agua.

Si se tienen fracturas abiertas o parcialmente abiertas, el espacio vacío es medido mediante registros, como porosidad, incluido en el registro de porosidad total. Las fracturas naturales pueden ser detectadas en núcleos e imágenes de pozo y cuando se presentan abiertas pueden ser inferidas de la interpretación de registros. Algunos autores recomiendan evaluar el contenido de gas en términos de la densidad del volumen de gas (BVG, por sus siglas en inglés). Para hacerlo, sugieren estimar la porosidad total y multiplicar este valor por la saturación total de gas ($1-S_{wt}$) para obtener el % de volumen de gas en la roca. Si no hay aceite presente, este volumen de gas debe representar el volumen



total de gas, así el volumen de gas libre es obtenido como la diferencia entre BVG y el volumen estimado de gas absorbido usando las isothermas de Langmuir.

No se recomienda calcular las propiedades de las lutitas en base a la porosidad. Si alguien pretende estimar el valor de gas libre a partir de la porosidad efectiva y saturaciones de agua debe tener en consideración el gas libre del volumen de arcillas y una resistividad de los minerales arcillosos libre del efecto de gas. La porosidad efectiva ha sido entendida como porosidad total menos la porosidad de la lutita. Sin embargo, para las lutitas se considera erróneo utilizar la porosidad efectiva en las estimaciones volumétricas.

Por otro lado, si se utiliza porosidad efectiva para deducir la porosidad de la arcilla, debe quedar claro que ese modelo solo asume que los fluidos irreducibles están presentes en la arcilla, y que el gas absorbido solo es almacenado por la matriz no arcillosa al igual que el kerógeno. Aun así, este no define claramente el tratamiento del gas absorbido en las arcillas, que afecta a los registros de porosidad y resistividad. Por lo tanto, es recomendable estimar el volumen de gas utilizando la porosidad total en oposición a la porosidad efectiva, pues la incertidumbre puede ser menor.

La evolución de registro de resonancia magnética para estos yacimientos es muy esperada. Se está investigando la posibilidad de utilizar esta tecnología para establecer de forma fiable la porosidad total, además de la identificación de la porosidad ocupada por el gas libre (porosidad NMR), lo que a su vez facilitaría la formulación directa de BVG independiente de parámetros tales como la densidad de la matriz o de la salinidad del agua de la formación. Estos trabajos también han creado dudas sobre la contribución del gas adsorbido a la señal NMR y los descuidos en los efectos de difusión (mezclar las señales de gas y líquidos).

La estimación de la porosidad total puede ser resuelta con registros convencionales, si lo siguiente se puede determinar con precisión:

- 1) Volumen (%) de los componentes litológicos.
- 2) Los valores de los componentes litológicos de la matriz incluyendo al kerógeno.
- 3) Valores de los parámetros de los fluidos.

Aunque no ha sido posible verificar que todo los métodos de laboratorio son suficientemente precisos para utilizarlos como referencia concluyente, el control de los resultados con el análisis de la porosidad siempre será útil además es importante recordar que el análisis de laboratorio de núcleos no mide porosidad de las fracturas naturales, mientras que los registros estiman la porosidad total del sistema.

Dada la complejidad que se ha descrito anteriormente, los analistas han realizado un gran esfuerzo en el uso de herramientas y técnicas avanzadas para interpretar la porosidad con registros. Las aplicaciones más comunes son las basadas en modelos probabilísticos utilizando registros especiales (geoquímicos) y los registros convencionales mencionados anteriormente. Si los resultados obtenidos son coherentes y el resultado de las operaciones demuestra que los parámetros establecidos por el uso de estas técnicas pueden considerarse confiables, entonces es recomendable aplicarlos en el trabajo de campo, a pesar de su complejidad y altos costos.



Sin embargo, siempre habrá la posibilidad de usar un modelo más simple para obtener la porosidad del yacimiento. Estos modelos son más importantes en los casos en donde la disponibilidad de los registros es limitada. A continuación se muestra el cálculo de la porosidad desde el registro de densidad:

La herramienta de densidad, arroja valores de porosidad total que son demasiado altas y poco realistas, cuando se utiliza un valor de densidad de la matriz que no considera el efecto de kerógeno debido a que la densidad de kerógeno es muy baja, los valores de la densidad de la formación (ρ_b) se verán seriamente afectados. En las siguientes ecuaciones se presenta primero la ecuación en donde no se considera el TOC cayendo en la afectación al registro antes planteado y luego se plante la ecuación tomando en cuenta el valor del TOC.

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \dots (12) \quad \text{vs} \quad \phi_T = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots (14)$$

donde:

ϕ_T : Porosidad total

ρ_m : Densidad de la Matriz sin TOC

ρ_{ma} : Densidad de la Matriz con TOC

ρ_b : Densidad de la formación establecida con registros

ρ_f : Densidad del fluido

Con el fin de utilizar este modelo, primero es necesario obtener información de registros adicionales que facilitan la estimación de la densidad de la matriz que incluye en efecto kerógeno (ρ_{ma}). Las curvas de Torio y Potasio junto con otras curvas como el factor fotoeléctrico U ($\rho_b * PEF$), la curva litológica medida o calculada que no es dependiente de la porosidad, facilitará la compilación de módulos multi-mineral para estimar la densidad de matriz que toma en cuenta al kerógeno. Con estos modelos, y en base a los registros de densidad, se establece lo siguiente:

$$\rho_{ma} = (volMin1 * \rho_{min1}) + (volMin2 * \rho_{min2}) \dots + (volMinN * \rho_{minN}) + (volKer * \rho_{ker}) \quad (14)$$

El volumen del kerógeno debe ser estimado de manera separada, con el % del peso del TOC (wt%TOC) y los modelos presentados a continuación:

$$TOC = \frac{Vol_{ker} * \rho_{ker}}{\rho_b * K} \dots (15)$$

$$Ker(vol\%) = TOC(wt\%) * f \quad \rightarrow \quad f \approx 2 - 2.5$$

$$Ker(vol\%) = \left[\frac{(1-\phi) * \rho_{ma}}{(\rho_{ker} * C_{ker})} \right] * TOC(wt\%) \dots (16)$$

donde:

TOC: Carbono Orgánico Total

Vol_{ker} : Volumen del kerógeno

ρ_{ker} : Densidad del kerógeno (g/cc)



ρ_b : Densidad de la formación (g/cc)

K: factor de conversión

ϕ : Porosidad Total

ρ_{ma} : densidad de la Matriz

ρ_{ker} : Densidad del kerógeno

C_{ker} : w% del carbón en el kerógeno ($\rho_{ker} * C_{ker} = 1$)

$$Ker(vol\%) = \frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} (\rho_b - \phi_T \rho_f) \dots (17) \text{ donde:}$$

K_{er} : Volumen del kerógeno (%)

ρ_{TOC} : Densidad de la matriz con TOC, valor entre 1 y 1.5 (g/cc)

La ecuación anterior propone una manera de corregir el registro de densidad dado que w%TOC es medido en condiciones secas, mientras que ρ_b incluye a los fluidos en la formación, si se observan desequilibrios cuando se usa w%TOC calculado a través de registros, el resultado de la ecuación puede ser ajustado con un coeficiente k: por simplicidad se asume que este valor es igual a 1. Una figura de la densidad de un fluido corregido puede ser usado o este puede ser calculado si S_w es conocida, usando la siguiente ecuación:

$$\rho_f = \rho_g(1 - S_{wT}) + \rho_w S_{wT} \dots (18)$$

donde:

S_{wT} : Saturación Total de agua

ρ_g : densidad del gas (g/cc)

ρ_w : densidad del agua de formación (g/cc)

Es recomendable calibrar esta estimación con la densidad del grano medida en laboratorio y con la densidad de la matriz obtenida a través de registros XRF, análisis SEM incluyendo TOC.

Si la información de los registros es suficiente para estimar los porcentajes de los minerales, la ecuación siguiente puede ser usada para corregir los efectos del kerógeno en la medición de la densidad (ρ_b).

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b (\rho_m \frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} - W_{TOC} + 1)}{(\rho_m - \rho_f)} \dots (19)$$

donde:

ρ_m : densidad de la matriz con TOC

Para estimar la densidad de la matriz se selecciona un intervalo del registro que no es afectado por la presencia del kerógeno, teniendo en cuenta el efecto de la porosidad de las lutitas; como resultado, la densidad de la matriz debe incluir la de arcilla seca. Si la porosidad es mayor que cero, la densidad de la lutita húmeda tendrá menor densidad respecto a una lutita seca.



Si la información de W%TOC y la densidad de grano está disponible, la densidad de la matriz sin TOC puede ser calculada para luego aplicarse a todo el intervalo de interés de la siguiente manera:

$$\rho_m = \frac{\rho_{ma} * (1 - W_{TOC})}{1 - \left(\frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} * \rho_{ma}\right)} \dots (20)$$

donde:

ρ_{ma} : densidad de la matriz con TOC

$\rho_{ma} < \rho_m \rightarrow W\%TOC > 0$



4. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN

4.1 PERFORACION HORIZONTAL

Generalidades de la perforación direccional

Mientras el uso de la tecnología de perforación direccional se ha incrementado dramáticamente desde mediados de los 80's, la tecnología misma se remonta a 1891. En 1929, los primeros pozos verdaderamente horizontales fueron perforados en Texon, Texas y muchos pozos horizontales fueron perforados en la USSR y China durante los años 50's y 60's, con éxito limitado. Disminuyendo los precios del aceite, acoplándose a la necesidad para buscar reducir costos y el desarrollo de nuevos dispositivos de fondo de pozo, resucitando la tecnología de la perforación horizontal a finales de los 70's y principios de los 80's.

Un pozo perforado direccionalmente es definido como un pozo perforado que interseca una formación potencialmente productiva. Generalmente, esto significa que el inicio de la perforación del pozo inicia como un pozo vertical convencional, y en un punto predeterminado "kick-off-point" (KOP), el pozo es desviado a partir del pozo vertical de manera que el agujero del pozo entra en la formación más o menos paralelo al plano de estratificación. Actualmente hay 6 diferentes técnicas disponibles para la perforación de pozos horizontales (Diamond, 1986), como se muestran en la figura 4.1 y se describen en la tabla 4.1.

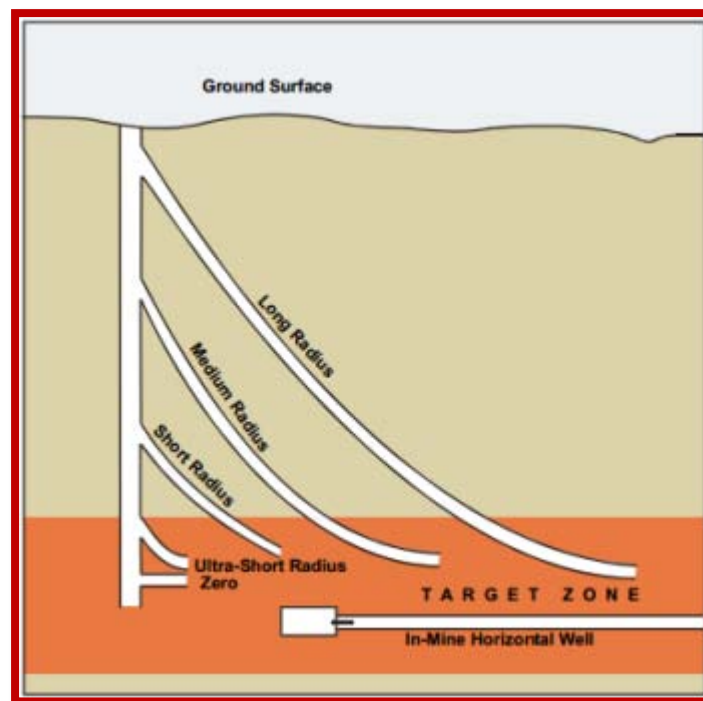


Figura 4.1 Clasificación de pozos direccionales. (Tomado de Diamond, 1986)



Tipo de radio	Radio (pies)	Longitud lateral factible (pies)	Método
Cero	0	10	Sonda telescopiada con propulsión hidráulica.
Ultra corto	0.5-5.0	200	Tubería flexible con propulsión hidráulica.
Corto	35-45	1500	Guía de perforación curvada con tubería flexible; tubería rotada desde la superficie.
Mediano	300-500	1500	Motor de lodo dirigible utilizado con tubería de perforación a la compresión; la tecnología de perforación convencional también se puede utilizar.
Largo	1800-2800	1500+	Equipo de perforación direccional convencional utilizado; longitud de la curva muy larga de 2.800 a 4.400 pies necesarios para ser perforado antes de alcanzar la horizontal.
En mina	N/A	5000	Utiliza las plataformas de perforación subterráneas con motores dirigibles y sistemas de posición.

Tabla 4.1 Clasificación de pozos direccionales (Tomado de Diamond, 1986).



Definición de perforación horizontal

Un pozo horizontal se define como un pozo perforado desde la superficie, el cual se va desviando desde la vertical hasta alcanzar una desviación de más de 85° y penetrar al yacimiento con una sección completamente horizontal (90°) (Figura 4.2).

Los objetivos primarios de un pozo horizontal deben ser (Velázquez, 2015):

- Alcanzar las áreas productoras del yacimiento que no son económicamente rentables utilizando pozos convencionales.
- Reducir la caída de presión alrededor del agujero.
- Incrementar la recuperación de hidrocarburos en cualquier esquema: primario o secundario.
- Reducir el número de pozos para recuperar la reserva del yacimiento.

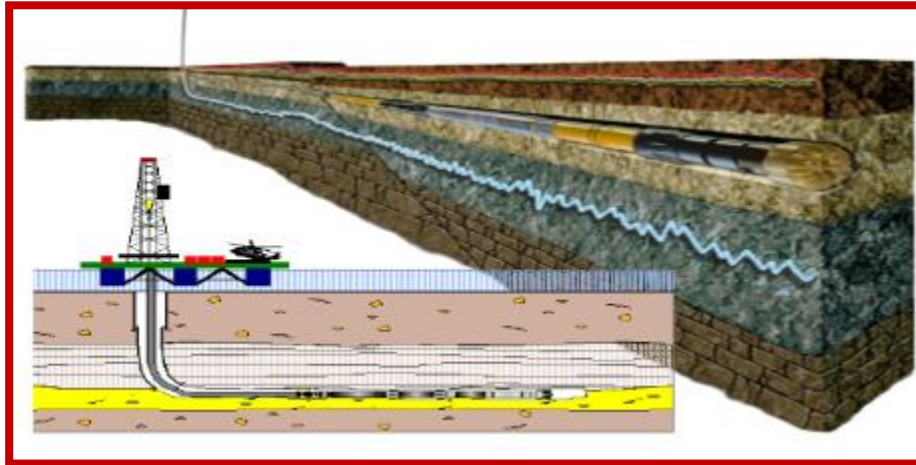


Figura 4.2. Pozo horizontal. (Tomado de Velázquez, 2015)

La mayoría de los yacimientos de aceite y gas son mucho más extensos en sus dimensiones horizontales que en sus dimensiones verticales. El objetivo es exponer significativamente más roca del yacimiento a la superficie del pozo de lo que sería el caso con un pozo vertical convencional penetrar en el depósito perpendicular a su plano de más extensa dimensión (Figura 4.3). El deseo de alcanzar este objetivo técnico inmediato es casi siempre motivada por el logro previsto de objetivos más importantes (como evitar la producción de agua) relacionada a las características físicas específicas del yacimiento objetivo.

