



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

RECURSOS NO CONVENCIONALES “SHALE GAS”
DEL PLAY CRETÁCICO EAGLE FORD EN LA
CUENCA DE SABINAS-BURRO-PICACHOS

TESIS

Para obtener el título de:

INGENIERA GEÓLOGA

Presenta:

ÁNGELES VÁZQUEZ PÉREZ

Director de Tesis:

M. en C. Noé Santillán Piña

México, D.F., Febrero de 2014.





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.

*Los sueños se hacen realidad
cuando el deseo los transforma
en acciones concretas,
pídele a la vida grandes dones y
la estarás invitando a que te los
ofrezca.*

Napoleón Hill

A esa **esperanza y fe** que se transformó diariamente en deseo dentro de mí para terminar esta fascinante aventura, que no importando los días soleados o lluviosos nunca me dejo caer, porque siempre se mantuvo encendido dentro de mí las ganas de triunfar y terminar de la mejor manera posible, muchas gracias.

A **mi madre** por todos los días de su arduo trabajo para que yo pudiese realizar mis estudios, **a mi padre** por todos sus consejos dados durante la sobremesa. A mis adorados perritos **Barrabas y Mackonely** una gran disculpa por las horas de ausencia y todos los fines de semana que no estaba con ustedes, pero saben que lo adoro. A mis hermanitas **Nancy e Irma** (las niñas) por aliviar cada padecimiento sufrido desde mi nacimiento y todas aquellas pláticas de media noche, a mi hermano **Jorge** por enseñarme que la vida se trata de disfrutar, muchas gracias familia.

A **mi amada universidad** que pese a detalles importantes, es mi segundo hogar. A mi director de tesis, **el Ing. Noé Santillán**, por su valioso apoyo proporcionado desde mi servicio hasta la culminación de este trabajo, a mis sinodales por sus atinadas observaciones en la realización de este proyecto. **Al Dr. Aguayo** por sus múltiples enseñanzas y anécdotas contadas, pero sobre todo por el cariño mostrado.

A mi súper, inigualable, fiel, sonriente y cariñosa amiga **Hatziry**, que más que amiga parece mi hermana (sólo que más alta y puntual). Gracias por estar conmigo siempre, ser tan cómplice y paciente, por nuestras aventuras en las prácticas, en el aula y la estancia. **A Poblanito** una persona tan parecida a mí, sólo que en versión masculina, con las mismas ganas de salir adelante y triunfar. Gracias por tu cariño, comprensión y sobre todo por tu confianza mostrada desde el primer día que nos hablamos y conocimos, por esos momentos increíbles, eres lo más preciado para mí. A **Vanessa y Reynaldo**, que padecieron los mismos traumas que yo y que de igual forma nada los derribo. También a **Gaba** que vivió los momentos más terroríficos a mi lado en la clase de civil pero gracias a ello nos conocimos. A **los novios** (Memo y Karen) por dejarnos plantados y nunca ir a las fiestas, para **Nacho y Pollito** por las clases compartidas y los primeros semestres.

A mis amigos del inglés **Pao, Jony, Eduardito, Sebastián, Axel, Daniel, Román, Norma y Orlando** que lo más bonito que obtuve de ellos fue su amistad. Por esos divertidos comentarios entre clase, los alegres recesos y por las cuentas que pagábamos en los bigotes de Carranza, que días aquellos.

A los ingenieros del equipo Múzquiz **Jesús Olivo, César Monterruvío, Gerardo Cortés, Nelson Damián y Lorena Calderón** por su ayuda en los temas de esta tesis, sus explicaciones, sus consejos, pláticas y chistes. Por haberme recibido como una gran familia llena de cariño. A toda **la familia** dueña del restaurante **el Rancho** por recibirme y atenderme con todo el gusto del mundo. A **don Julio y su esposa, a Liliana** por sus atenciones prestadas y su preocupación, por permitirnos entrar a su casa y conocer a su familia.

ÍNDICE

	Páginas
ÍNDICE DE FIGURAS	ii
RESUMEN	v
ABSTRACT	vii
CAPITULO 1. ANTECEDENTES.	1
1.1 Introducción.	1
1.2 Objetivos.	3
1.3 Lutitas gasíferas (shale gas): origen, formación y características generales. . .	3
1.4 Propiedades petrofísicas y herramientas de medición.	14
1.5 Zonas en desarrollo de lutitas gasíferas (shale gas) en México.	20
CAPITULO 2. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE EXTRACCIÓN Y PERFORACIÓN.	23
2.1 Perforación vertical y navegación horizontal.	23
2.2 Fracturamiento hidráulico.	25
2.2.1 Uso del agua durante el fracturamiento hidráulico/Problemas ambientales.	28
2.2.2 Marco regulatorio para la producción y exploración en shale gas.	35
2.2.3 Monitoreo microsísmico.	37
CAPITULO 3. CUENCA PETROLERA DE SABINAS-BURRO-PICACHOS.	42
3. 1 Ubicación.	42
3. 2 Marco estratigráfico y ambientes de depósito.	43
3. 3 Marco tectónico.	48
3. 4 Formación Eagle Ford.	52
3. 5 Play Eagle Ford (Cretácico).	60
3.5.1 Pozo E-1.	66
3.5.2 Petrografía del pozo E-1.	71
CAPITULO 4. PERSPECTIVA ECONÓMICA PARA LA EXPLOTACIÓN DE “SHALE GAS” EN MÉXICO.	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	82
BIBLIOGRAFÍA.	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Distribución mundial de lutitas marinas orgánicas en el mundo por periodo geológico. La tectónica, geografía y las condiciones climáticas contribuyen a la depositación de sedimentos ricos en contenido orgánico. Los círculos negros representan la ocurrencia en cada periodo (Adaptado de Tourtelot, 1979)	5
Figura 1. 2 Analogía moderna de las lutitas ricas en contenido orgánico. El mar negro está estratificado con una capa superior oxidada y una zona inferior anóxica (Lueschen h., 2011)	7
Figura 1. 3 Evolución del kerógeno. 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 al emitir co ₂ y h ₂ o; luego, comienza a perder más hidrógeno al liberar hidrocarburos (Boyer <i>et al</i> , 2006-2007).....	10
Figura 1. 4 Maduración térmica del kerógeno. el gas es emitido durante la etapa temprana de diagénesis, a través de la actividad biológica. La catagénesis con mayor profundidad de enterramiento, libera petróleo y gas. con un aumento en la profundidad y temperatura, el petróleo remanente se divide (se craquea), liberando gas (Boyer <i>et al</i> , 2006-2007).....	12
Figura 1. 5 Registros 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 normales (Boyer <i>et al</i> , 2006-2007).....	16
Figura 1. 6 Ubicación geográfica de las cinco cuencas geológicas de México con posible desarrollo de shale gas (Expo foro PEMEX, 2012).....	21
Figura 1. 7 Media del valor técnicamente recuperable para los recursos no convencionales de las cuencas de sabinas, burro-picachos, tampico-misantla y veracruz; el valor más alto se encuentra principalmente en la región noreste de México (Expo foro PEMEX, 2012)	22
Figura 2.1 Representación de la tubería de revestimiento de un pozo de shale gas (Modificado de Ward, 2013)	24
Figura 2. 2 Imagen de los procesos realizados en superficie de un yacimiento de shale gas y del movimiento del fluido fracturante en la formación (Asamblea contra la fractura hidráulica, 2011)	25
Tabla 2. 1 Principales componentes químicos del fluido fracturante (Modificado de Ward, 2013)	27
Tabla 2. 2 Valores estimados de uso de agua (m ³) durante el proceso de perforación para cada pozo ubicado en los principales shale play de EUA (Modificado de Groat <i>et al</i> , 2012)	29
Figura 2. 3 Representación de la contaminación de acuíferos y del subsuelo por gases como el metano durante la perforación de un pozo (Modificado de Ward, 2013)	30
Figura 2. 4 Posibles riesgos ambientales que pueden ocurrir durante la explotación de shale gas (Modificado de Grayling, 2012)	31
Figura 2. 5 Posibles fugas del fluido fracturante en la tubería de un pozo no convencional (Sánchez, 2012) .	32
Figura 2. 6 Esquema que muestra la primera recolección de movimiento. el mecanismo focal mostrado se infiere de la orientación de los planos nodales (Railroad Comisión Texas, 2013)	38
Figura 2. 7 Rosetas que muestran los resultados combinados de los análisis de mecanismo focal, mostrando el fracturamiento preferencial de la roca. La roseta combinada muestra un material compuesto de los 84 tratamientos (Telker, 2013)	39

Figura 2. 8 Mapa mundial de esfuerzos mostrando una sola medición de orientación de ruptura en la lutita Eagle Ford (Telker, 2013).....	40
Figura 2. 9 Orientación de la configuración óptima de pozos (mostrada en color verde) para cada una de las tres áreas dentro del play Eagle Ford (Telker, 2013).....	41
Figura 3. 1 Mapa de localización de la cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificado de PEMEX, 2010).....	42
Figura 3.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificada de IMP, 2011)	44
Figura 3. 3 Modelo sedimentario de la Formación la Casita, facies del Jurásico (PEMEX, 2010)	45
Figura 3. 4 Modelo sedimentario Cretácico inferior, Formación la Virgen (PEMEX, 2010).....	46
Figura 3. 5 Modelo sedimentario Jurásico-Cretácico de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2010)	48
Figura 3. 6 Configuración del sistema fronterizo rift en el límite México-Estados Unidos para el Jurásico tardío. en color amarillo se muestra el abismo creado por la apertura y en verde el arco magmático de nazas (Dickinson y Lawton, 2001)	49
Figura 3. 7A. Esquemas de la evolución tectónica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificado de PEMEX, 2010)	51
Figura 3. 7B Esquemas de la evolución tectónica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificado de PEMEX, 2010)	52
Figura 3. 8 Micrografías de láminas delgadas de los núcleos 1 y 2, de los tramos 2482-2500 y 2501-2519 m de profundidad respectivamente del pozo e-1, mostrando microfacies identificadas para la formación Eagle Ford. La imagen izquierda muestra un grainstone de foraminíferos pelágicos, mientras que la derecha es un wackestone arcillosos microlaminar negro (PEMEX, 2011)	54
Figura 3. 9 Mapa de configuración estructural de la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012)	62
Figura 3. 10 Mapa de distribución de carbono orgánico total (COT) de la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012)	63
Figura 3. 11 Mapa de madurez térmica de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012)	63
Figura 3. 12 Mapa de litofacies de la Formación Eagle Ford unidad inferior, de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012)	64
Figura 3. 13 Correlación litoestratigráfica de pozos ubicadas dentro de la cuenca sabinas-burro-picachos. La unidad Eagle Ford inferior tiene un contenido de COT de 5.3%, mientras que la unidad Eagle Ford superior, a pesar de tener mayor espesor, está por debajo del 1.7% de COT (PEMEX, 2012)	64
Figura 3. 14 Mapa de espesores de la unidad inferior Eagle Ford; la profundidad máxima es de 3,500 m (PEMEX, 2012)	65
Figura 3. 15 Mapa con la sobre posición de los mapas de configuración estructural, COT, litofacies, madurez térmica y espesores (Modificado de PEMEX, 2012).....	65
Figura 3. 16 Área prospectiva de 34, 620 km2 con mayor posibilidad de desarrollo shale gas en la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos (Modificado de PEMEX, 2012)	66
Figura 3. 17 Estado mecánico del pozo E-1, diseñado en 5 etapas, perforando las Formaciones Wilcox, Wilcox inferior, Escondido, Olmos, San Miguel y Austin (PEMEX, 2011).....	68
Figura 3. 18 Columna geológica cortada durante la perforación del pozo E-1 (PEMEX, 2011)	69
Figura 3. 19 Programa de diseño de la etapa de fracturamiento en el pozo E-1 (PEMEX, 2011).....	70
Tabla 3. 1 Programa de análisis a efectuar en los núcleos 1 y 2 del pozo E-1. donde SEM (Sonda Electrónica Microscópica) y DRX (Difracción de Rayos X) (PEMEX, 2011)	71