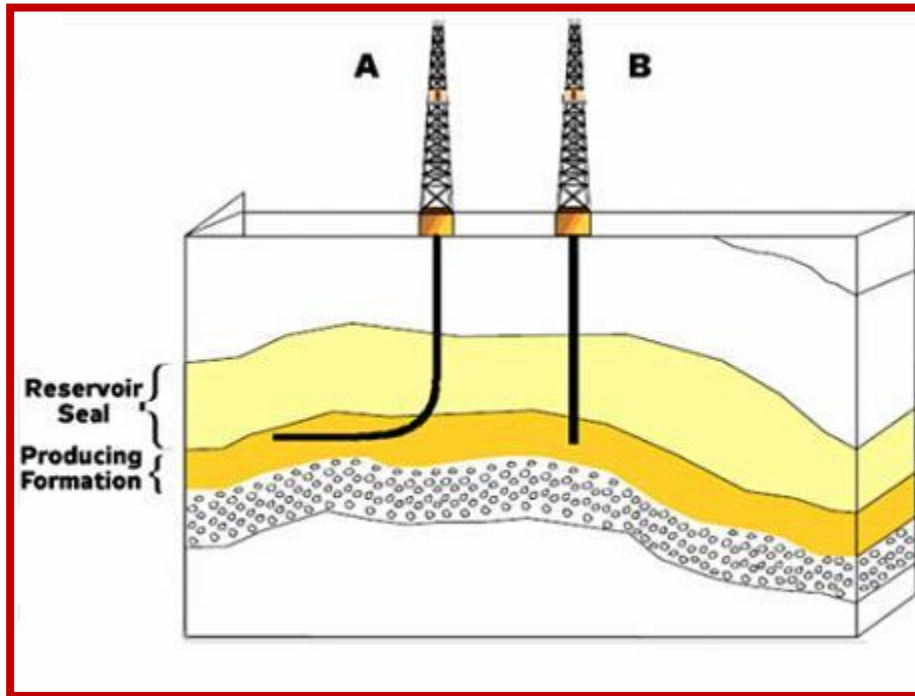


Figura 4.3. Mayor zona de formación expuesta a la producción del pozo horizontal (A) que un pozo vertical (B). (Tomado de Lique, 1993)

La porción lineal inicial de un pozo horizontal, a menos que sea muy corta, es típicamente perforada usando la misma técnica de perforación rotaria que es usada para perforar pozos verticales, donde toda la sarta de perforación es rotada en la superficie. La sarta de perforación consiste de muchas juntas de aleación de acero.

Dependiendo de la curvatura del radio destinado y el diámetro del agujero, la sección del arco de un pozo horizontal puede ser perforado, bien convencionalmente o por el uso de un motor de fluido impulsado por la perforación axial hidráulica o turbina acoplada en el motor de fondo de pozo.

Es posible perforar la sección de arco de la perforación de pozo, porque las secciones de la tubería de perforación aparentemente rígida son suficientemente flexibles para que cada una se pueda doblar una distancia fuera del eje inicial sin riesgo significativo de incurrir en una falla estructural tal como el pandeo o torsión apagado. Cuanto menor sea el diámetro de la tubería y más dúctil la aleación de acero, mayor es la desviación que se puede lograr dentro de una distancia determinada perforada (Lique, 1993).



Las herramientas de fondo de pozo se interpretan con lecturas de diversos sensores (telémetros) que son contenidos en la sarta de perforación cerca de la barrena hasta los operadores en la superficie. Un sensor proporciona la ubicación de la barrena en el subsuelo de manera que la dirección del agujero pueda reflejarse, el ángulo vertical con respecto a la longitud del agujero y la dirección de partida pueda ser fuertemente controlada. El control de la dirección del pozo se consigue mediante el empleo de al menos una de los siguientes herramientas:

- Motor de fondo de pozo dirigible
- Diferentes "bent subs"
- Estabilizadores de tubería

"Bent Subs" son subconjuntos cortos que, cuando se coloca en la sarta de perforación por encima de la barrena y el motor, se introducen pequeñas desviaciones angulares en la sarta. Los estabilizadores de tubos son subconjuntos cortos que son más gruesos que la tubería de perforación, pero por lo general ligeramente más estrechos que el diámetro de la barrena. Se incluyen en intervalos a lo largo de la sarta de perforación allí donde se necesite posicionamiento lateral preciso de la tubería en el agujero. Si son simétricos, simplemente hay que centrar el tubo dentro del orificio perforado. Si es asimétrica, inducirán un pequeño ángulo entre el tubo y la pared del pozo. Todos estos dispositivos se pueden obtener en versiones de bajo costo donde la desviación angular inducida sólo se puede ajustar en la superficie, o en versiones de costos más altos pueden ajustar de forma remota mientras están en el fondo del pozo. El costo adicional de capacidad de control remoto puede, en muchos casos, ser compensado por los ahorros relacionados con el tiempo, debido a una reducción sustancial del número de viajes necesarios, muchos de los cuales se harían con el único propósito de un ajuste de la dirección.

Los sensores de fondo de pozo pueden ser incluidos en la sarta de perforación. Pueden proporcionar información sobre el medio ambiente de fondo de pozo (por ejemplo, la temperatura y la presión del fondo del pozo, velocidad de rotación de la barrena, carga sobre la barrena y torque). También pueden proporcionar cualquiera de las características físicas de la roca adyacente y su contenido de fluido, similar a aquellos obtenido a través de métodos convencionales de registro con línea de acero fija, pero en este caso obtenido en tiempo real mientras se perfora. El paquete de instrumentos de fondo de pozo, cualquiera que sea su composición, se conoce como Medición de la Perforación (MWD por sus siglas en inglés) (measurement-while-drilling) (Lique, 1993).



4.1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Definición

La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección es limitada por la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios producidos en la región vecina al pozo como resultado de las operaciones de perforación o de otro tipo. El

fracturamiento hidráulico, también conocido como estimulación hidráulica, mejora el flujo de hidrocarburos mediante la creación de fracturas en la formación, que conecta el yacimiento con el pozo.

Una fractura hidráulica es una fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocas objetivo. El fluido es bombeado en las formaciones a presiones que exceden la presión de fracturamiento; la presión a la cual se fracturan las rocas. Para acceder a una zona para el tratamiento de estimulación, los ingenieros disparan la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés y utilizan tapones recuperables para aislar dicho intervalo de otras zonas abiertas. Luego este intervalo se presuriza hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación, o presión de iniciación de la fractura, punto en el cual la roca se rompe y forma una fractura (Figura 4.4) (Nolen, 2013).

El fracturamiento hidráulico que utiliza un material sustentante se ha convertido, en la última década, en una de las operaciones más importantes en la terminación de pozos. En México, su uso más frecuente se ha dado en la cuenca de Burgos, cuyos pozos de gas producen en formaciones de arenisca de baja permeabilidad; aunque también se ha usado en pozos del paleocanal de Chicontepec y en algunos de la Cuenca de Veracruz, donde predominan las formaciones carbonatadas. A pesar de que la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, las técnicas, materiales y equipos que se utilizan para ello sí han evolucionado. Actualmente se dispone de una gran variedad de fluidos, según lo requiera la situación. Los equipos son cada vez más sofisticados en cuanto a capacidad y precisión de mezclado, así como en cuanto al control de presión, gasto, dosificación de aditivos y materiales apuntalantes. Incluso se ha llegado a utilizar tubería flexible para realizar estas operaciones.

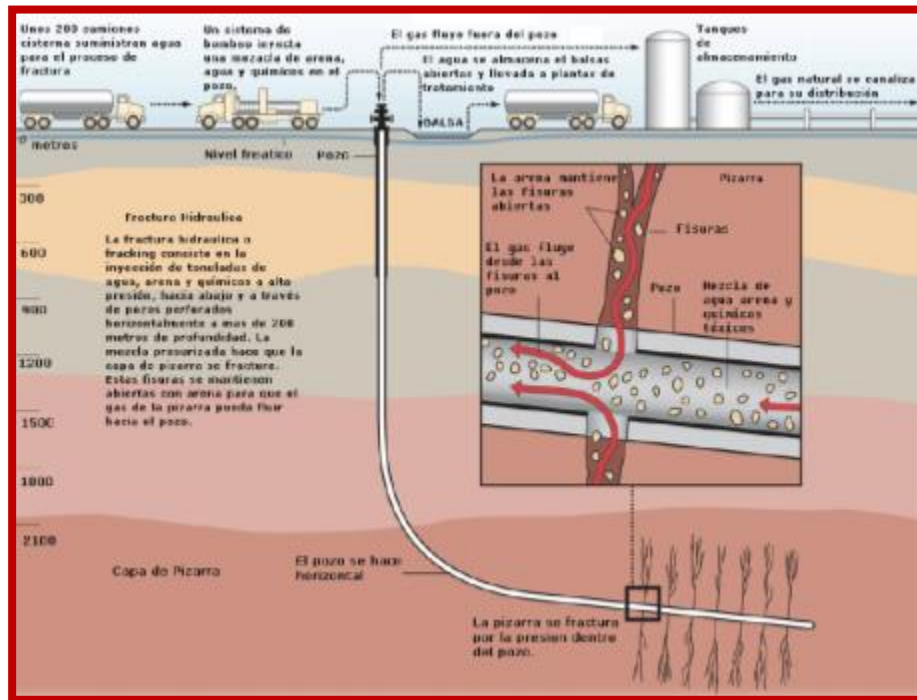


Figura 4.4 Proceso del fracturamiento hidráulico. (Tomada de informe de asamblea de Burgos, 2004)

Sistemas de fluidos fracturantes

Pueden ser de base agua o aceite. Las propiedades que debe cumplir un fluido fracturante son las siguientes:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de transporte del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

Por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo los fluidos base agua son muy usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente.

Los primeros fluidos base aceite utilizados en fracturamiento con apuntalante fueron aceites crudos estabilizados, no causan daño y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción, sin embargo son inflamables e impactan de manera severa el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren de condiciones muy seguras, transportan arena en bajas concentraciones (máximo 3 o 4 lb/gal), las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja.



Los fluidos base diesel o kerosina aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura mayores en ancho y longitud y por consiguiente una mayor conductividad, su inconveniente es el manejo y almacenamiento de alto riesgo por ser muy volátiles y contaminantes, por lo que actualmente se usa en formaciones altamente sensibles al agua.

Polímeros viscosificantes

En este aspecto el avance tecnológico ha permitido el desarrollo de nuevos fluidos fracturantes, básicamente podemos nombrar los siguientes:

- *Goma guar*. Fue de las primeras utilizadas para viscosificar el agua usada en los fracturamientos, al agregarse al agua se hincha y se hidrata, lo que crea un medio para que las moléculas del polímero se asocien con las del agua, desarrollándose y extendiéndose en la solución.
- *El hidroxipropil guar (HPG)*. Se deriva del Guar con Óxido de Propileno, contiene de 2 a 4% de residuos insolubles, pero algunos estudios (Almond y Cía. 1984 y Brannon y Pulsinelle 1992) indican que ambas (Guar y HPG) causan casi el mismo grado de daño, sin embargo esta HPG es más estable que el guar a temperaturas mayores (pozos > 150 C) y más soluble en alcohol.
- *El carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG)*. Es un doble derivado del guar, el primer polímero usado para pozos de baja temperatura. Para esa aplicación es activado con aluminatos (que lo hacen más económico que un fluido HPG activado con zirconatos o titanatos). Es también activado con zirconatos, lo que le permite mayores viscosidades y trabajar en altas temperaturas.
- *Hidroxietil celulosa (HEC) o el hidroxipropil celulosa (HPC)*. Son utilizados cuando se requiere un fluido muy limpio. Estos fluidos tienen una cadena de unidades de azúcar glucosa, el HEC. Pueden ser activado a PH de 6 a 10 con zirconatos o con lantánidos.
- *Carboximetilhidroxietil celulosa (CMHEC)*. Se forma al activar suavemente el HEC agregando el grupo carboximetil. Este polímero provoca una activación con iones metálicos como aluminatos, zirconatos o titanatos en ambientes con PH de aproximadamente de 2 a 4.
- *La goma xantana*. Es un biopolímero producido metabólicamente por el microorganismo xantomonas campestris. Esta solución se comporta como un fluido ley, de potencias aun a bajos esfuerzos de corte, donde las soluciones de HPG llegan a ser newtonianos. Bajo ciertos esfuerzos de deformación (de corte) menores de 10 s^{-1} , las soluciones de xantana suspenden mejor la arena que la HPG.



Aditivos

Se usan para romper el fluido, una vez que el trabajo finaliza, para controlar la pérdida de fluidos, minimizar el daño a la formación, ajustar el PH, tener un control de bacterias o mejorar la estabilidad con la temperatura. Debe cuidarse que uno no interfiera en la función de otro.

Activadores de viscosidad. Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad, activando el fluido. La selección del activador dependerá del polímero utilizado para generar el gel lineal, de la temperatura de operación y del PH del sistema. Los contaminantes químicos (como bicarbonatos, fosfatos o silicatos) presentes en el agua de mezcla, incluso algunos estabilizadores de arcilla y espumantes, pueden interferir en el desempeño de los activadores. Debe vigilarse la limpieza de los tanques antes de que sean llenados con el agua de fractura.

Quebradores. Reducen la viscosidad del sistema fluido apuntalante, partiendo el polímero en fragmentos de bajo peso molecular. Su descomposición térmica produce radicales de sulfatos altamente reactivos que atacan el polímero, reduciendo su peso molecular y su habilidad viscosificante. Esta descomposición es muy dependiente de la temperatura, por debajo de 125° F es muy lenta.

Aditivos para pérdida de filtrado. Un buen control de pérdida de filtrado es esencial para un tratamiento eficiente. La efectividad de los aditivos dependerá del tipo de problema de pérdida:

- Pérdida por una matriz de permeabilidad alta.
- Pérdida por baja microfracturas.

Bactericidas. Previenen la pérdida de viscosidad causada por bacterias que degradan el polímero. Los polisacáridos (polímeros de azúcar) usados para espesar el agua, son excelentes fuentes de origen de comida para las bacterias, éstas dañan el gel reduciendo el peso molecular del polímero.

Estabilizadores. Se adicionan al gel lineal (fluido fracturante sin activar) para proporcionar mayor estabilidad al fluido, cuando se tienen altas temperaturas de operación normalmente arriba de 200° F. Por lo general, ayudan a mantener la viscosidad del gel reticulado a estas temperaturas, retardando la degradación.

Surfactantes (también llamados agentes activos de superficie). Es un material que, a bajas concentraciones, absorbe la interfase de dos líquidos inmiscibles, como pueden ser dos líquidos (aceite y agua), un líquido y un gas o un líquido y un sólido. Son usados principalmente para estabilizar emulsiones de aceite en agua, para reducir las tensiones superficiales o interfaciales. Promueven la limpieza del fluido fracturante de la fractura, entre otros.

Controladores de PH (buffers). Se utilizan por dos razones específicas: para facilitar la hidratación o para proporcionar y mantener un determinado rango de pH, que permita el



proceso de reticulación (activación). Los buffers de hidratación, por lo general son sales, como el acetato de sodio o el bicarbonato de sodio, y se adicionan para facilitar la formación del gel lineal (fluido sin activar), mejorando la hidratación, es decir, la incorporación del solvente en la cadena polimérica.

Estabilizadores de arcilla. Utilizados básicamente para la prevención de migración de arcillas. Se usan soluciones del 1 al 3% de cloruro de Potasio para estabilizar las arcillas y prevenir su hinchamiento.

4.1.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES

Las propiedades reológicas son la clave para cumplir con el objetivo de un fluido fracturante, lo que afecta su viscosidad, su capacidad para transportar apuntalante y su tendencia a la pérdida de fluido (filtración) en el medio poroso. Los modelos reológicos y su control permiten representar tanto los fluidos base agua como los complejos fluidos de espuma. Los aditivos de los fluidos fracturantes y los sistemas de fluido se caracterizan por los siguientes propósitos:

- Desarrollar el sistema y aditivos.
- Obtener los datos de entrada para el simulador de diseño de fracturas.
- Controlar la calidad antes o durante el tratamiento.

Reología. Las evaluaciones de laboratorio más comunes son las mediciones reológicas del esfuerzo de corte estacionario. La propiedad que se determina es la viscosidad aparente, la cual es una función de la velocidad de corte, de la temperatura del fluido y del tiempo, y es obtenida usando el viscosímetro cilíndrico concéntrico rotacional (Fann).