Figura 3. 20 Imágenes de lámina delgada de las muestras 5 y 28 a; caliza arcillosa y lutita calcárea respectivamente. mi: mica, forp: foraminíferos plantónicos, cal: calcita y pi: pirita. la dominancia de aloquímicos en la muestra 28 a es notable (PEP, 2011)	72
Figura 3. 21 Presentación de cinco muestras en lámina delgada de los núcleos 1 y 2, todas ellas son lutitas calcáreas ricas en materia orgánica. forp: foraminíferos planctónicos, c: cuarzo, cal: calcita, pi:pirita autógena, mi: mica (PEP, 2011)	72
Figura 3. 22 Láminas delgadas de calizas arcillosas ricas en materia orgánica de los núcleos 1 y 2. p: plagioclasa, forp: foraminíferos planctónicos, c: cuarzo, cal: calcita, pi:pirita autógena (PEP, 2011).....	73
Tabla 4. 1 Valores estimados de RT, VCAS y DAS de los cinco acuíferos principales donde se encuentran ubicados los pozos no convencionales (CONAGUA, 2011)	79
Figura 4. 1 Área noroeste de la región Sabinas-Burro-Picachos. El color verde indica la zona en donde se produce. La zona naranja indica contenido de gas y condensado. La zona en color amarillo; donde se encuentra localizado el pozo e-1; produce únicamente gas seco (Expo foro PEMEX, 2012)	80

RESUMEN

Hoy día las secuencias limo-arcillosas con ultra baja permeabilidad ricas en materia orgánica han generado una revolución en la industria petrolera en todo el mundo. El éxito ocurrido en Estados Unidos sobre la explotación de los depósitos de lutitas gasíferas (shale gas), crearon altas expectativas, como resultado diversos países entre ellos México, han decidido apostar por los yacimientos de gas en lutitas.

En el año 2009 Petróleos Mexicanos tuvo como objetivo principal evaluar el concepto del Play No Convencional de la Formación Eagle Ford del Cretácico Superior (con alto potencial en Estados Unidos), perforando así su primer pozo no convencional en el municipio de Hidalgo, Coahuila. El pozo E-1 resultó productor de gas seco, confirmando la continuidad del Play Eagle Ford en territorio mexicano. Actualmente se están realizando trabajos de exploración y explotación en las Cuencas de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, siendo la región noreste la más prometedora en desarrollo de shale gas.

El método más utilizado hasta ahora para extraer el gas de lutitas es el fracturamiento hidráulico, donde disparos de agua con disolventes químicos son inyectados a presión en la formación creando microfracturas, estimulando la liberación del gas atrapado en los intersticios de la lutita.

No obstante, la explotación de los yacimientos de shale gas tiene un costo muy elevado y conlleva grandes riesgos ambientales; entre ellos un exceso en el consumo de agua y la posible contaminación de los acuíferos y suelos superficiales por gas metano

debido a las microfracturas generadas en el yacimiento durante el fracturamiento hidráulico o durante el desarrollo del yacimiento. Estas situaciones dificultan su desarrollo en México, ya que la zona norte del país tiene un clima seco a semiárido con sembradíos en la superficie del terreno y la población se abastece principalmente del agua subterránea. De igual forma, el precio de venta del gas no logra compensar el capital invertido en la construcción de las instalaciones representado una inversión dudosa.

ABSTRACT

Today the silt-clay sequences with ultra low permeability rich in organic matter have generated a revolution in the oil industry. Famous cases in the United States on shale gas deposits create new ideas and expectations, resulting that many country including Mexico, have decided to bet on shale gas reservoirs.

In 2009 Petroleos Mexicanos had as main objective evaluate the concept of Play Unconventional Upper Cretaceous Eagle Ford, drilling the first hole unconventional in the town of Hidalgo, Coahuila. The E-1 well turned out to be dry gas producer, confirming the continuity of the Eagle Ford Play in Mexico. Currently works of exploration and exploitation are made that basins like Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla and Veracruz, being the northeast region the most promising developing shale gas.

The method more used so far to extract shale gas is the hydraulic fracturing, where shots of water with chemical solvents are injected under pressure into the formation creating microfractures, by stimulating release of gas trapped in the interstices of the shale.

However, the exploitation of shale gas reservoirs has a very high cost and carries significant environmental risks, including excessive water consumption and possible contamination on surface and of groundwater by methane gas due to micro fractures generated in the reservoir during hydraulic fracturing or during developing of reservoir. These situations impede the development in Mexico, because the north of the country has a dry climated to semiarid with crops in the ground surface and the population is supplied mainly from groundwater. Similarly, the sale price of gas doesn't repay the capital invested in the construction of facilities representing a dubious investment.

1. ANTECEDENTES

1.1 Introducción

Estudios y trabajos de explotación recientes han demostrado que la lutita, considerada tradicionalmente como roca sello dentro del sistema petrolero, bajo condiciones de formación determinadas puede generar y preservar cantidades importantes de gas, como fue el exitoso caso de la Lutita Barnett en los Estados Unidos.

La lutita es una roca formada por partículas del tamaño de arcilla y limo, que han sido compactadas y consolidadas, adquiriendo una ultra baja permeabilidad. En las lutitas gasíferas, el gas es generado localmente; la lutita actúa como roca generadora (roca madre) y a su vez como roca almacenadora (yacimiento). Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas de la lutita, o ser adsorbido ionicamente en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en la lutita. Esto contrasta con los yacimientos de gas convencionales, en los que el gas migra desde su roca generadora hacia una arenisca o carbonato donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica, a la que a menudo subyace un contacto gas-agua.

Si dichas lutitas poseen efectivamente la capacidad de generar, petróleo o gas, depende en gran medida del tipo y cantidad de materia orgánica que contienen; de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la química de la génesis, y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento durante su sepultamiento al que han sido sometidas.

La materia orgánica (restos de animales o plantas) es alterada por efectos de la temperatura, sin embargo, antes de que se produzca esta transformación, esos restos deben estar preservados en cierta medida. La materia orgánica se “cuece” lentamente a medida que aumenta

la presión y temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades de sepultamiento, transformando la materia orgánica en kerógeno.