Modelo de ley de potencias. Es el más usado para representar el comportamiento de los fluidos de fractura en los simuladores de diseño de fracturas.

Reología de la lechada. Para los fluidos que contienen apuntalante del 20 al 80% del volumen total de tratamiento de fractura, actualmente existen pocos datos reológicos para estas lechadas. La determinación de la reología de las lechadas de fractura es un problema considerable debido a la dependencia sobre la composición del fluido, geometría de flujo, temperatura, tiempo y tamaño del apuntalante, densidad y concentración.

Filtrado. Uno de los puntos clave en el diseño de un tratamiento de fracturas es el conocimiento preciso de qué tan rápido se perderán los fluidos en la fractura hacia el yacimiento. Sin esta información, sería imposible diseñar un tratamiento que proporcione una geometría de fractura específica. Los tratamientos de minifracturas o el precolchón durante los tratamientos permiten estimar el coeficiente de filtrado y, en todo caso, realizar los ajustes necesarios en el diseño (PEMEX, 2003).



4.1.3 PROS Y CONTRAS AMBIENTALES

Para ser económicamente rentable la extracción de shale gas/oil se requiere la perforación de múltiples pozos en grandes extensiones. En áreas sensibles la perforación de múltiples pozos representa importantes impactos como la fragmentación del hábitat que amenaza la sobrevivencia de especies de fauna silvestre. Bajo esta premisa, la protección del medio ambiente y la producción de hidrocarburos son incompatibles, sin embargo, el desafío es hacerlos compatibles.

Consumo intenso de agua para fracturación hidráulica (fracking).

La experiencia en EUA señala que se requieren entre 2 y 6 millones de galones de agua (7.5 y 23 mil m³) para la fracturación hidráulica de un solo pozo (tabla 4.2). El reto es buscar fuentes de abastecimiento que no compitan con los usos locales, sobre todo en zonas áridas, rurales y agrícolas en el país, y que no se agoten las reservas de agua para uso futuro (uso sustentable de agua).

Estimación del consumo de agua en diferentes plays de shale en USA

Shale play	Perforación		Fracking		Un solo pozo	
	Galones (miles)	m ³	Galones (millones)	m ³	Galones (millones)	m ³
Barnett	250	946,250	3.8	14383	4	15140
Fayetteville	65	246025	4.9	18547	4.9	18547
Marcellus	85	321725	5.5	20818	5.6	21196
Haynesville	600	2271000	5	18925	5.6	21196
Eagle Ford	125	473125	6	22710	6.1	23089

Tabla 4.2. Estimación del consumo de agua en diferentes plays de shale en USA. (Tomado de Guzmán, 2013)



Aditivos químicos peligrosos para la salud. Existe un alto riesgo de contaminación de agua por el uso de aditivos para el fracking. La composición del fluido depende de las propiedades del agua y de las características de la formación, como se ve a continuación (Guzmán, 2013):

90% agua

9.5% proppant (arena)

0.5% aditivos químicos

La formulación varía entre compañías:

Existen ~2500 productos comerciales que utilizan ~7500 compuestos químicos diferentes.

El 0.5% de 5 millones de galones son 25,000 galones de aditivos (114m³) (Figura 4.5) que se ha demostrado son tóxicos para el ser humano, algunas de las alteraciones a la salud son:

- Cancerígenos
- Mutagénicos
- Teratogénicos
- Disruptores de sistemas:
 - Endócrino
 - Nervioso

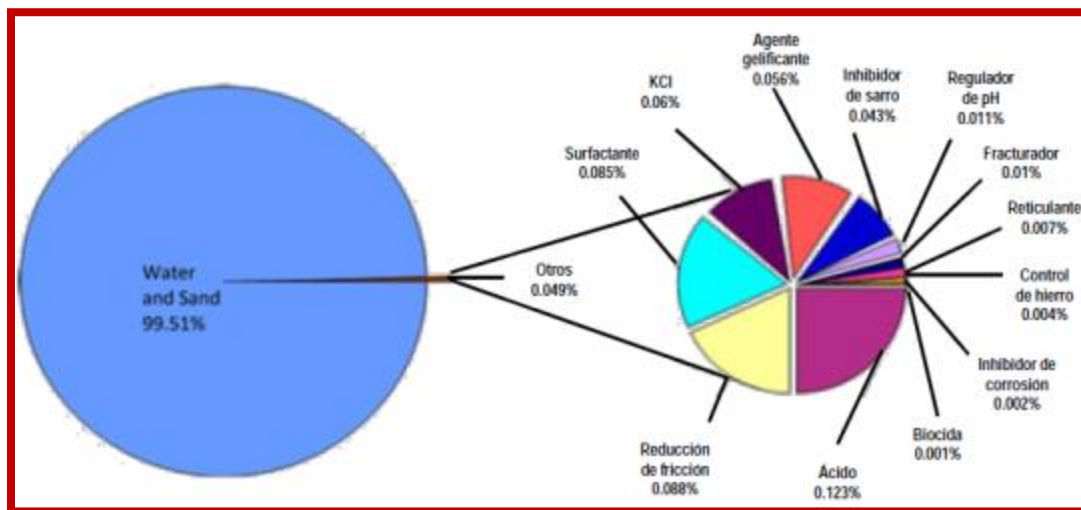


Figura 4.5. Sustancias químicas peligrosas. (Tomado de: Frac Focus Org: <http://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>, 2012)

Riesgos de contaminación de suelo, subsuelo y agua superficial y subterránea por el uso de aditivos para fracking. A la fecha no se tienen reportes de efectos ambientales directos (científicamente comprobados) en el suelo, subsuelo y agua subterránea por el uso de los aditivos durante la fracturación, sin embargo existen riesgos de contaminación por:

- Fallas en la operación.
- Manejo inadecuado de materiales (aditivos) y residuos.
- Aditivos.
- Accidentes durante el transporte de los aditivos.



Fluido residual generado por la fractura hidráulica (flowback). Entre el 20% y el 80% del total del fluido inyectado regresa a la superficie, el cual además de los aditivos, puede contener sustancias tóxicas provenientes del subsuelo:

- Metales pesados (Arsénico, Plomo, Cromo, Mercurio).
- Sustancias radiactivas de origen natural (Uranio, Radio, Radón).
- Hidrocarburos (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno).
- Grandes concentraciones de sales.

Emisiones contaminantes a la atmósfera:

- Metano.
- Compuestos orgánicos volátiles.
- Polvos y partículas finas.
- Humo del diésel.

Procesos:

- Perforación.
- Fracturación hidráulica.
- Evaporación del flowback.
- Fugas en tuberías.
- Generadores de energía.
- Compresores de gas natural.
- Transporte.

Preocupaciones:

- Riesgos de contaminación del suelo, subsuelo y aguas superficiales o subterráneas por derrames, filtraciones o escurrimientos del flowback almacenado en estanques. Derrames accidentales o intencionales durante el transporte del flowback para tratamiento o disposición final.
- El shale gas es 20% mayor que gas convencional o petróleo.
- Potencial de calentamiento global 21 veces mayor que CO₂.
- Esmog fotoquímico.

Línea de base ambiental. Es la descripción de la situación actual de un sitio, sin influencia de nuevas intervenciones antrópicas. Es la fotografía de la situación ambiental imperante antes de ejecutar un proyecto considerando todas las variables ambientales.

Sirve para conocer las condiciones ambientales del sitio antes de iniciar las actividades de extracción de shale gas/oil: preparación del sitio, exploración sísmica 3D-3C, perforación, fracturamiento hidráulico, producción y comercialización. Contar con una línea de base ambiental oportuna apoyará en la toma de decisiones y deslindar responsabilidades y reducir costos de reparaciones y daños.



Para hacer un diagnóstico de la disponibilidad y calidad del agua superficial y subterránea es necesario realizar las siguientes acciones:

- a) Inventario de cuerpos de agua superficiales e hidrología superficial.
- b) Estudios ambientales realizados en cuerpos de aguas superficiales.
- c) Principales usos y consumidores del agua superficial y subterránea.
- d) Censos de aprovechamiento.
- e) Principales generadores de aguas residuales.
- f) Problemas existentes sobre el uso, suministro y contaminación del agua.
- g) Análisis de la administración del agua en el área.
- h) Áreas potenciales de abastecimiento de agua.
- i) Caracterización físico-química y bacteriológica del agua superficial y subterránea.
- j) Modelo hidrogeológico conceptual.

Para evaluar las condiciones del suelo y subsuelo se debe:

Realizar una evaluación del estado inicial de las características ecológicas y de la calidad del suelo y subsuelo.

La evaluación de la calidad del aire necesita realizarse bajo el siguiente esquema:

- Determinar la calidad del aire en términos de la concentración de: SO_2 , H_2S , NO_2 , CO , O_3 , PST, PM-10, PM-2.
- Caracterización fisicoquímica de partículas: determinar el origen natural o antropogénico de las partículas, y cuantificar contaminantes atmosféricos, para compararlos con la normatividad nacional o con estándares internacionales
- Especiación de compuestos orgánicos volátiles (COV): identificar la concentración y la identificación de compuestos potencialmente cancerígenos, para compararlos con estándares internacionales.
- Evaluación de los niveles de ruido generados por las actividades.

Las tasas y tendencias de cambio de uso de suelo deben ser revisadas previamente al inicio de las actividades industriales, un análisis retrospectivo al año 2000 (y cada 4 años) para determinar las tasas de cambio de uso de suelo y cobertura vegetal.

En cuanto a la evaluación de riesgo ambiental y salud es necesario:

- Identificar poblaciones humanas receptoras potenciales, y de flora y fauna con valor económico o cinegético.
- Identificación de posibles compuestos críticos, por su peligrosidad, manejados durante las actividades de prospección sísmica 3D-3C, perforación y terminación de pozos y fracturamiento hidráulico para la producción de shale gas/oil.
- Identificación de posibles vías y rutas de migración y exposición de compuestos críticos.
- Definición del modelo conceptual base.





En este ámbito se puede mencionar también la relación con la vida silvestre y para ello se requiere:

- Identificar los diferentes tipos de vegetación y asociaciones vegetales presentes en el área de estudio, hábitats de fauna, corredores biológicos, y especies de importancia presentes en el área de estudio.
- Establecer indicadores que permitan evaluar las condiciones de afectación en materia de flora y fauna por la implementación de nuevas actividades en el área de estudio.
- Obtención de información que permita determinar los estados de conservación de la flora y fauna presentes en el sitio.

¿De donde tomar agua para el hidrofracturamiento?

A través de la línea base ambiental se determinara la cantidad y calidad del agua disponible en el área, su ubicación, la situación legal de los permisos y si pudiera existir o no competencia por el usos del recurso con el uso local.

La línea base proporcionará la información necesaria para la toma de decisiones sobre el uso de agua para la perforación y fracturamiento hidráulico.

Se determinarán los sitios más apropiados para la obtención del recurso con base en la información obtenida en el modelo hidrogeológico a partir de la línea base.

Tecnologías

Manejo adecuado del agua:

- Métodos para adecuar la calidad del agua para fracturamiento hidráulico.
- Métodos para tratamiento de aguas residuales congénitas y efluentes del fracturamiento hidráulico (“flowback”).
- Procedimientos de pruebas de tratabilidad estáticas y dinámicas para la selección y control de los procesos de tratamientos de aguas.
- Tecnologías para el transporte, manejo y disposición de lodos generados por los tratamientos.

Monitoreo de la calidad del aire:

- Teledetección de contaminantes atmosféricos y gases de efecto invernadero.
- Sistemas autónomos o teledirigidos para el monitoreo ambiental y en particular de la contaminación atmosférica.

Prevención de la contaminación del suelo y subsuelo y estrategias para su remediación.

- Procedimientos de selección y evaluación analítica de parámetros de monitoreo de la contaminación del suelo por actividades de shale gas/oil.
- Programa de monitoreo para prevención de la contaminación del suelo.
- Tecnologías de modelos de dispersión, destino y transporte de contaminantes.



- Tecnologías de remediación de suelo y subsuelo de contaminantes asociados a las actividades de explotación de yacimientos de shale gas/oil.
- Tecnologías de monitoreo de campo para el seguimiento de la remediación.
- Estrategias de remediación de acuerdo a la aplicación de tecnologías.

Manejo integral de materiales y residuos peligrosos y de manejo especial:

- Prevención y minimización de la generación de residuos.
- Tratamiento de residuos peligrosos.

Riesgo ecológico a la salud.

- Biomonitoreo de compuestos críticos tanto en poblaciones humanas como de flora y fauna.
- Evaluación de bioindicadores ecológicos de estrés y calidad ambiental.
- Modelos de exposición, riesgo ecológico y de salud así como de incertidumbre.

Entorno General.

- La percepción pública es desfavorable respecto a los desarrollos de shale gas/oil.
- La opinión se basa en información limitada, o un manejo inadecuado de la misma; en particular acerca del fracturamiento hidráulico.
- Se ha cuestionado el uso del fracturamiento hidráulico hasta el punto de imponer moratorias, e incluso prohibir este tipo de proyectos.

Asimilar, adaptar y difundir (Guzmán, 2013).

- Es importante conocer como es el manejo de la información ambiental en proyectos de shale gas/oil en otros países.
- Es indispensable diseñar una estrategia de comunicación social y de comunicación de riesgos a la población, efectiva y objetiva.

4.1.4 CONCEPTOS FÍSICOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Proceso de fracturamiento hidráulico

El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo, esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura.

Los granos de arena actúan como columnas, evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación. Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego, se



realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta.

Para controlar la operación, se deben registrar continuamente los valores de:

1. Presión.
2. Gasto.
3. Dosificación del apuntalante.
4. Dosificación de aditivos.
5. Condiciones del fluido fracturante (control de calidad).

Durante el proceso se deben monitorear en superficie las presiones siguientes:

- a) Presión de rotura: es el punto en que la formación se falla y se rompe.
- b) Presión de bombeo: es la necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.
- c) Presión de cierre instantánea (P_{ci}): es la que se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo las presiones interna de la fractura y la hidrostática del pozo.
- d) Gradiente de fractura: es el cociente presión/profundidad, que define la manera en que varía la presión de fractura con respecto a la profundidad.

Además de la presión, también se debe registrar el gasto de operación, el cual está relacionado con el tiempo de bombeo, representando el volumen total de fluido, el cual incide directamente en el tamaño de la fractura creada. Por otra parte, el gasto relacionado con la presión resulta en la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. De aquí la importancia de registrar los volúmenes de gasto y la presión durante la operación.

La presión de fractura (P_{ef}) es la necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla. Puede variar durante la operación.

La presión para extender la fractura se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$P_{ef} = P_{ci} + P_h \dots (1)$$

donde:

P_{ci} = Presión de cierre instantáneo.

P_h = Presión hidrostática.

La presión hidrostática se calcula como:

$$P_h = 0.4334 * \rho * D \dots (2)$$

donde:

ρ = Densidad del fluido $\left(\frac{lbs}{gal}\right)$

D = Profundidad (pies)



La pérdida por fricción (P_{frictp}) en la tubería puede ser calculada mediante un diagrama de Moody, si el fluido es newtoniano. Para fluidos no newtonianos (geles), el cálculo de la pérdida de carga por fricción es mucho más complejo.

Una vez obtenidas las diferentes Presiones y pérdidas por fricción, se puede obtener la presión de tratamiento en superficie (P_s) y la potencia hidráulica (P_{Hid}). La presión en superficie será:

$$P_s = P_{ef} + P_{frictp} + P_{fricP} - P_h \dots (3)$$

donde:

P_{ef} = Presión para extender la fractura (psi).

P_{frictp} = Pérdida por fricción en TP (psi)

P_{fricP} = Pérdidas por fricción en los disparos (psi)

P_h = Presión hidrostática (psi).

La potencia hidráulica (P_{Hid}) es:

$$P_{Hid} = \frac{P_s \cdot Q}{40.8} \dots (4)$$

donde:

P_s = Presión de tratamiento en superficie (psi).

Q = Gasto de bombeo ($\frac{gal}{min}$)

Comportamiento de la roca. La selección del modelo matemático para representar el comportamiento mecánico de la roca es muy importante. Existe una amplia gama de modelos que intentan representar el comportamiento mecánico de la roca. El modelo más conocido es el lineal elástico, el cual es ampliamente utilizado por su simplicidad (modelo de dos parámetros). Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (s) y deformación (e), los cuales relacionan la Ley de Hooke expresada en la siguiente ecuación (de la línea recta).

$$\sigma = E \epsilon \dots (5)$$

donde E es el primer parámetro elástico conocido como módulo de elasticidad (Young). El segundo parámetro es la relación de Poisson ν que es una medida de la relación entre la expansión lateral (ϵ_l) con la contracción longitudinal o axial (ϵ_α) de la roca cuando se somete a compresión.

$$\nu = \frac{\epsilon_l}{\epsilon_\alpha} \dots (6)$$

Quando se incluyen los efectos de la porosidad y los fluidos contenidos en la roca en el modelo elástico, éste se convierte en un modelo poroelástico, el cual es ampliamente utilizado en simuladores comerciales para diseño de fracturamiento hidráulico. Existen diferentes criterios para definir los parámetros que representan el comportamiento de los fluidos contenidos en la roca. Uno de los más comunes es el coeficiente poroelástico



(constante de Biot) α , el cual es, para fines prácticos, igual a uno ($\alpha=1$), aunque algunas referencias sugieren este valor $\alpha=0.7$ para yacimientos petroleros.

La siguiente ecuación ilustra el efecto de la presión de poro (p) en el esfuerzo efectivo de la roca.

$$\sigma = \sigma - \alpha p \dots (7)$$

donde:

σ = Esfuerzo axial unitario o normal de la roca (psi)

α = Constante de Biot

p = Presión de poro

A partir de un simple análisis de esta ecuación, se observa que si la presión de poro incrementa, el esfuerzo efectivo de la roca disminuye.

Dos casos son particularmente interesantes respecto a la variación de la presión de poro: a) La inyección de fluidos al yacimiento y b) La declinación natural de presión del yacimiento. En el primer caso, durante el fracturamiento el primer fluido que se inyecta es un filtrante, que ocasiona disminución de la presión efectiva, lo que permite iniciar la fractura más fácilmente. Un análisis similar permite establecer que la disminución de presión de poro en un yacimiento maduro incrementa el esfuerzo efectivo de la roca. En otras palabras, es más difícil iniciar una fractura cuando el campo petrolero está en su etapa madura que en su etapa inicial de explotación.

Efectos de la temperatura en el estado de esfuerzos. Cuando se inyecta un fluido a menor temperatura que los fluidos contenidos en el yacimiento, se origina un súbito cambio de temperatura que altera el estado de esfuerzos de la roca. La magnitud del esfuerzo normal de la roca (s) varía directamente proporcional a la variación de temperatura (dt). Por ello, el enfriamiento ocasionado a la formación con el fluido fracturante disminuye el esfuerzo efectivo de la roca y facilita el inicio de la fractura hidráulica.

Criterios de falla. Una falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo efectivo mínimo en la pared del pozo (σ_{min}) es mayor que la resistencia a la tensión de la roca (σ_t). Una vez que la fractura se inició, el criterio para definir si la fractura se propagará hacia el interior de la formación está definido por la siguiente ecuación.

$$P_w \geq \sigma_{min} \dots (8)$$

Orientación de la fractura. Es importante resaltar que la orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos *in-situ* y al mecanismo que la genera. El caso que aquí nos ocupa es donde el estado original de esfuerzos cumple la siguiente condición:

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$



donde:

σ_v = Esfuerzo vertical de la roca.

σ_H = Esfuerzo horizontal de la roca.

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo de la roca.

Bajo esta condición y para el caso particular donde la fractura hidráulica es generada por tensión, la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular, como lo ilustra la figura 4.6, independientemente de las condiciones de terminación incluyendo la orientación preferencial de los disparos.

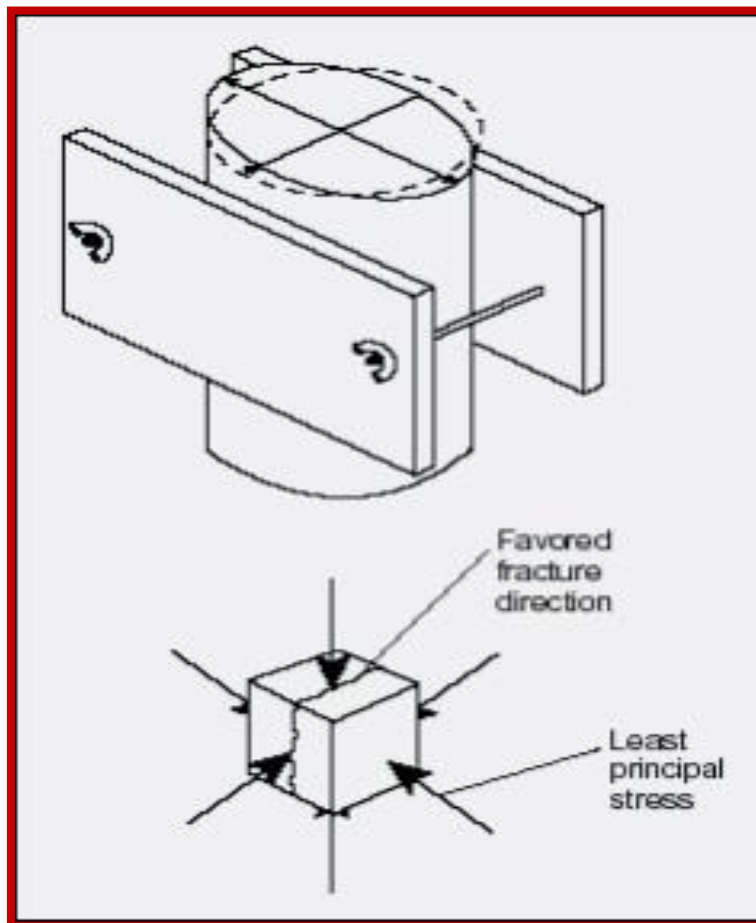


Figura 4.6. Orientación de la fractura creada por tensión. (Tomado de PEMEX, 2008)

4.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS APUNTALANTES

Además de sostener las paredes de la fractura, los apuntalantes crean una conductividad (permeabilidad en Darcys por cada pie de longitud de fractura apuntalada) en la formación. Una vez concluido el bombeo, resulta crítico para el éxito de la operación colocar el tipo y la concentración adecuada de apuntalante. Los factores que afectan la conductividad de fractura son:



- Composición del apuntalante.
- Propiedades físicas del apuntalante.
- Permeabilidad empacada del apuntalante.
- Efectos de la concentración de polímeros después del cierre de la fractura.
- Movimientos de finos de formación en la fractura.
- La degradación del apuntalante a lo largo del tiempo.

Las propiedades físicas que debe tener un apuntalante y que impactan en la conductividad de la fractura son:

- Resistencia.
- Distribución y tamaño del grano.
- Cantidad de finos e impurezas.
- Redondez y esfericidad.
- Densidad.

Para abrir y propagar un fracturamiento hidráulico, debe rebasarse los esfuerzos *in situ*. Después de poner en producción el pozo, estos tienden a cerrar la fractura y confinar el apuntalante. Si la resistencia del apuntalante es inadecuada, el esfuerzo de cierre triturará el apuntalante, creando finos que reducirán la permeabilidad y la conductividad. De igual manera, en formaciones suaves, el apuntalante se puede “embeber”, es decir, incrustarse en las paredes de la formación.

Los apuntalantes están diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y se debe seleccionar de acuerdo con los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca.

La diferencia entre la presión de fractura y la de producción en el fondo proporciona un estimado del esfuerzo máximo efectivo (esfuerzo de cierre) sobre el apuntalante.

Las condiciones en que se presenta un máximo trituramiento pueden ocurrir durante el reflujó del pozo y las pruebas de producción, cuando la presión fluyendo en las perforaciones es baja o inicialmente baja durante la producción debido a que el gradiente de fractura está en su máximo. Sin embargo, si el pozo al inicio está terminado y produciendo con una elevada presión de fondo y un gasto de producción constante, el máximo esfuerzo efectivo sobre el apuntalante es menor. La figura 4.7 muestra la comparación de resistencias de algunos apuntalantes y la permeabilidad que generan.

La esfericidad y la redondez del apuntalante tienen un efecto significativo en la conductividad de la fractura. La esfericidad es una medida de la redondez de un grano de apuntalante es una medida de la forma relativa de las esquinas de un grano o de su curvatura. Si los granos son redondos y más o menos del mismo tamaño, los esfuerzos sobre él se distribuyen más uniformemente, resultando en mayores cargas antes de que el grano se fracture. Los granos angulosos fallan en esfuerzos de cierre bajos, produciendo finos que reducen la conductividad de fractura.



La densidad del apuntalante influye en su transporte, porque el ritmo de colocación aumenta linealmente con la densidad. Así, apuntalantes de alta densidad son más difíciles de suspender en el fluido fracturante y transportarlos a la fractura. Esto puede mejorarse utilizando fluidos altamente viscosos o incrementando el gasto de inyección para reducir el tiempo de tratamiento y el tiempo de suspensión (PEMEX, 2003).

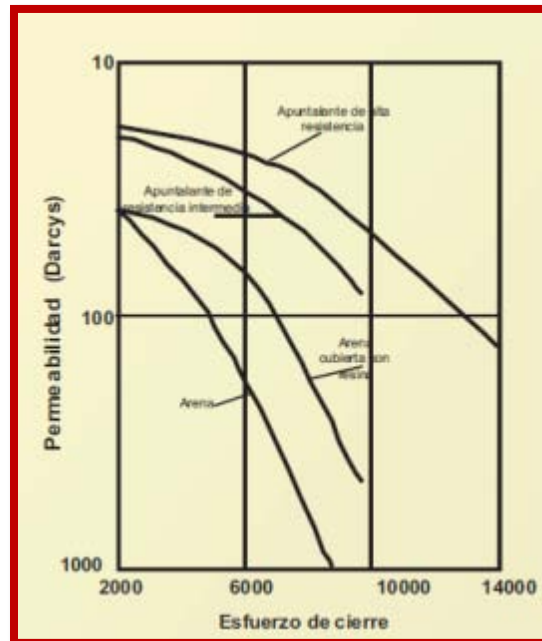


Figura 4.7. Comparación de la resistencia de varios tipos de apuntalante. (Tomado de Guía de diseño PEMEX, 2003)

Para la realización de un trabajo de fracturamiento, debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- Registros eléctricos.
- Análisis pre y pos fractura de pozos vecinos.
- Estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación.
- Características del fluido de fractura y del apuntalante.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Modelos para el diseño de fracturas hidráulicas.
- Análisis de pruebas micro y minifrac.
- Análisis post fractura de pozos vecinos.

4.1.6 SIMULACIÓN NUMÉRICA

Los yacimientos de gas no convencional, tight gas o shale gas requieren de fracturamiento hidráulico mediante la simulación para crear fracturas en cadena para una explotación práctica. Dentro del volumen del yacimiento estimulado, el flujo de gas desde



la escala nano-darcy a la red de fracturas complejas y luego al pozo de producción. El yacimiento dinámico es caracterizado por comportamiento no lineal acoplado por muchos procesos existentes, como es desorción de gas, efecto Klinkenberg, flujo no darcyano y deformación de la roca en yacimientos de extremadamente baja permeabilidad.

Estudios han sido hechos de recursos de yacimientos no convencionales desde la última década. Blasingame (2008) y Moridis et al. (2010) proporcionaron análisis de mecanismos de flujo en yacimientos no convencionales de shale gas. Diferentes autores usaron directamente simuladores de yacimientos comerciales para estudiar la producción de gas desde un yacimiento de shale gas. Sin embargo el estudio de flujo de gas y de herramientas efectivas para el desarrollo de yacimientos no convencionales está lejos de las necesidades de la industria. Wu et al. (2011, 2012, 2013) han presentado un modelo estructurado generalizado para integrar diferentes propiedades físicas involucradas en simulaciones de flujo en yacimientos fracturados de extremadamente baja permeabilidad (Ding, 2014).

La desorción del gas ha demostrado ser esencial para comprender la capacidad de producción de yacimientos de shale gas. Esto es porque la lutita puede mantener cantidades significantes de gas adsorbido en la superficie de la materia orgánica en formaciones de shale). En las arcillas, las moléculas de metano son adsorbidas principalmente sobre los componentes ricos en carbón, kerógeno, como son frecuentemente para determinar las condiciones del carbón orgánico total. Como la presión decrece con la continua producción del gas del yacimiento, más gas adsorbido se libera de sólido a la fase de gas libre que contribuye al flujo y producción.

4.1.7 MÉTODOS DE FRACTURAMIENTO POR ETAPAS

Algunos yacimientos de lutitas consisten en zonas laminadas individuales con 1 ft o menos de grosor, que requieren la identificación del punto de fractura, mientras que los otros consisten en capas más gruesas que requieren de un método de ubicación diferente, la selección de las localizaciones de iniciación del fracturamiento está basada en el contenido de TOC y la fragilidad. Dependiendo del tipo de aislamiento de las zonas que se emplea, los métodos de fracturamiento por etapas de uno de los siguientes grupos, es comúnmente usado:

- a) Proceso Perf and Plug.
- b) Procesos con tubería flexible.
- c) Proceso con manga mecánica deslizable.



Los métodos con cable Perf and Plug ofrecen la flexibilidad de colocar con precisión los puntos del fracturamiento, pero son tardados (3 a 4 días para 8 o 9 etapas) y puede haber fallas en los equipos, las cuales añaden tiempos y costos. Las terminaciones mecánicas (manga deslizante) permiten terminaciones con fracturamiento hidráulico más rápido (1 día para más de 16 etapas), con intervenciones mínimas o sin intervenciones, la identificación de los métodos de estimulación hecha con tubería flexible permite optimizar el tratamiento de cada intervalo a lo largo de una sección horizontal completa del agujero y ofrece terminaciones con etapas de fracturas más rápidas (9 a 11 por día).

- a) Perf and Plug: es un método de terminación utilizado en pozos entubados. Comenzando en el fondo del pozo y trabajando siempre desde el fondo hacia arriba, cada etapa es perforada usando pistolas bajadas con tubería especial o con tubería flexible, la etapa es estimulada y aislada desde la siguiente etapa usando un empacador o tapones desviadores (Figura 4.8). los empacadores actúan como un fondo de pozo, proveen una superficie para los fluidos fracturantes y apuntalantes para que estos sean desviados hacia los puntos determinados; después de que todas las etapas han sido tratadas, los empacadores son perforados. El uso de empaques especiales pueden reducir el tiempo de perforación de los mismos. En formaciones de alta presión y alta temperatura como Haynesville donde este método es el más común.

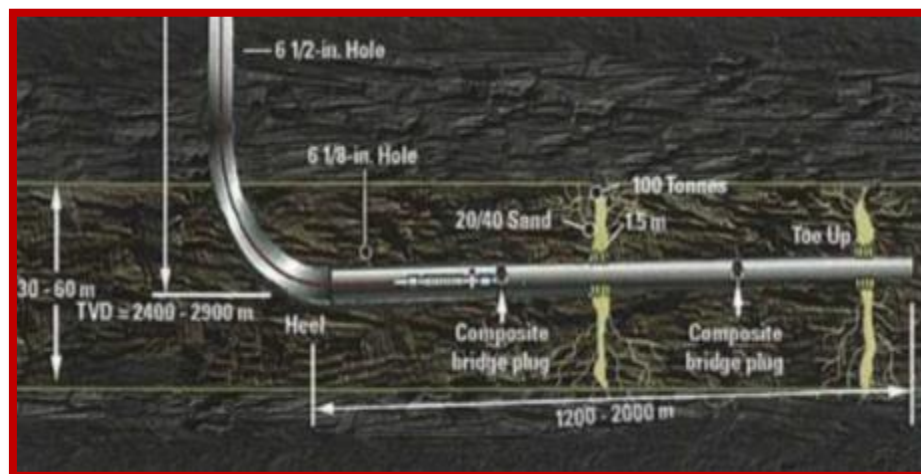


Figura 4.8. Método Perf and Plug. (Tomado de taller de perforación direccional, 2015)

- b) Método con tubería flexible: con este proceso la ubicación exacta de los puntos de fractura mejora la eficiencia de la estimulación por medio de la reducción del volumen de apuntalantes, mientras se incrementa la productividad; dependiendo de la longitud del intervalo productor. Se utiliza tecnología que incrementa el posicionamiento de los puntos de fracturamiento como empacadores hinchables y mangas con sello de bola.