Según el Servicio Geológico de EUA (USGS) el gas de lutita (shale gas) es producido por acumulaciones continuas de gas, listando así algunas cualidades características que pueden estar presentes en dichas acumulaciones: el alcance regional, la falta de un sello y trampa, la ausencia de un contacto gas-agua bien definido, la presencia de fracturas naturales, una recuperación final estimada (Estimated Ultimate Recovery, EUR), que es por lo general más baja que la de una acumulación convencional, y una matriz de permeabilidad muy baja.

Los plays de shale gas de nuestros días están adquiriendo importancia, en gran medida gracias al crecimiento de la demanda de gas, e igualmente importante, debido al desarrollo de un abanico creciente de avanzadas tecnologías para los campos petroleros. Estos plays están extendiendo los límites de la ciencia, incitando a que se preste mayor atención a esta roca detrítica común, y estimulando el desarrollo de nuevos instrumentos y técnicas para evaluar los recursos de lutita.

El catalizador para el reciente auge de la exploración y explotación de gas en lutitas es la Lutita Barnett de Texas, EUA. Se necesitaron cerca de 20 años de experimentación para que esta extensión productiva se considerara “económicamente viable”. Y este éxito fue posible gracias al desarrollo y la aplicación de dos tecnologías, fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, en condiciones estratigráficas.

No obstante, ambas tecnologías traen consigo una problemática importante que detallar, la cantidad de agua necesaria y los químicos utilizados para el fracturamiento y disolución de la matriz, así como los mantos acuíferos que se localizan sobre estos depósitos no convencionales, que en muchas ocasiones son alterados debido a las micro fracturas que se extienden hacia la

parte superior transportando parte del gas y los componentes químicos utilizados, creando un problema ambiental que no sólo perjudica a los ecosistemas superficiales asociados sino también a las poblaciones que se abastecen de dicho recurso hidráulico del subsuelo.

Si bien la mayor parte del interés y las más grandes inversiones financieras se han concentrado en las cuencas de América del Norte, las compañías operadoras están intentando reproducir el éxito norteamericano en otras partes del mundo. En lugares con poca producción propia de hidrocarburos, como los países de Europa, la exploración de lutitas reviste gran importancia. Sin embargo, el interés no sólo se limita a América del Norte y Europa, ya que diversas partes del mundo están atrayendo capitales de inversión en la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

1.2 Objetivos

- Destacar la importancia de las lutitas gasíferas (shale gas) como recurso no convencional, así como la forma en que México ha afrontado este tema, señalando los trabajos que ha realizado en sus cuencas gasíferas, en materia de exploración y explotación.
- Evaluar el potencial del pozo E-1 del play no convencional Cretácico (Formación Eagle Ford) en la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos.

1.3 Lutitas gasíferas (shale gas): origen, formación y características generales

Los yacimientos con una permeabilidad de más de 0.1 mD, se consideran convencionales, y aquellos cuya permeabilidad es inferior a ese valor límite se denominan no convencionales (produciendo principalmente gas seco); aunque no existe fundamento científico para tal designación.

La producción de hidrocarburos en depósitos de lutitas no es nueva, sino que constituye una práctica anterior a la industria petrolera moderna. En el año de 1821, se perforó un pozo comercial de gas de lutitas en Fredonia, Nueva York, EUA. Posteriormente en la década de 1920, la producción de gas natural más prolífica del mundo provino de depósitos de lutitas similares a la cercana cuenca de los Apalaches. Los métodos utilizados en esos tiempos para la explotación de lutitas gasíferas poco tienen que ver con las prácticas actuales; los operadores perforaban pozos verticales que producían tasas de flujo bajas. No obstante el éxito de la producción de gas natural de la cuenca de los Apalaches despertó esperanzas en quienes más tarde intentaron explotar la Lutita Barnett y otros recursos no convencionales similares.

Las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron en otras cuencas de América del Norte donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas generadoras, en consecuencia numerosas localizaciones de EUA y Canadá tuvieron una producción exitosa de gas de lutitas. Ésto despertó el interés exploratorio a escala global, ya que actualmente las compañías buscan repetir el éxito obtenido.

Las lutitas orgánicas son rocas de grano fino, limos y arcillas, que generalmente tienen una mineralogía compuesta por minerales arcillosos, cuarzo y feldespatos, formadas por la compactación de las partículas, las cuales dependiendo de su madurez y mineralogía, pueden fracturarse con relativa facilidad.

Los objetivos de exploración de lutitas gasíferas son los sedimentos de grano fino ricos en materia orgánica que se depositaron y preservaron una parte importante de su materia orgánica original, la que finalmente funciona como materia prima para la generación del hidrocarburo. Una vez generado, la mayor parte del hidrocarburo permanece atrapado en la matriz de la roca de ultrabaja permeabilidad, sin poder migrar.

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de otros depósitos de lutitas. Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas, que incluyen el periodo Devónico durante el cual el clima era cálido, el nivel del mar era elevado y gran parte de la tierra estaba cubierta por mares tropicales. Pero el periodo Devónico no fue el único durante el cual se formaron gruesos depósitos de sedimentos ricos en contenido orgánico. Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el período Precámbrico hasta los tiempos modernos y en el caso de México son abundantes en el Jurásico superior (Figura 1. 1) (Tourtelot, 1979).

Sin embargo, para cumplir con el criterio de maduración térmica, la mayoría de las lutitas gasíferas se concentran en sedimentos de un rango de tiempo geológico que comienzan en el periodo Ordovícico y se extiende a lo largo del periodo Pensilvaniense.

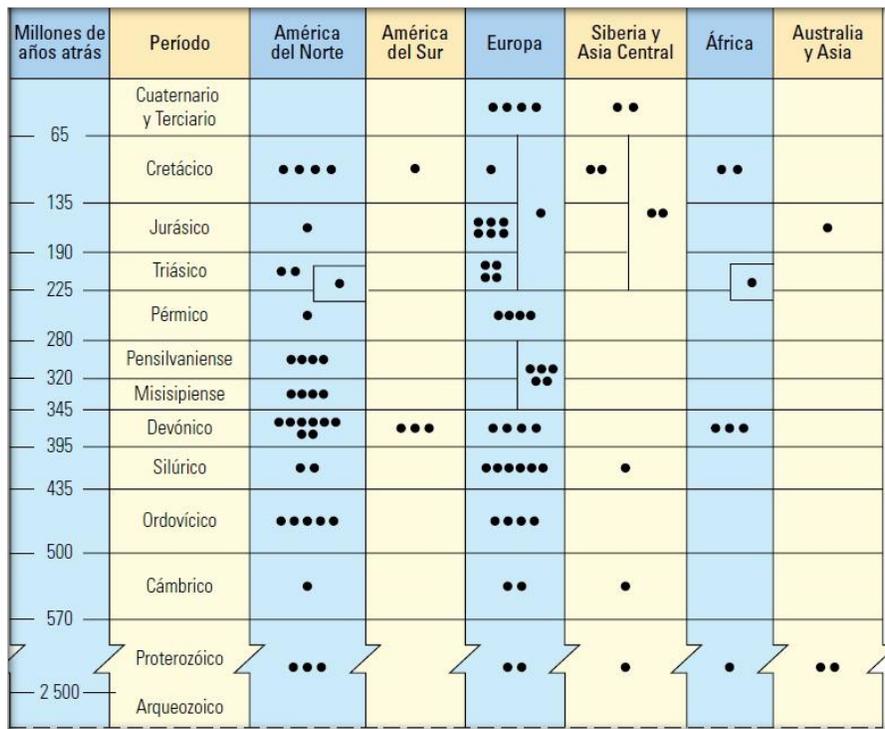


Figura 1.1 Distribución mundial de lutitas marinas orgánicas en el mundo por periodo geológico. La tectónica, geografía y las condiciones climáticas contribuyen a la depositación de sedimentos ricos en contenido orgánico. Los círculos negros representan la ocurrencia en cada periodo (Adaptado de Tourtelot, 1979).

La materia orgánica, restos de animales, y plantas terrestres, marinas y lacustres, se depositaron en el fondo de lagos u océanos convirtiéndose en alimento para otros animales y bacterias. En ambientes anóxicos, las bacterias anaeróbicas, que son consumidoras menos eficientes que las aeróbicas, son las únicas bacterias capaces de consumir la materia orgánica. Así, los sedimentos pueden retener gran parte de su material orgánico original. Para su preservación usualmente requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente anóxico que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contiene menos de 0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua (Demaison y Moore, 1980).

Hoy día, el Mar Negro es un ejemplo de las condiciones necesarias para la creación de recursos en lutitas; en la siguiente imagen se muestra como el agua dulce (flecha verde) llega desde los ríos, y el agua marina más densa (flecha azul) llega desde el Mar Mediterráneo por el estrecho del Bósforo. Debido a las diferentes salinidades y temperaturas, la mezcla está limitada a los 100 o 150 m. superiores, el agua de fondo se cambia sólo una vez en miles de años. Los sedimentos negros y ricos en materia orgánica se acumulan en el fondo. Las bacterias anaeróbicas extraen oxígeno de los sulfatos y emiten sulfuro de hidrógeno (H_2S) como producto residual, el sulfuro de hidrógeno puede reaccionar con el hierro en los sedimentos para formar Pirita (FeS_2), la cual es frecuente encontrar en depósitos de lutitas ricas en contenido orgánico (Figura 1. 2).

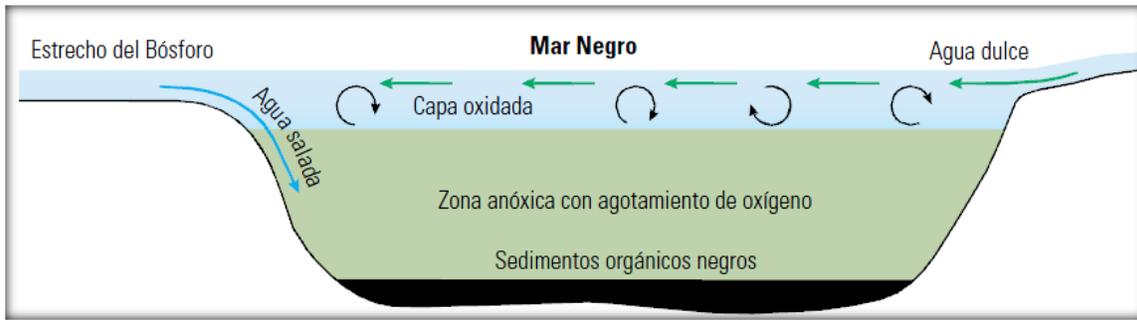


Figura 1. 2 Analogía moderna de las lutitas ricas en contenido orgánico. El Mar Negro está estratificado con una capa superior oxidada y una zona inferior anóxica. (Lueschen H., 2011).

A medida que se acumula más material y el depósito limo-arcilloso subyacente se compacta a mayores profundidades, quedan sometidos a presiones y temperaturas más elevadas. Para que este proceso ocurra debe de existir subsidencia basamental pasiva en la cuenca receptora, creándose las laminaciones. En los ambientes marinos profundos, estos procesos pueden transcurrir muy lentamente y abarcar largos periodos de tiempo; la acumulación de unos pocos centímetros podría tardar miles de años. El peso de los sedimentos suprayacentes expulsa los líquidos y compacta la arcilla, como parte del proceso de litificación.

Los diferentes tipos de materia orgánica presentes y el grado de preservación generan diferentes tipos de kerógeno. Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de kerógeno es más propenso a generar productos específicos: aceite, gas húmedo, gas seco y elementos no hidrocarburíferos. Durante el proceso de sepultamiento y maduración, el kerógeno pasa a través de una gamma de temperaturas y presiones.