Dentro de las operaciones con tubería flexible se encuentran:

- Perforación jet (a chorro): la cual es utilizada para un control preciso del proceso de fracturamiento, se usan altas presiones en una corriente de agua y arena para



- perforar el casing e introducirse dentro del yacimiento. La fractura se inicia en el sitio de la salida del chorro y se extiende dentro de la formación; los fluidos pueden ser removidos usando minerales solubles en ácido en el volumen de lutita y de las fracturas, de esta manera se mejora la difusividad dentro de la red de fracturas.
- Desviación dinámica: este método no requiere de empacadores o tapones de desviación porque la velocidad del chorro causa una caída de presión a la salida del fluido que empuja el fluido desde el espacio anular hacia la fractura. Este método es utilizado en agujero descubierto, liner ranurado, casing pre perforado o casing no cementado. Este proceso lo utiliza la empresa Brigham Oil and Gas en la formación de Bakken.
- Desviación del apuntalante con tapón: en este método el apuntalante es directamente bombeado a través de la tubería flexible con bajo gasto, mientras el fluido no abrasivo baja por el espacio anular a alto gasto; se usan baches con altas concentraciones de apuntalante (arena) para crear tapones (desviación con apuntalantes) que aisle las distintas etapas de terminación (Figura 4.9). Uno de los grandes beneficios de este método es que por medio del cambio de la concentración del fluido/apuntalante y/o la tasa de bombeo, es posible crear una gran ramificación y complejidad de la red de fracturas, la cual puede ser enormemente mejorada.

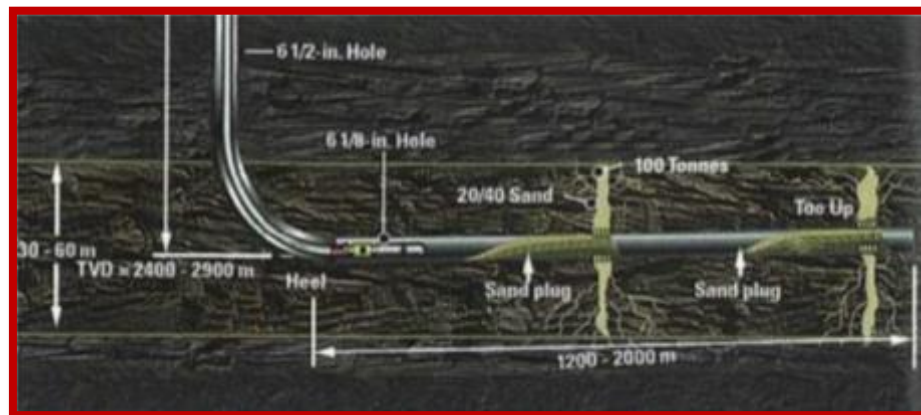


Figura 4.9. Fracturamiento hidráulico tipo jet con tapones de apuntalante. (Tomado de taller de perforación direccional, 2015)

Los últimos retos de desarrollo en lutitas son determinar cómo terminar largos pozos laterales para incrementar la exposición del yacimiento y reducir los impactos en superficie; las tuberías flexibles tienen limitaciones de longitud causadas por el torque, arrastre y bucleo.



- c) Método con manga deslizable: los sistemas de mangas deslizables son desarrollados como parte de la sarta de producción. Un sistema de colgar liner, asegura un sello adecuado; estas mangas pueden ser selectivamente abiertas (en algunos casos cerradas) usando la activación con bola, o dispositivos de cambio mecánico en juntas de la tubería flexible, para dar el acceso al sitio de iniciación de la fractura. Los empacadores convencionales proveen aislamiento mecánico entre los intervalos disparados, permitiendo que el tratamiento de fractura sea el apropiado para cada zona de acuerdo con sus propios requerimientos (Figura 4.10). estos sistemas mecánicos de manga deslizables activadas con bola son usados en terminaciones cementadas con cemento soluble en ácido. Este método de estimulación permite que el proceso sea mucho más rápido y con mayores intervalos por día que el Perf and Plug; así como posibles re-estimulaciones de las zonas de interés.

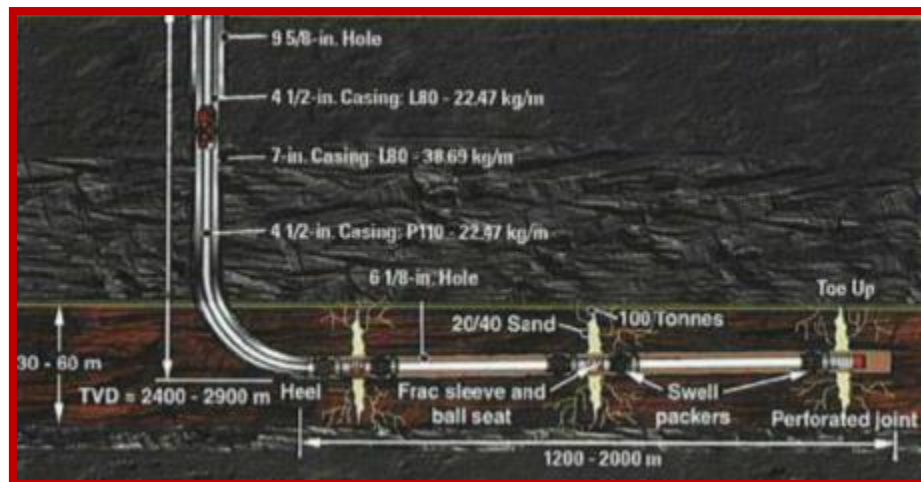


Figura 4.10. Proceso de manga deslizable. (Tomado de taller de perforación direccional, 2015)



5. PANORAMA MUNDIAL DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Existen cientos de yacimientos no convencionales fuera de Norteamérica, muchos de estos yacimientos tienen poca o ninguna actividad de exploración y tampoco cuentan con pozos terminados e incluso tienen pozos que no se encuentran en producción. Las compañías en la industria del petróleo y gas son optimistas en que la exploración y producción de formaciones no convencionales fuera de América del Norte se incrementará en los próximos años a medida que las operadoras lleguen a entender los yacimientos y desarrollar herramientas necesarias para perforar de manera eficiente y terminar pozos no convencionales.

Gran parte de la perforación en yacimientos no convencionales ha implicado la perforación de pozos verticales y en su mayoría con etapas de fractura. En muchas regiones fuera de Estados Unidos, la mayoría de los pozos eran verticales, dirigidos en yacimientos convencionales debido a su relativa simplicidad y bajo costo. Los operadores comenzaron a atacar las formaciones no convencionales apegándose a la metodología de pozos verticales.

Fuera de Norteamérica la perforación de pozos horizontales pueden costar de cuatro a cinco veces más que la perforación de pozos no convencionales similares a los que se realizan en EE.UU. Una parte del costo tan elevado para la perforación de pozos horizontales es la falta de servicios de perforación y terminación en algunas regiones del mundo, incluyendo la escasez de equipos y empresas de servicios que proporcionan bombeo a altas presiones y cuanto mayor sea el volumen de extracción, los servicios serán más baratos.

5.1 UN VIAJE RÁPIDO ALREDEDOR DE LAS LUTITAS DEL MUNDO

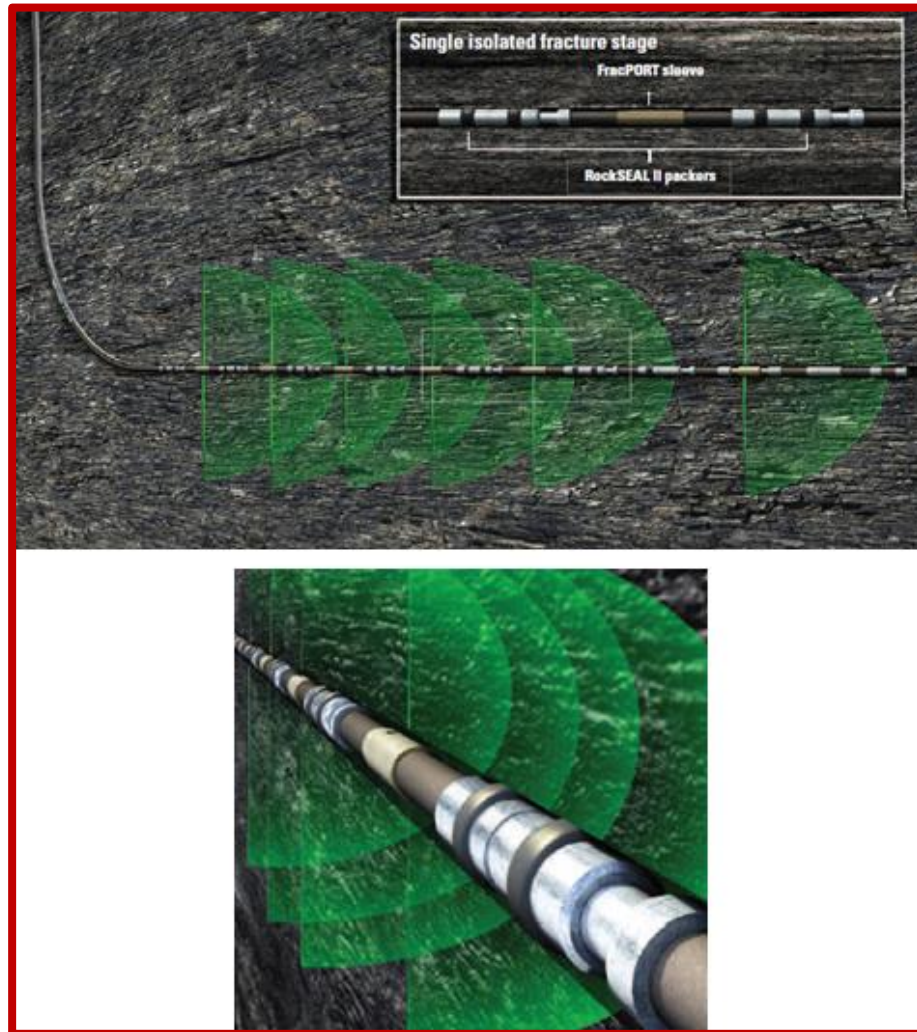
Europa y Asia

En Europa, Polonia es probablemente el país más avanzado en técnicas de perforación de yacimientos no convencionales. Sin embargo, no ha podido fracturar con buenos resultados. Las empresas hicieron todo el trabajo necesario, seleccionaron los sweet spots de las formaciones, perforaron y fracturaron, y los resultados obtenidos no fueron satisfactorios (Higginson, 2013). Otro desafío en Polonia es la falta de infraestructura para la producción, incluso si las operadoras obtienen buenos resultados de producción, de manera simultánea se necesitarán construir oleoductos, por lo que el país aún podría tardar algunos años más en producir cantidades para poder comercializar el gas.

En Rusia, Packers Plus (empresa con sede en Canadá) se dispuso a terminar el primer par de pozos en el yacimiento de lutita Bazhenov durante el tercer trimestre del 2012. La compañía terminó una formación de lutita que no se había fracturado a partir del mes de octubre de 2011, y se disponía a terminar otra de lutita. Éstas fueron con terminación de



pozo en agujero abierto con 14 etapas de fracturamiento utilizando el sistema de la compañía StageFRAC (Figura 5.1) (el mismo que StackFRAC en América del Norte).



Figuras 5.1. El sistema StackFRAC de la compañía Packer Plus están diseñados para abrir la estimulación de pozo entubado en rocas de arenisca, carbonatos, lutitas, formaciones naturalmente fracturadas y ambientes HP / HT (Tomado de Greenberg, 2013)

Los sistemas StackFRAC de la compañía Packers Plus fueron diseñados para estimulación en pozo abierto y entubado en arenisca, carbonatos, lutitas, carbón, yacimientos naturalmente fracturados.

En Rusia, a diferencia de otras áreas, algunos operadores no han sido capaces de completar una perforación y cementar un pozo horizontal de manera efectiva, no han tenido buena experiencia con el cemento en pozos horizontales, por lo que se trasladaron a una terminación de pozo en agujero abierto (Higginson, 2013).



África



Muy poca actividad de perforación en yacimientos no convencionales ha tenido lugar al norte del continente africano en los países de Libia, Argelia y Túnez. En el 2012 un pozo vertical fue perforado al sur de Túnez por la compañía francesa Perenco, el resultado se considera confidencial pero esa es la única formación de lutita perforada en Túnez (Vasco, 2013).

En Túnez, la compañía PackerPlus está llevando a cabo trabajos de fracturamiento multi-etapas en varios pozos horizontales de yacimientos de tight gas. A principios del 2012, la compañía completó su trabajo más grande en Túnez con el fracturamiento de 12 etapas. Era una formación convencional de tight gas, pero fue en una cuenca donde potencialmente se formaron lutitas, así que el operador quizás con el tiempo comenzará con la perforación en formaciones de lutitas (Vasco, 2013).

El gobierno tunecino negoció con varias operadoras extranjeras, incluyendo Shell, que se comprometió a perforar cuatro pozos de exploración a mediados de 2013. La compañía Eni también tiene una concesión en la región sur del país, donde la compañía ha perforado a través de la formación de lutitas en el camino hacia su objetivo geológico (Vasco, 2013).

En febrero del 2012, en Argelia los primeros resultados de la evaluación de gas no convencional, principalmente el de gas en lutita, dieron como resultado que las reservas en el país se aproximan a las reservas de Estados Unidos (Yousfi, 2013).

El gran impulso para la exploración de lutitas está en Argelia, con el gobierno y la petrolera estatal Sonatrach, que con la celebración de contratos con Eni para explorar formaciones de lutitas y continuando a negociar con Shell, ExxonMobil Corp., Chesapeake Energy Corp y algunas otras operadoras. Sonatrach está ofreciendo diversos incentivos para atraer la inversión extranjera en la exploración y explotación de lutitas, incluyendo compartir el costo de exploración quien normalmente no comparte costos de exploración de recursos convencionales.

Ninguna de las operadoras ha perforado en yacimientos no convencionales porque Sonatrach llevó a cabo un acuerdo para que sea el primero en perforar lutitas en Argelia, sin embargo, la compañía ya ha realizado terminaciones multi-etapas en pozos horizontales convencionales en Argelia. La industria se moverá a la fractura multi-etapa de pozos horizontales en lutitas gasíferas (Vasco, 2013).

En Sudáfrica y Namibia, se espera que las actividades de exploración y explotación de lutitas aumenten como resultado de que el gobierno sudafricano concluyó con la prohibición del fracturamiento hidráulico que duró desde principios casi todo el 2012. La prohibición del fracturamiento hidráulico se debe al elevado consumo de agua además de preocupaciones acerca de la contaminación de agua potable.

La cuenca del Karoo en Sudáfrica es una de las mayores cuencas de lutita (Vasco, 2013) y Shell probablemente será el primer operador en perforar esta cuenca. Otras operadoras concesionadas en la cuenca, incluyendo Falcon Oil & Gas Ltd. y una



empresa conjunta con Statoil y Chesapeake Energy Corp comenzó la primera actividad de exploración de lutitas a principios del 2013 por Shell (Vasco, 2013).