La materia orgánica se “cuece” lentamente a medida que aumenta la presión y temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento la materia orgánica, lípidos del tejido animal y vegetal, o lignina, de las células

vegetales, se transforma en kerógeno. El kerógeno es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos. Este elemento ha sido clasificado en cuatro grandes grupos, cada uno de los cuales posee una incidencia clara sobre el tipo de hidrocarburos que se producirán en caso de que exista producción (Tissot B.P., 1984):

- i. Kerógeno tipo I: generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, marinos. Proviene de materia algácea o planctónica, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, es potencialmente aceítífero, pero también puede producir gas, según sea su etapa de evolución en relación con la temperatura. Los Kerógenos de tipo I no abundan y son responsables del 2.7 % de las reservas de petróleo y gas del mundo (Klemme y Ulmishek, 1991).
- ii. Kerógeno tipo II: generado habitualmente en medios reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de Kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de carbono. Puede generar aceite o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración.

El azufre se asocia con este tipo de kerógeno, ya sea con pirita y azufre libre, o en estructuras orgánicas de kerógeno (Vandenbroucke, 2003).
- iii. Kerógeno tipo III: proviene de restos vegetales principalmente terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos I y II, y en consecuencia genera mayormente gas seco (Boyer *et al*, 2006-2007).
- iv. Kerógeno tipo IV: generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos re-depositados después de la erosión. Antes de la sedimentación, pudo haber sido alterado

por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este kerógeno está compuesto por materia orgánica residual, con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno. Se le considera una forma de “carbono muerto”, sin potencial para la generación de hidrocarburos (Tissot, 1984).

Se puede concluir que los kerógenos marinos y lacustres (Tipo I y II) tienden a producir petróleo, mientras que los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas y los kerógenos provenientes de sedimentos redepositados después de la erosión (Tipo IV) producen carbón vegetal, sin interés petrolero. Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los tipos II y III, son más comunes en las facies arcillosas marinas.

Según estudios de Baskin (1997), los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno desempeñan un papel más importante en la generación de aceite. Por el contrario, los kerógenos con menor contenido de hidrógeno generan gas. Después de agotado el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible (Figura 1.3).

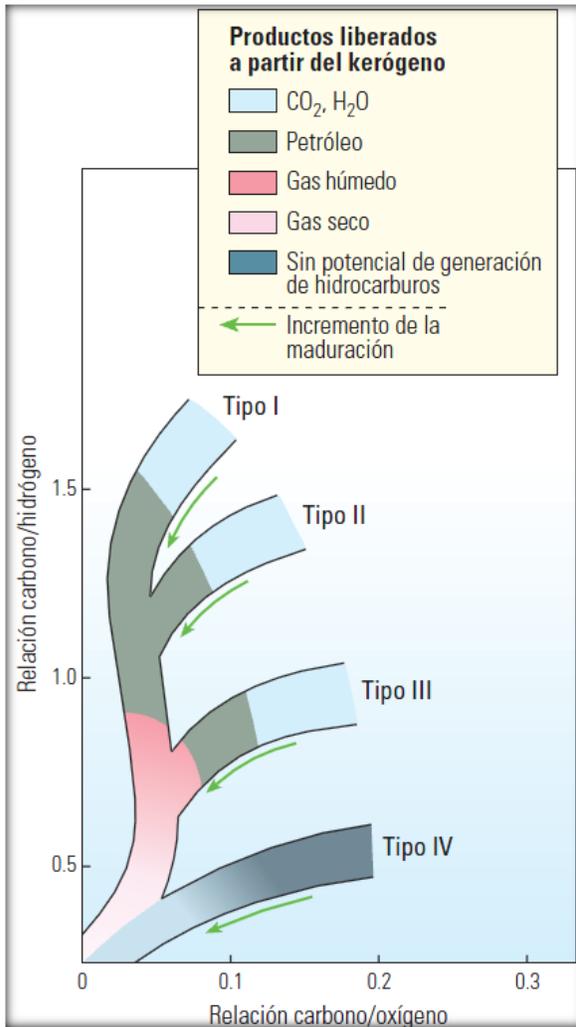


Figura 1. 3 La transformación térmica del kerógeno en hidrocarburos se caracteriza por la generación de hidrocarburos no gaseosos y su progresión a petróleo, gas húmedo y gas seco. Durante esta progresión, el kerógeno pierde oxígeno al emitir CO₂ y H₂O; luego, comienza a perder más hidrógeno al liberar hidrocarburos (Boyer *et al*, 2006-2007).

A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo (m.a), la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (R_o) permite establecer la madurez térmica de la materia orgánica.

La reflectancia R_o se determina mediante mediciones con microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 grados de vitrinita de una muestra de roca; los valores generalmente varían de 0 a 3 %. Las mediciones mayores que 1.5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas.

La mayor profundidad de sepultamiento y el incremento de calor transforman el kerógeno para producir bitumen, luego en hidrocarburos líquidos y por último gas termogénico; empezando con gas húmedo y finalizando con gas seco. El proceso de maduración térmica se puede resumir en tres pasos:

- a) **Diagénesis:** proceso inicial que se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a baja temperatura, habitualmente a temperaturas inferiores a 50°C aproximadamente (Peters *et al*, 2004). Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material. Los procesos biológicos también alteran la cantidad y composición del material antes de que sea preservado. Con el incremento de las temperaturas y los cambios en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y en menores cantidades bitumen.

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 poli-sulfuros, ácido sulfhídrico (H_2S) y azufre nativo, que pueden re-combinarse posteriormente con el hierro y formar piritita (FeS_2), o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos de organoazufre (Aizenshtat *et al*, 1981).

- b) **Catagénesis:** se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando el rango de calor aproximadamente de 50° a 150°C, lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno (Peters *et al*, 2004).

Los incrementos en la temperatura y presión posteriores producen el craqueo, proceso en el cual la temperatura y la presión son elevadas actuando sobre las moléculas más grandes, provocando su separación en componentes más pequeños y ligeros, secundario

de las moléculas de petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas de gas adicionales.

- c) **Metagénesis:** 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. Las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200°C aproximadamente.

En la figura 1.4 se ilustran las etapas del proceso de maduración térmica de la materia orgánica según sus parámetros de profundidad y temperatura.