Numerosos proyectos de GNL (gas natural licuado) en Australia están programados para entrar en funcionamiento en 2015 y se necesitarán enormes recursos de gas para mantenerlos alimentados. Las operadoras están buscando fuentes de gas natural para satisfacer sus entregas de GNL y están recurriendo al gas en lutita y metano en capas de carbón, así como de fuentes convencionales.

América

Packer Plus ha realizado 28 instalaciones de trabajo en Argentina, en su mayoría terminaciones horizontales en la Cuenca Neuquina. La Cuenca de Neuquén en la lutita Vaca Muerta ha sido comparada con la lutita de Eagle Ford en Texas. La química, la composición y la mecánica de las dos lutitas son similares, pero una diferencia significativa es que la lutita Neuquina puede ser de hasta 610 m de espesor. Argentina es una de las áreas más activas de la empresa Packer Plus con sus terminaciones de pozo en agujero abierto y fracturamiento de múltiples etapas. Sin embargo, los clientes locales reconocen que la región no cuenta con la infraestructura necesaria para poner a la par con la producción de Eagle Ford (Lezama, 2013).

Las operadoras que trabajaron en la Cuenca Neuquina son: Pluspetrol International Inc., Apache Corp., Gran Tierra Energy Inc., y Americas Petrogas Inc.; sin embargo, sólo YPF ha perforado y producido la mayoría de los pozos en la cuenca (Lezama, 2013), YPF desarrolló perforaciones horizontales en las cercanías de Vaca Muerta durante el 2012. Muchas de las perforaciones horizontales en el área estaban en arenas compactas en las cercanías de Vaca Muerta. La empresa utilizó muchas de las tecnologías que se han utilizado en el último año para mejorar la producción a través de la fractura hidráulica.

La lutita La Luna en Colombia también ha sido comparada con los yacimientos de lutitas en Estados Unidos. No se ha trabajado en el país, ya que la mayoría del desarrollo de lutita y las operaciones están en la fase preliminar y los clientes están tratando de prepararse para un desarrollo potencialmente importante en actividades de exploración y explotación hasta convertirlo en un importante exportador de gas natural.

La extensión Eagle Ford en México juega un papel muy importante, en Pemex se está buscando la inversión privada en la industria de petróleo y gas. El campo Cantarell está disminuyendo de manera significativa y hay una gran cantidad de energía que se consume en México (Lezama, 2013). La cantidad de gas en arcillas mexicano podría potencialmente ser tan grande como la formación Eagle Ford de Estados Unidos.

Desventajas y limitaciones

Empresas operadoras como Baker Hughes cuentan con recursos como el Centro de Excelencia de Yacimientos (CORE por sus siglas en inglés) en recursos no convencionales y se enfrentan a diferentes condiciones de operación fuera de Estados



Unidos, particularmente económicas y vinculadas a una mayor densidad de población restringida por lo que el suministro de agua es limitado.

El modelo convencional aplicado a nivel internacional tendrá que hacer hincapié en la importancia de la caracterización de yacimientos y modelado para la identificación precisa de los sweet spots y realizar la estimulación efectiva. En última instancia, la aplicación de un modelo bien caracterizado ayudará a reducir el número de pozos perforados (Koseoglu, 2013).

Además de las limitaciones económicas, influyen las políticas del operador, muy a menudo una compañía al desarrollar el proyecto de exploración y explotación estimará la producción utilizando recursos no convencionales análogos los cuales proporcionan características geológicas y petrofísicas similares (Kotov, 2013).

Hay una gran cantidad de compañías petroleras nacionales con un objetivo a largo plazo y están dispuestas a invertir en la recolección de datos de yacimientos para que puedan diseñar terminaciones de calidad y tratamientos de estimulación que mantengan los niveles de producción a través de un campo entero (Usman, 2013).

Transferencia de conocimientos.

Para acelerar la curva de aprendizaje internacional, se han establecido centros de excelencia de yacimientos (CORE) en áreas clave de todo el mundo, incluyendo América del Norte, América Latina, Rusia y China. Cada equipo se centra en optimizar el desarrollo de recursos no convencionales a través de prácticas recomendadas, basadas en la comprensión del yacimiento para mejorar la incertidumbre geológica, mitigar los riesgos y reducir el desperdicio recursos.

Los equipos CORE optimizan la colocación de pozos en todo el campo de la localización de los sweet spots, maximizando la producción mediante la entrega de una terminación de calidad y el diseño de la fractura que estimula las zonas que agregan valor mediante la implementación de medidas preventivas para garantizar la integridad del pozo.

Restricciones internacionales

China, Polonia y Rusia son algunos de los países donde la perforación en formaciones no convencionales ya ha comenzado; muchos de los países han estado perforando pozos verticales y fracturando formaciones no convencionales durante muchos años. Sin embargo además de estos países ya hay algunos más que han empezado a perforar horizontalmente en formaciones no convencionales con ciertas limitaciones para desarrollar los campos y aunque el mismo equipo y herramientas que se aplican en Estados Unidos se lleva a cabo a nivel internacional, las técnicas deben ajustarse a las condiciones de operación que se encuentren fuera de ese país.

Internacionalmente la economía para el desarrollo de campos no convencionales es el mayor obstáculo dado que los operadores se enfrentan a una estructura de costos completamente diferente que puede ser de tres a cuatro veces el costo en Estados Unidos, ya que la infraestructura tiene que ser construida en la localidad y posteriormente se le tiene que proporcionar el mantenimiento (Rajdeep, 2013).



Además de enfrentarse a elevados costos y condiciones de operación hay también consideraciones ambientales, tales como la alta densidad de población, ya que grandes concentraciones humanas se encuentran cerca de obras para la extracción de gas y de manera directa restringirán acceso a las áreas donde se encuentran los campos, las altas densidades de población limitan los recursos de agua que son fundamentales para el desarrollo de pozos y la extracción de gas no convencional.

5.2 TECNOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Las compañías adquieren datos geológicos, geofísicos, geomecánicos, petrofísicos además de datos históricos para construir modelos de yacimientos. La adquisición correcta de los datos y la realización de un análisis a fondo también ayudan a optimizar la planificación y el diseño en el campo para la localización de las zonas más productivas.

Servicios de mineralogía. Algunas operadoras han desarrollado herramientas de registro de línea de acero de espectroscopia para explotar la litología de la formación (FLeX por sus siglas en inglés). Ésta es la primera herramienta de espectroscopia de neutrones pulsados, diseñada para funcionar en entornos de agujeros abiertos con el fin de cuantificar algunos elementos presentes en la formación, lo que permite la interpretación de la mineralogía de las rocas (Figura 5.2).

La herramienta de registro de línea de acero mide directamente la presencia de Carbono. Una vez que el Carbono se reparte en cada composición de los minerales para satisfacer la estequiometría química, el exceso de éste, medido por la herramienta se cuantifica en contenido orgánico total (COT) o hidrocarburos líquidos. Captura y utiliza espectroscopia inelástica de neutrones para medir y cuantificar elementos tales como Hidrógeno, Carbono, Sílice, Oxígeno, Magnesio, y Hierro. De los datos recogidos por la herramienta química de registro, se requiere la interpretación geocientífica, que calculando una litología general se puede fragmentar en litologías más específicas. A partir de ese punto, se puede analizar y cuantificar la mineralogía.

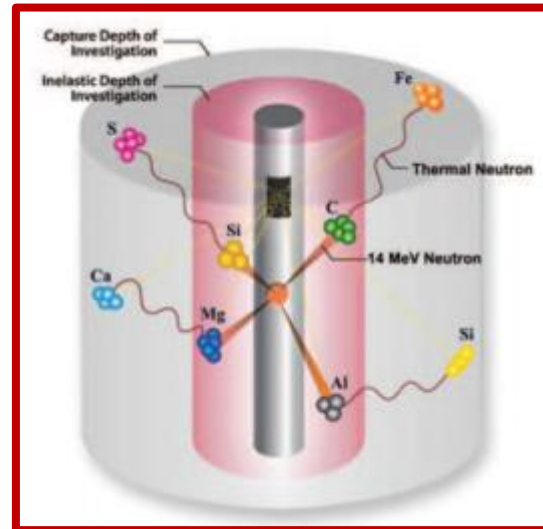


Figura 5.2. Herramientas de registro de línea de acero de espectroscopia FLeX de Baker Hughes, mide directamente Carbono, la herramienta de registro utiliza y captura espectroscopia inelástica de neutrones para medir y cuantificar elementos presentes. (Tomado de Greenberg, 2013)

Perforación y sistemas de evaluación. Utilizando sistemas de perforación direccionales rotarios y combinados con imágenes de resistividad LWD se ayuda a los operadores de tierra a mantener la zona productiva en los pozos con menos tortuosidad durante la perforación de la sección horizontal. Esto proporciona un pozo de mayor calidad que reduce el riesgo de tiempo de ejecución en terminaciones que no son productivas.

Las imágenes de resistividad LWD ayudan a optimizar la fase en la caracterización de fracturas, fallas naturales e inducidas. Esta información asegura la colocación por etapa en las zonas óptimas de la formación y disminuye el costo mediante la eliminación de distribución de las etapas en zonas donde fracturar sería inútil.

Se utiliza también la proyección lateral de una imagen de alta definición para caracterizar la formación llamada StarTrak HD LWD (Figura 5.3). La herramienta ayuda al operador a reducir costos mediante la eliminación de la fracturación ineficiente.



Figura 5.3 El servicio FLeX de Baker Hughes proporciona los datos registrados en la plataforma del software JewelSuite que simplifica el flujo de datos registrados y los modelos completos de escenarios de desarrollo de campo para la visualización óptima de un operador en el activo. (Tomado de Greenberg, 2013)

Un operador necesita adquirir imágenes de alta resolución para determinar la perforación de un pozo no convencional siendo fracturado entre dos pozos vecinos a 183 m (600 pies). Los servicios StarTrak ejecutan en modo de memoria, ayudando a optimizar la producción mediante la identificación de las variaciones en la sección lateral, lo que permite al operador optimizar su terminación y el diseño de la estimulación mediante el fracturamiento en etapas de manera selectiva en zonas más productivas, así como para reducir los riesgos.

Terminación y tratamientos de estimulación

Tecnológicamente existe un creciente interés en las esferas de fracturamiento de desintegración ya que permite a los operadores evitar perforar inmediatamente la esfera. Las esferas de fracturamiento de desintegración se componen de material nanoestructurado metálico electrolítico controlado que es más ligero que el Aluminio y más fuerte que algunos aceros suaves. El proceso de desintegración se da a través reacciones electroquímicas controladas por revestimientos a nano-escala dentro de la estructura del grano compuesto. Las esferas se desintegraran más rápido en ácido y no se desintegrarán en una solución base aceite o neutral, estas esferas han sido utilizadas en el Bakken, Eagle Ford y el Mississippi Chat.



Las esferas de fracturamiento de desintegración IN-Tallic de Baker Hughes son más ligeras y más fuertes que los de fenólico o material de resina de fibra de vidrio, y se desintegran cuando se exponen a la salmuera o soluciones ácidas. Esto elimina el riesgo de que las esferas no se produzcan de nuevo a la superficie o se queden pegadas en la tubería, que podría dar como resultado pérdida en la producción.

La tecnología de esferas de fracturamiento de desintegración IN-Tallic se ha utilizado con el soporte de la compañía FracPoint MP con puertos de conexión directa. La combinación de las dos tecnologías mejora la colocación y eficacia del tratamiento de fracturamiento proporcionando una mejor conectividad al yacimiento.

Otro método de fracturación que se está utilizando con éxito es el sistema de fracturación con tubería flexible (CT por sus siglas en inglés) es el OptiPort (Figura 5.4). El sistema emplea camisas como las que se encuentran en los sistemas de esferas de deslizamiento; sin embargo, las camisas se cementan y se abren por el empacador SureSet montado en lugar de las esferas de tamaño secuencialmente. El proceso de fracturación se produce por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la CT asegurando que el pozo se aisle de la zona anterior. Debido a que el fluido de fracturación se bombea por el espacio anular, se requiere la potencia de bombeo en la parte inferior del pozo. Esto permite un número virtualmente ilimitado de etapas y salidas de la CT en el pozo para realizar una limpieza rápida si es necesario después de un arenamiento.



Figura 5.4. El sistema de fracturamiento OptiPort CT emplea mangas como las que se encuentran en los sistemas de esfera de deslizamiento. (Tomado de Greenberg, 2013)

La optimización de la terminación, es una alternativa de fluido de fractura a base de guar y motores de fondo diseñados específicamente para diferentes yacimientos de lutitas. La mayoría de estos nuevos productos y servicios han sido desarrollados y utilizados en yacimientos no convencionales de norteamérica, principalmente en lutitas. La perforación de yacimientos no convencionales en muchas regiones fuera de los EE.UU. se encuentra



todavía en etapa inexperta, por ejemplo, la mayor parte de las operaciones de fracturamiento en la Cuenca Cooper en Australia, son equivalentes a cuando las operaciones estaban en el play Barnett a mediados de la década de 1980 (May, 2013).

El número de pozos horizontales perforados en la cuenca de Cooper fue menos de la mitad de una docena, durante el 2013, se perforaron 40 pozos verticales que representa lo que los operadores de perforación realizan en un mes o menos en cualquier play de lutitas en Estados Unidos. La industria del gas natural de Australia está trabajando para lograr un aumento significativo de la demanda esperada para alimentar las operaciones de exportación de GNL del país en la costa este y el noroeste.

Un país que, probablemente, es un poco más largo en sus formaciones que la mayoría es Argentina, el tipo de yacimientos y la forma en que las lutitas se han depositado son cada vez más conocidos. En consecuencia, hay más actividad de perforación de forma gradual para satisfacer sus necesidades, YPF está buscando socios para ayudar a atraer inversiones para desarrollos de shale (May, 2013).

Aunque China tiene una importante infraestructura en su empresa petrolera nacional, también está buscando alianzas internacionales de las compañías petroleras. El país cuenta con un par de alianzas bastante significativas con las compañías petroleras occidentales para yacimientos convencionales y se dice que está negociando varias alianzas de exploración de yacimientos de shale.

La comprensión de la naturaleza de los yacimientos de shale es extremadamente importante para la perforación y el desarrollo de la formación. Los EE.UU. esencialmente están en un modo de "producción de la fábrica" en la mayor parte de sus obras de yacimientos de shale. No hay mucha ciencia para investigar yacimientos de shale en Estados Unidos, hay mucha actividad de perforación de pozos y la mayoría están puestos en producción.

Cuando un pozo horizontal se perfora, se crea un entorno de producción que podría ser equivalente a 20 pozos verticales si hubiera 20 fracturas, el operador obtiene más producción (idealmente 20 veces) fuera del pozo. La perforación de pozos horizontales y la instalación de una alta densidad de red de fracturas pueden mejorar significativamente el valor presente neto de estos yacimientos.

Las herramientas y equipos necesarios en la perforación direccional ya se encuentran en todo el mundo, Halliburton supervisa su uso y ubicación extendiéndolas en las regiones del mundo donde operan. En la mayoría de las regiones donde la perforación de lutitas es prevalente, la compañía tiene el equipo proporcional a la cantidad de perforaciones que tienen lugar convencional. Por lo tanto, generalmente no es una gran aceleración en herramientas porque el equipo ya está en la zona.



Tecnología global

Un servicio lanzado en octubre de 2012 es el servicio Knoesis de la compañía, lo diseñó para optimizar la eficiencia y mejorar las tasas de producción. En toda la trayectoria en la exploración de yacimientos, la sísmica 3-D se ha utilizado para las estimaciones de reservas y otras propiedades, como la geomecánica, porosidad efectiva y fracturas naturales (Ingram, 2013) el software de modelado 3D *Knoesis* se está utilizando para comprender, optimizar y reducir el riesgo en los activos de lutitas mediante la comprensión y espaciado, el escenario interlineado, y los planes de desarrollo para los activos.