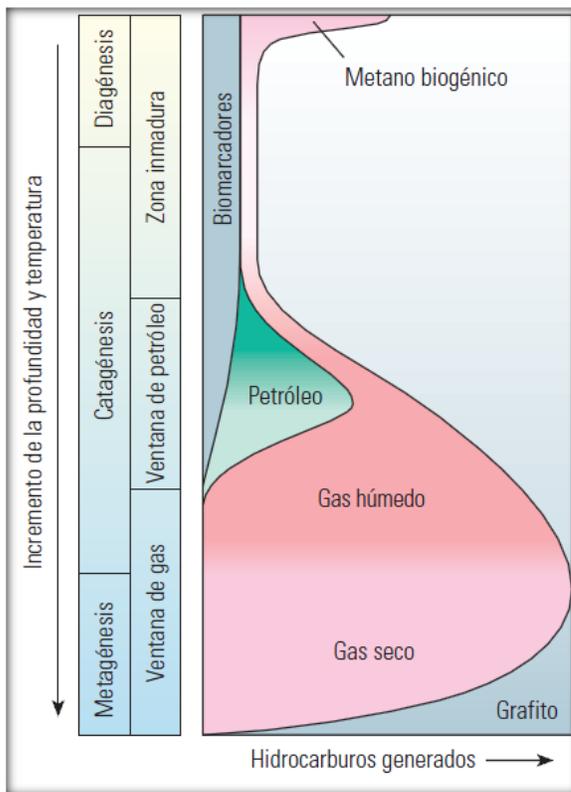


Figura 1. 4 Maduración térmica del Kerógeno. El gas es emitido durante la etapa temprana de diagénesis, a través de la actividad biológica. La catagénesis con mayor profundidad de enterramiento, libera petróleo y gas. Con un aumento en la profundidad y temperatura, el petróleo remanente se divide (se craquea), liberando gas (Boyer *et al*, 2006-2007).

Este proceso de alteración del kerógeno, comúnmente llamado “maduración”, produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno cada vez mayor, llegando finalmente al gas metano. A medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez, su composición química cambia progresivamente, transformándose en un residuo carbonáceo con un contenido de hidrógeno decreciente, que finalmente termina como grafito.

La preservación y maduración de la materia orgánica no son procesos exclusivos de las lutitas gasíferas. El modelo de generación de petróleo y gas es el mismo para los recursos convencionales y no convencionales. La diferencia es la localización. En los yacimientos convencionales, el petróleo y el gas migran desde la roca generadora hasta la roca almacenadora formada por areniscas o carbonatos. En los yacimientos de gas lutita no convencionales, los hidrocarburos deben ser producidos directamente desde la roca generadora.

Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen carbono orgánico total (COT), volumen y capacidad de gas, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía.

Una lutita orgánica debe tener forzosamente carbono orgánico, el COT determina el potencial de recursos de una lutita orgánica. Las rocas con mayores valores de COT son más ricas en materia orgánica. Los objetivos de exploración tienen valores de COT en un rango general de 2 a 10 %. Las rocas con valores de COT superiores a 10 % no son comunes.

El carbono total en una muestra de lutita incluye carbono orgánico e inorgánico. Para cuantificar el carbono orgánico, los ingenieros utilizan una técnica de combustión (Bernard *et al*, 2011). Los valores de COT pueden variar significativamente a través de una sección de yacimiento. Primero se trata una pequeña parte de la muestra de roca con ácido fosfórico para eliminar el

carbono inorgánico. Luego, los sedimentos se secan y son quemados a 1 350 °C en un ambiente rico en oxígeno. El carbono orgánico se oxida para formar CO₂, el cual fluye a través de una celda de detección infrarroja no dispersiva sintonizada para responder al CO₂. El volumen de gas medido se convierte a una medición del COT y se registra como un porcentaje en peso de la roca.

Pero debido a que no es posible adquirir y luego analizar núcleos en intervalos de gran longitud, los petrofísicos generalmente utilizan los datos de fondo de pozo de los registros convencionales y geoquímicos para cuantificar el volumen de kerógeno en la roca y luego calcular los valores de COT a partir de estos datos.

Volumen y capacidad de gas: El Volumen Total de Gas en Sitio (GIP) es la combinación del gas absorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas absorbido será liberado, o desorbido, desde la superficie del kerógeno. Investigaciones recientes indican que la desorción también es una función de tamaño de poro de la lutita, el cual ha de ser tenido en cuenta por los científicos cuando estiman el potencial de los recursos (Ambrose *et al*, 2010).

1.4 Propiedades petrofísicas y herramientas de medición

La permeabilidad es una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza el gas en las lutitas, la cual puede variar de 0,001 a 0,0000001 mD. La permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, la saturación de agua y la mineralogía. La permeabilidad de las rocas convencionales se mide forzando un fluido a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra. La permeabilidad de las lutitas en el rango de los nanodarcies (mildarcies, mD) imposibilita la implementación de estos enfoques convencionales.

TerraTek desarrolló el Análisis de Rocas Compactas (TRA), esta técnica de pirolisis propietaria cuantifica permeabilidades bajas a ultra bajas en formaciones no convencionales. Además de la permeabilidad, la técnica TRA proporciona densidad aparente y de granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas.

La permeabilidad del yacimiento también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de presión. Estas pruebas proporcionan la permeabilidad del sistema y toman en cuenta no sólo la permeabilidad de la matriz sino también la influencia de las fracturas naturales.

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos son los registros de rayos gamma, resistividad y datos acústicos, con el agregado de datos de espectroscopia de captura de neutrones. Las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

Los análisis petrofísicos de las lutitas inician con una de las mediciones más básicas, el de rayos gamma. La actividad intensa de los rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio, lo que incide en la curva de rayos gamma, la resistividad puede ser alta debido a las 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 la presencia de kerógeno, que posee un peso específico bajo de 0.95 a 1.05 g/cm³ (Figura 1. 5).