Las aplicaciones del software *Knoesis* proporcionan el conocimiento del yacimiento y sus características de estimulación. Dos componentes del software se han introducido hasta el momento: Foray (incursión), un servicio de búsqueda de fractura microsísmico 3-D, y Delve (profundizar), un servicio de análisis y explotación de datos técnicos. Dos componentes adicionales serán introducidos en el futuro: Savvy (visión), un servicio de análisis y diseño de fracturas complejas, y Melt (fundir), un servicio de diseño y análisis de ácidos matriz.

Foray proporciona a los operadores una perspectiva de la red de fracturas creada mediante la generación representada en 3-D basado en los eventos microsísmicos observados durante el tratamiento de la fractura. La representación muestra las dimensiones, el principio de las direcciones de la fractura y la complejidad de la red de fracturas, permitiendo al operador diseñar mejores momentos de trabajo para la fractura mediante una mejor entendimiento de los efectos de los líquidos, las tasas de bombeo, presión y otras variables, permitiendo a su vez que las decisiones de diseño deban hacerse para controlar la red de fracturas, incluyendo la optimización del número y espaciamiento de las etapas.

Delve permite accersar a los datos historicos de trabajo y actuales, que permite un mejor diseño para la estimulación y ejecución para un optimo trabajo.

Inclinación gamma en barrena y azimutal

Otro servicio de reciente introducción en Halliburton es el servicio de inclinación gamma/ en barrena (GABI por sus siglas en inglés) para la perforación direccional que mide los rayos gamma y la inclinación de la dirección en que se realiza la perforación (Figura 5.5). La herramienta fue utilizada en la cuenca de Niobrara y Bakken y posteriormente se estará utilizando en la formación Eagle Ford.

La herramienta GABI se puede ajustar en tuberías seleccionadas de 4 3/4 pulgadas y 6 3/4 pulgadas. El SperryDrill son motores de desplazamiento positivo por debajo de la parte de potencia. Los sensores de inclinación y de rayos gamma son extremidades sobre el granito de arena que proporciona información casi inmediata sobre las tendencias direccionales y cambios de formación. La herramienta proporciona cuatro lecturas de rayos gamma independientes de manera simulatánea en cuatro direcciones alrededor de



la herramienta para la cobertura del pozo completo sin tener que orientar el motor, incluso en modo deslizante. La ubicación de los sensores cercanos a la barrena hace que sea posible detectar límites de capas adyacentes antes de que se llegue a la zona productiva, evitando la perforación del material no productiva.



Figura 5.5. El motor está equipado con un sensor que proporciona mediciones de rayos y de inclinación para mejorar la geonavegación y la colocación óptima del pozo.

Fracturamiento con tubería flexible

Cuando llega el momento de la fractura, el servicio de Halliburton DM CobraMax fundamentado en CT para la mezcla de fondo de pozo puede permitir un número virtualmente ilimitado de etapas en una sección de pozo horizontal. El servicio utiliza bombeo de alta velocidad de fluido no abrasivo por el espacio anular.

El servicio incluye un conjunto de fondo de pozo que cuenta con herramientas protectoras de viaje (TS por sus siglas en inglés) Hidra-jet diseñado para perforar todos los intervalos utilizando una sola herramienta de mezcla y sub diseñado para asegurar que una suspensión homogénea se logre en el fondo del pozo.

Treinta intervalos completados en un solo viaje en el agujero

Se estaba buscando un método para fracturar hidráulicamente 30 intervalos en la lutita de Marcelo. El servicio DM CobraMAX desplegado-CT se recomienda debido a su capacidad para ofrecer un bajo riesgo al momento fracturar, el servicio es eficiente al tiempo que optimiza el tratamiento de estimulación. Los aspectos más destacados del proceso de



fracturamiento de múltiples etapas históricamente demostrado en este caso son los siguientes:

- Realización de 30 fracturas por etapas y dos limpiezas con un solo viaje en pozo.
- Bombeo de un total de 4 millones de libras / min de apuntalante a través de la herramientas en un solo punto de trabajo.
- La tasa media por intervalo de 37 bbl / min.
- El tiempo entre etapas de tratamiento se reduce a unos 40 minutos, en comparación con cuatro horas por etapa utilizando el método convencional Perf&Plug, que requiere un viaje dentro y fuera del pozo.
- Probada la capacidad de evitar por completo un arenamiento y continuar el bombeo en la misma fractura.
- Se utiliza menos de la mitad de la potencia hidráulica que se utiliza normalmente en trabajos convencionales.

La capacidad por el desarrollo de recursos depende de la región

La petrolera estatal YPF está mirando dos opciones de desarrollo, debido a los espesores de la formación, la primera opción para explotar la lutita es con el desarrollo de pozos verticales y como segunda opción es desarrollarla con pozos horizontales, pues tiene sentido desarrollar la lutita con pozos verticales, ya que la opción escogida dependerá en gran medida del espesor de la formación (Fulks, 2013).

El desarrollo de un pozo horizontal similar al desarrollado en Eagle Ford con 15 etapas podría producir 320 bbl. Un pozo vertical con cuatro fracturas en Vaca Muerta puede producir 220 bbl, que puede ser significativamente menos caro. Con el espesor de Vaca Muerta se podrían perforar pozos horizontales a diferentes profundidades (Fulks, 2013).

Es posible que haya más entusiasmo acerca de la lutita en la Luna Colombia, ya que es más fácil hacer negocios allí que en algunos otros países. Weatherford se establece con una línea completa de productos y servicios para la perforación direccional, LWD, línea de acero, y las operaciones de fracturamiento.

El objetivo cretácico de la cuenca La Luna tiene porciones que se laminan con roca caliza y lutita calcárea, mientras que en otras zonas los operadores están tratando más con lutita pura (Fulks, 2013).

Ha habido una cierta contrariedad en los resultados de perforación en Polonia. Se informó que la roca del yacimiento es muy dúctil y difícil de fracturar. La falta de éxito en Polonia no ha sido por la falta de muestras de hidrocarburos, es debido más a la dificultad de fracturar los pozos. Sin embargo, el gobierno polaco quiere ver exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales y ha puesto en marcha varios incentivos para atraer la inversión extranjera, incluyendo una ley tributaria aprobada que favorece a inversionistas extranjeros.

En el Reino Unido, ha habido controversia iniciada en 2011. Los recursos Cuadrilla estaban operando en la lutita Bowland cuando se detectaron dos temblores de tierra



después de las operaciones de la compañía de fracturamiento hidráulico en Preese Hall. La primera tuvo lugar en abril de 2011 con una magnitud de 2.3 en la escala de richter para determinar si esto se debió a la fracturación hidráulica, Cuadrilla trabajó con la Universidad de Keele y el Estudio Geológico Británico para establecer sismógrafos colocados de manera óptima para controlar los movimientos de tierra alrededor de los pozos activos, así como el área circundante. Fue durante el cuarto tratamiento de fractura en Preese Hall cuando un segundo temblor con magnitud de 1.5 se registró el 27 de mayo 2011. Después de este segundo temblor, y después de discutirlo con el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC por sus siglas en inglés) Británico, la compañía voluntariamente detuvo las operaciones de fracturamiento hidráulico, mientras que un informe detallado fue encargado de descubrir si había una relación entre la sismicidad y la fracturación. En 2012, la compañía comenzó a instalar equipos de vigilancia sísmica para evitar un nivel de actividad sísmica que podría causar preocupación entre la población local.

La tecnología de monitoreo fue recomendada por un informe científico independiente sobre los temblores menores que ocurren en 2011 y por la revisión del DECC. Cuadrilla planea continuar con sus perforaciones de exploración y operaciones de fracturamiento hidráulico.

En el norte de África, Weatherford está capacitando a personas de Libia, Argelia y Túnez. Hay algo de entusiasmo por la posible actividad en Argelia, como operadores pueden comenzar con la extracción de la roca madre. Los operadores saben lo que tienen las formaciones convencionales, si hay son areniscas o carbonatos (Fulks, 2013) pero ahora, están a la espera de ir por la roca madre a fin de aumentar la producción de gas.

Tecnologías para América del norte

Algunas de las tecnologías de Weatherford utilizadas en América del Norte y fuera de la región incluyen seleccionar sistemas de terminación multizona; su más reciente tecnología, el sistema desviador i-ball: el sistema de estimulación multizona FracSure just-in-time; y el Sistema de Estimulación Matricial Múltiple (MASS por sus siglas en inglés) en el cual múltiples camisas pueden abrirse con un solo tamaño de esfera.

Sistema de terminación modular

El sistema de terminación modular ZoneSelect (Figura 5.6) permite a los operadores elegir entre una variedad de opciones para el accionamiento de la camisa y métodos de aislamiento de la zona para crear una terminación óptima para la formación en particular. El método utiliza camisas deslizantes que pueden ser accionadas por la caída de la esfera, desplazado mecánicamente, o activado por la presión en el caso del vértice de la camisa. El aislamiento de la zona se logra, ya sea con los empacadores activados hidráulicamente o cemento.

El sistema cuenta hasta con 40 tamaños de esferas que permiten segmentar hasta 41 zonas utilizando tuberías de 4 1/2 pulgadas. Diferentes empresas utilizan diferentes materiales, dimensiones y geometría de interfaz. Weatherford probó la resistencia al



impacto, la capacidad de la presión diferencial, y la capacidad de fluir del fondo antes de la liberar la tecnología de esferas para uso comercial.

El sistema también puede ser equipado con camisas MASS en el que múltiples camisas se pueden abrir con un solo tamaño de esfera. Los grupos de camisas MASS cuentan con hasta cinco camisas deslizables por etapa de estimulación.

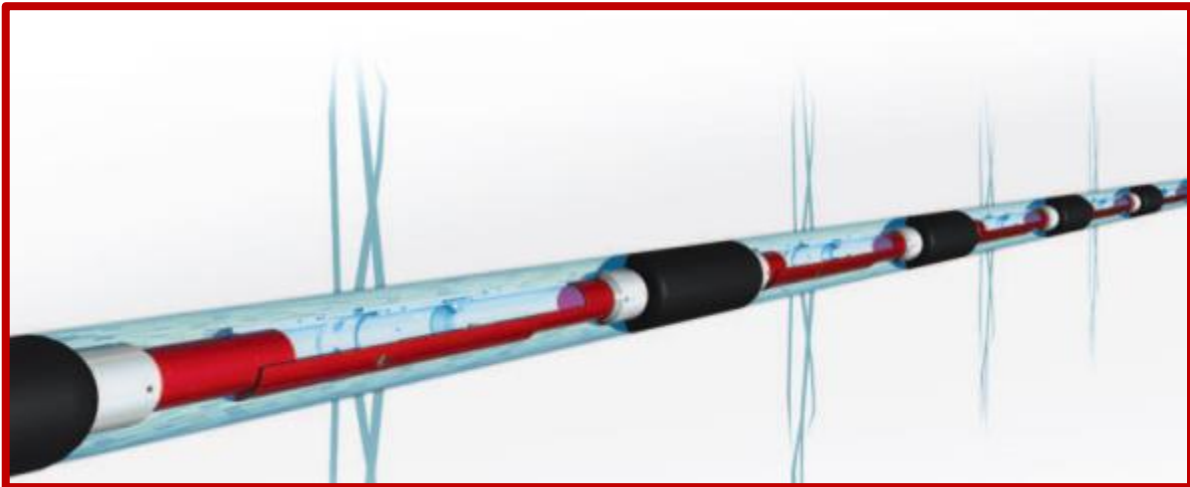


Figura 5.6 El sistema de terminación Zone Select utiliza camisas deslizantes que pueden ser accionadas por las esferas, desplazadas mecánicamente. (Tomado de Greenberg, 2013)

Sistema i-ball

El sistema i-ball adquirido por Weatherford, requiere sólo un tamaño de la esfera para activar cualquier número de camisas, una a la vez. Se realizaron pruebas piloto del sistema i-ball en Canadá y en Estados Unidos instalando varios sistemas y se planea seguir utilizando esta tecnología. El sistema i-ball se puede ejecutar como parte del sistema ZoneSelect. Permite estimular a alta velocidades la formación a producir, proporciona acceso de gran diámetro interior (ID) a lo largo del pozo, y elimina las preocupaciones de control de calidad mediante el uso de una sola esfera y tamaño del asiento, las esferas deben recuperarse en la superficie durante el contraflujo. La tecnología ha sido probada en pozo en agujero abierto y pozos cementados, y actualmente está clasificado para 10.000 psi y en temperaturas de hasta 135 C (275 F).

Estimulación multizona

Entre las herramientas de terminación y el sistema para lutitas y arenas compactas que ofrece la empresa es su tecnología de estimulación multi-zona (MZST) FracSure con licencia de ExxonMobil, el juego de herramientas ZoneSlect y métodos de terminación. Los dos métodos MZST,(just-in-time perforating)) (JITP) y anular CT fracturing (Fracturación CT anular) (ACT-Frac), fracturando (ACT-frac), pueden proporcionar a cada 40 o más tratamientos personalizados de la zona específica en un solo pozo, según Weatherford.



El proceso permite la estimulación multizona en las secciones de pozos desviados, verticales u horizontales utilizando ballsealers (selladores de esfera) para la desviación entre las etapas de fractura. La primera zona está perforada, la pistola se mueve hacia arriba del pozo, los selladores de esfera se dejan caer, y el fluido de fractura es bombeado. Cuando se logra la salida de la esfera, la siguiente zona es perforada, y el proceso de bombeo del fluido de fractura con las ball-sealers es repetido hasta que todas las zonas han sido perforadas y fracturadas.

JITP se puede mezclar con otros métodos de estimulación, por ejemplo, un estándar PNP se puede ejecutar en la parte inferior, JITP en el medio, y las camisas correderas en la sección superior de la terminación.

El método de ACT-frac implica tratamientos de fractura bombeados por el espacio anular para facilitar la estimulación. Este procedimiento, al igual que el método JITP, implica la repetición de cada perforación y tratamiento de fractura y permite la estimulación de zonas múltiples con un solo viaje.

El conjunto de herramientas se transporta con línea de acero en los pozos verticales y en la CT en una sección horizontal. Los conjuntos de sistemas, el empacador inflable y el fluido de fractura se bombean por el espacio anular de la tubería de revestimiento a la zona de la fractura, perforando la zona. El empacador se libera, la herramienta se desplaza en la sección superior del pozo a la siguiente zona, y el proceso es repetido tantas veces como sea necesario.

Enfoque científico para la caracterización de yacimientos

Las operadoras están adoptando un enfoque científico para sus actividades no convencionales a nivel internacional. La mayoría de las empresas no puede experimentar la perforación de varios pozos, probando diferentes tecnologías y soluciones. Un enfoque de optimización, llamado “producir más con menos”, donde se trabaja en colaboración con la operadora con el objetivo de ayudar a entender el depósito mediante el uso de mediciones y la interpretación de optimizar adecuadamente las tecnologías de perforación y terminación.

Este esfuerzo busca construir un modelo de yacimiento representante para ayudar a entender la capacidad de producción que puede proporcionar el yacimiento y así lograr hacer una comparación con otros depósitos alrededor del mundo. El resultado final es ganar conocimiento del depósito para reducir la incertidumbre al momento de caracterizar el yacimiento.

La perforación horizontal ha sido un gran habilitador, y la compañía está tomando el mismo enfoque que hay en términos de su tecnología para mejorar la velocidad de perforación, con sistemas rotativos orientables. A diferencia de los yacimientos convencionales, sin estimulación realmente no se sabe si una formación de lutita producirá (Aguas, 2013).



Evaluación tecnológica de shale.

En ambientes áridos donde el agua no está disponible se tienen que usar alternativas, empresas operadoras como es el caso de Schlumberger han estado utilizando su técnica de canal de flujo de fracturación hidráulica Hi-Way en Eagle Ford durante varios años con buenos resultados. Este método requiere menos agua y las tasas de bombeo son inferiores. La empresa ha transportado la tecnología a nivel internacional con éxito y la aplicación del método en cuatro continentes fuera de Norteamérica. A nivel internacional, se encuentran posicionados en Australia, África del Norte y el Medio Oriente. Será mucho más difícil para las operadoras hacer las cosas como se realizan en los EE.UU. debido al suministro de agua (Waters, 2013).

El flujo se bombeó por primera vez en Eagle Ford en 2011 resultando significativamente mayor producción inicial al tiempo que se reduce las necesidades de agua y de apuntalante (Schlumberger). La compañía ha demostrado que con la técnica de fractura de flujo en canales también se traduce en mayores tasas de producción a largo plazo. La técnica requiere alrededor de 49% menos que un agente de sostén de tratamiento de fracturamiento convencional y aproximadamente 50% menos de agua en comparación con agua aceitosa en promedio.

Con la técnica de canal de flujo, el agente de sostén sirve como un agente de soporte para evitar el cierre dentro de los canales abiertos rodeando el lugar como un medio conductor, como en el caso de los tratamientos convencionales. La realización del fracturamiento se convierte en canales independientes y se extienden desde el área cercana al pozo a la punta de la fractura, aumentando significativamente la longitud efectiva de la fractura. Los canales se crean dentro del empaque del apuntalante a través de una técnica en la que combina un procedimiento de bombeo de pulso con el apuntalante, un esquema de perforación, y la tecnología de la fibra.

La técnica HiWay no es apropiada en todas partes donde se lleven a cabo operaciones de extracción de gas, tiene que haber las condiciones de yacimiento correctas, pero los operadores son afines al método debido a los beneficios operacionales que entrega, la logística y así como beneficios resultantes al momento de producir.

El servicio de espectroscopia HD Escáner de Litografía de Schlumberger fue comercializado en octubre de 2012. Este servicio mide elementos incluyendo Carbono, Magnesio y Aluminio en tiempo real para ayudar a las descripciones detalladas de las formaciones complejas, particularmente lutitas y otras formaciones no convencionales. El servicio autónomo ofrece determinación cuantitativa de TOC para la evaluación de yacimientos de lutita. La herramienta se ha desarrollado y probado en campos de América del Norte, pero ahora se implementa a nivel internacional.

Se realizan mediciones de Carbono orgánico y otros parámetros para obtener los resultados de forma más rápida y con mayor grado de precisión, en algunos países es difícil conseguir muestras de núcleos para llevar a cabo el análisis necesario de núcleos que son especiales para este tipo de formaciones. Basándose en la información del escáner de litografía, un operador puede tomar una decisión de donde está la ubicación justo en la cuenca, o se puede ajustar su modelo y explorar en otro lugar (Lewis, 2013).



Los registros se deben ejecutar para permitir la predicción de cómo las rocas del yacimiento se comportarán cuando sean estimuladas. Un servicio que ayuda a esto es la plataforma de barrido acústico de la compañía Sonic Scanner.

El servicio toma en cuenta los efectos de las laminaciones en la lutita para el cálculo de la tensión. Los modelos de tensión utilizados durante años en los EE.UU. y Canadá por yacimientos convencionales tuvieron que ser avanzados con el fin de aplicarlos a las lutitas. Ahora se está aplicando esa experiencia a nivel internacional (Lewis, 2013).



VI. CONCLUSIONES

- La disminución de reservas en yacimientos convencionales y la dependencia de combustibles fósiles ha generado que la industria petrolera incursione en la exploración y extracción de yacimientos con retos tecnológicos cada vez más difíciles y en consecuencia de mayor inversión económica.
- La dependencia de recursos energéticos de hidrocarburos es muy alta y aún está muy lejos de llegar a ser remplazada en su totalidad por otras fuentes de energía.
- El término “Shale” se refiere a yacimientos en donde la roca generadora y almacén tienen la misma función, debido a que la lutita es una roca generadora por excelencia, de baja permeabilidad y porosidad.
- La no convencionalidad de un yacimiento es función de la disponibilidad de herramientas y el alcance tecnológico que se tenga al momento de desarrollar y extraer dicho recurso.
- Los trabajos exploratorios en yacimientos no convencionales consisten en identificar los *sweet spots*. Los primeros trabajos geológicos, geofísicos y de perforación no tienen por objetivo el descubrimiento de una estructura petrolera, sino identificar el volumen de roca disponible, así como su composición química y el potencial de ser fracturada
- En shale se habla acerca de la necesidad de “crear un yacimiento” a través del uso de técnicas de perforación horizontal y de fracturas. La perforación horizontal expone mayor área de contacto de un intervalo productor a diferencia que un pozo vertical. El fracturamiento hidráulico es una técnica que permite generar canales de flujo en la roca para que el gas confinado dentro de los poros de la roca pueda ser recuperado, sin embargo es de gran importancia desarrollar métodos que permitan fracturar formaciones de shale ya que la demanda de agua que se requiere para fracturar hidráulicamente es excesivamente grande, es decir se consume un recurso no renovable para recuperar un recurso energético.
- Los estimados de potencial para shale dependen preponderadamente de que tan “fracturable” es cada pozo.
- Actualmente hay empresas que dan servicio a la industria petrolera desarrollando herramientas con el objetivo de reducir la incertidumbre al momento de perforar la zona productora con gas obteniendo mayor recuperación de gas y reducir costos para la extracción de gas.
- No se ha demostrado científicamente que el fracturamiento hidráulico genere microsismos en las zonas donde se está llevando a cabo esta técnica, por otro lado el uso y transporte de tratamientos para el fracturamiento hidráulico expone las zonas, a sus habitantes y hasta los mismos operadores a riesgos.
- La tecnología utilizada por las compañías operadoras para la exploración y explotación de estos recursos ha evolucionado en grados muy altos, de tal forma que la caracterización geoquímica, volumétrica y de recuperación del Shale gas se



ha incrementado en aquellos países que poseen tanto las características geológicas, la disposición de otros recursos como el agua y las políticas necesarias para su uso.

- Diversos países en el mundo han incursionado en la explotación de los recursos no convencionales, sin embargo, todavía es necesario ajustar las tecnologías actuales a las condiciones particulares de cada cuenca petrolera.
- México juega un papel muy importante a nivel mundial ya que cuenta con áreas de gran potencial para la explotación de shale gas y podría ser tan grande la recuperación de gas como la formación Eagle Ford en Estados Unidos.
- Es necesario que las empresas operadoras hagan estudios científicos específicos en las zonas donde se requieran tecnologías de extracción para recursos no convencionales, se deben evaluar todos los posibles daños o riesgos tanto para la población y el medio donde se desarrollen.



VII. Recomendaciones

Analizando todas las características de los recursos no convencionales, desde los procesos de exploración hasta los de explotación, en México se considera como principal problema a solucionar el modelo contractual de desarrollo de los proyectos de explotación y producción de este tipo de recursos por lo que se recomienda que dichos modelos sean adecuados

La recomendación más importante es que tanto el gobierno, como las empresas operadoras, ya sea nacionales o extranjeras revisen el esquema de licencias para el desarrollo de este recurso, ya que por la experiencia internacional se ha observado que de las modalidades de contrato o licencia, depende mucho el éxito que se tenga en la producción de un yacimiento no convencional.

Se recomienda evaluar las diferencias de cada esquema, de tal manera que sean adecuadas a la legislación mexicana para que se obtenga el mayor beneficio para las partes involucradas. La diferencia económica entre una licencia y un contrato de producción/ganancia compartida es que la licencia por diseño original permite la consolidación fiscal, que incentiva mayor actividad en áreas con alto riesgo geológico.

La Reforma Energética establece un nuevo marco regulatorio, el cuál posibilita la participación de empresas privadas en las diferentes actividades que integran el sector energético nacional. Entre las actividades en donde se podrá complementar la inversión del Estado con inversión privada se incluyen las actividades estratégicas de exploración y extracción de petróleo y gas natural, a la vez que mantiene y fortalece la rectoría del Estado sobre la industria petrolera y conserva para la nación la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo. En materia de energía, se modificaron los Artículos 25, 27 y 28 constitucionales, con el objetivo de modernizar a la industria nacional de hidrocarburos, al permitir la participación del sector privado en todas las actividades del sector energético. En el siguiente cuadro se hace un comparativo de los cambios que sufrieron éstos.

La importancia de las leyes secundarias, con respecto al sector energético, radica en que en ellas se especifica como debe funcionar en la práctica la relación del Estado con las empresas privadas del sector de acuerdo a las modificaciones constitucionales derivadas de la reforma energética. En cuanto a las leyes expedidas relacionadas con el nuevo marco constitucional del sector, se reformaron 12 leyes existentes y se expidieron nueve dentro de las cuales se encuentran la Ley de Hidrocarburos, en la cual se materializa el nuevo modelo en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se establece en la constitución.

En lo que a la ley de hidrocarburos se refiere, las principales características de este nuevo modelo en materia de hidrocarburos son que las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos permanecen como actividades estratégicas y estarán a cargo exclusivamente del estado, por lo que no se otorgaran concesiones. Sin embargo la Nación podrá realizar asignaciones y contratos con las empresas productivas del estado y empresas privadas.



REFERENCIAS

1. Alonso, A., Mingo, M., “La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales, Una revolución silenciosa”, Comisión Nacional de Energía, España, 2010
2. Ángeles, A., Arriaga, J., López, D., “Evidencias petrográficas de estructura de origen algal/bacteriano en carbonatos de la formación Agua Nueva (Cenomaniano/Turoniano: Cretácico Superior) en Xilitla, S.L.P. México central”, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 2014.
3. Arroyo, F., Roig, F., “Apuntes de introducción a los registros geofísicos de pozo”, Division de ingeniería en ciencias de la tierra, Departamento de geofísica, UNAM, 1987.
4. Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez, R., Lewis, E., Waters, G., “Produccion de gas desde su origen”, Schlumberger, 2006.
5. Barker, J., “Horn River Basin, Unconventional Shale Gas Play Atlas”, BC Oil and Gas Commision, 2014.
6. Cabrera, M., “Interpretación de Registros Geofísicos de Pozo en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la Determinación de Reservas”, Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2015
7. Camargo, M., “Evaluación de la roca almacén, del play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Roca Sello”, Tesis Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2008.
8. Chan, P., Etherington, J., “Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System”, World Petroleum Council, 2011
9. Collett, S., Lewis, R., Uchida, T., “El creciente interes en los hidratos de gas”, Schlumberger, 2000
10. Diamond, W., Oyler, D., Zuber, M., Schraufnagel, R., “Directional Drilling Technology”, U.S. Environmental Protection Agency by Advanced Resources International, 1986.
11. Ding, D., Wu, Y., Farah, N., Wang, C., Bourbiaux, B., “Numerical Simulation of Low Permeability Unconventional Gas Reservoirs”, Colorado School of Mines, SPE 167711. 2014.
12. Durán, J., Análisis hidrogeoquímico de las aguas del valle de Tehuacán, Puebla, Tesis Maestría, ESIA Ticomán, IPN, 2007
13. Escalera, A., “Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutita en México”, ExpoForo PEMEX. 2012.
14. Escalera, J., Morales, C., “Provincia Petrolera Burgos”, PEMEX Exploración y Producción, 2013.



15. Escalera, J., Morales, C., "Provincia Petrolera Chihuahua", PEMEX Exploración y Producción, 2013.
16. Escalera, J., Morales, C., "Provincia Petrolera Sabinas-Burros-Picachos", PEMEX Exploración y Producción, 2013.
17. Escalera, J., Morales, C., "Provincia Petrolera Tampico Mizantla", PEMEX Exploración y Producción, 2013.
18. Escalera, J., Morales, C., "Provincia Petrolera Veracruz", PEMEX Exploración y Producción, 2013.
19. Estrada, J., "Desarrollo del gas lutita y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamerica", Naciones Unidas, 2013
20. Gonzales, R., Holguin, N., "Las rocas generadoras de México", PEMEX, Coordinación de Exploración. 1992.
21. González, F., Osorio, O., "Evaluación petrolera y métodos de explotación de hidratos de metano, un recurso no convencional", Tesis Licenciatura, UNAM, 2013.
22. Greenberg, J., Higginson, P., Vasco, F., Yousfi, Y., Lezama, P., Koseoglu, S., Kotov, S., Usman, A., Raideep, G., May, M., Ingram, S., Fulks, S., Aguas, G., Waters."So many shales so little drilling", Hart Energy 2013
23. Guillot, G., "Manual básico para la interpretación de registros geofísicos de pozo", Tesis Licenciatura, UNAM, 2010.
24. Aguas, G., Greenberg, J., Fulks, S., Higginson, P., Ingram, S., Koseoglu, S., Kotov, S., Lezama, P., May, M., Raideep, G., Usman, A., Vasco, Waters F., Yousfi, Y.,. "So many shales, so little wells", Hartenergy, 2013.
25. Guzmán. F., "Protección al medio ambiente", Taller de Hidrocarburos en lutitas. Gas shale, IMP. 2013.
26. Hernández, S., "Modelado geológico del sistema petrolero Tampico-Misantla", Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2014.
27. Kawata, Y., "Some Predictions of Possible Unconventional Hydrocarbons Availability Until 2100", SPE 68755, 2001
28. Lee, R., "Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas", Thesis Master of Science in Geological Sciences, The University of Texas at Austin, 2011.
29. Lique, D., Cranston C., Morehouse, D., "Drilling Sideway—A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application", Energy Information Administration, 1993.
30. López, I., Sáenz, M., "La Virgen, formación...Cretácico Temprano", Servicio Geológico Mexicano, 2009.
31. Magoon, L., Dow, G., "The petroleum System-from source to trap", AAPG, 1994
32. Martín, E., Barnett Shale Gas, 2015
33. Martínez, N., Hidrocarburos contenidos en Lutitas, Potencial y Regulación en México, Trabajo sometido a la consideración de la Academia Panamericana de Ingeniería, 2014.



34. Merriman, J., Cameron, G., "Definition and characteristics of very-fine grained sedimentary rocks: clay, mudstone, shale and slate", British Geological Survey, 2003.
35. Nieto, O., "Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del grupo Chicontepec", Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.
36. Nolen, R., "Elementos de fracturamiento hidráulico", Schlumberger, 2013.
37. Palomino, I., "La Gloria, Formación... Jurásico Tardío", Servicio Geológico Mexicano, 2006.
38. Pérez, R., Solari, A., Valencia, A., "El terreno Cuicateco: ¿cuenca oceánica con influencia de subducción del Cretácico Superior en el sur de México? Nuevos datos estructurales, geoquímicos y geocronológicos", Revista mexicana de ciencias geológicas, 2009
39. Pérez, H., "Evaluación del potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior (Formación Pimienta) en la Cuenca de Burgos", Tesis Licenciatura, 2014.
40. PEMEX Exploración y Producción, "Guía de diseños hidráulicos para fracturamientos hidráulicos", PEMEX. 2002.
41. PEMEX., "Aceite y Gas en Lutitas, Avances de la evaluación de su potencial en México", PEMEX, Subdirección de Exploración, 2012.
42. Piñon, A., Marie, F., Zavala, F., López, A., Ángeles, A., Ávila, H., "Evidencias petrográficas de estructuras de origen algal/bacteriano en carbonatos de la formación Agua Nueva (Cenomaniano/Turoniano: Cretácico Superior) en Xilitla, S.L.P. México central, Sociedad Geológica Mexicana, 2014.
43. Ponce, B., Gambaudo, P., "Minerales para la Agricultura en Latinoamérica", Buenos Aires, 2005
44. Porter, D., "Eagle Ford shale task force report", Railroad Commission of Texas, 2013
45. Ramirez, B., López, I., Ojinaga, Formación..... Cretácico Tardío, Léxico estratigráfico de México, Servicio Geológico Mexicano, 2009
46. Ratner, M., Tiemann, M., "An Overview of Unconventional Oil and Natural Gas: Resources and Federal Actions", Congressional Research Service, 2014.
47. Rodríguez, R., Morales, V., Geología.
48. Velázquez, D., "Taller de perforación direccional y herramientas de desviación", SPE-Student Chapter, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2015.
49. U.S. Department of Energy, updates to the EIA eagle ford, play maps, 2014