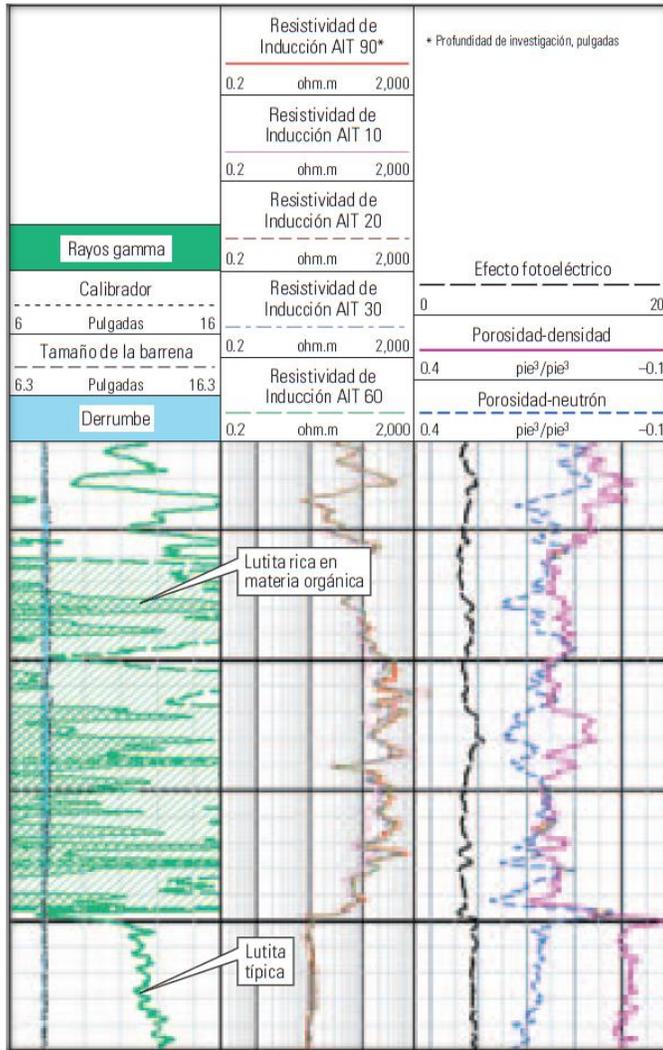


Figura 1. 5 Registros de lutita gasífera. Las lutitas gasíferas se caracterizan por una intensa actividad de rayos gamma, alta resistividad, baja densidad volumétrica y bajo efecto fotoeléctrico, en comparación con las lutitas normales (Boyer *et al*, 2006-2007).

Las lutitas ricas en contenido orgánico a menudo muestran valores de rayos gamma de más de 150° API. Los petrofísicos utilizan los valores elevados de rayos gamma para identificar las formaciones de lutitas, ricas en contenido orgánico. Sin embargo, algunas formaciones del Mesozoico (Cretácico) y del Paleógeno-Neógeno pueden no mostrar esta particularidad.

Las sargas de herramientas conocidas como triple combo y registros convencionales pueden determinar el contenido de carbono orgánico de la lutita y calcular el gas absorbido. Los registros geoquímicos permiten diferenciar distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes,

información crítica para el cálculo de la productibilidad y determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico subsiguiente.

En la Formación Barnett Shale y en otras cuencas, se está utilizando la sonda de Espectroscopía de Captura Elemental (ECS) y la herramienta integrada Platform Express, junto con técnicas de interpretación avanzadas, para calcular las saturaciones de gas y gas *in situ*, y para caracterizar la litología. La ESC utiliza la espectroscopía de rayos gamma de captura, inducidos por neutrones, para medir las concentraciones elementales de silicio, calcio, azufre, hierro, titanio, gadolinio, cloro, bario e hidrógeno.

Estos datos se utilizan con técnicas de interpretación, tales como el procesamiento litológico de los espectros de la herramienta de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones SpectroLith. La técnica SpectroLith genera un registro que exhibe las fracciones de arcilla, cuarzo-feldespato-mica, carbonatos, y pirita o anhidrita de la formación. Los elementos utilizados en el procesamiento SpectroLith no están presentes en el kerógeno; en consecuencia, la litología se representa con precisión, pero no incluye la materia orgánica. Por el contrario, el kerógeno afecta a los registros medidos con una herramienta Platform Express.

Basarse únicamente en el registro de rayos gamma para cuantificar la cantidad de arcilla en la formación conduciría a una sobre estimación de su contenido. No obstante, la combinación de datos de entrada de las herramientas ECS y Platform Express limitará el potencial de errores litológicos y permitirá la cuantificación del kerógeno y la porosidad a través de las diferencias entre las mediciones ECS y Platform Express.

Las mediciones ECS y Platform Express ayudan al operador a cuantificar el gas en sitio y determinar dónde colocar los disparos, en base a la mineralogía y la permeabilidad. La mineralogía y porosidad interpretadas resultan útiles además para la planeación del sitio donde colocar los

pozos laterales. En ciertas áreas, los operadores utilizan la curva de mineralogía para identificar la presencia de cuarzo, calcita o dolomía en la lutita. Estos minerales incrementan la fragilidad de la formación, mejorando de ese modo la iniciación de fracturas en pozos horizontales.

Estos análisis constituyen la base para los mapas que muestran la estratigrafía, la madurez del kerógeno y la temperatura en función de la profundidad. Cuando son complementados con la evaluación de los registros de inyección y el análisis petrofísico, los geocientíficos pueden caracterizar la variación de la madurez del kerógeno y buscar localizaciones en las que puedan existir acumulaciones de gas comercial.

Las mediciones acústicas, especialmente aquellas que proporcionan las propiedades mecánicas para los medios anisotrópicos de lutitas son muy necesarias para comprender la productividad a largo plazo de los pozos de gas de lutitas. La plataforma de barrido acústico Sonic Scanner proporciona datos que se utilizan para mejorar los modelos mecánicos del subsuelo y optimizar la perforación y la estimulación. Las propiedades mecánicas que se pueden obtener a partir de las herramientas acústicas incluyen el módulo de compresibilidad, el coeficiente de Poisson, el módulo de Young, el límite elástico, el módulo de corte y la resistencia a la compresión. Estos valores se calculan a partir de las mediciones de las ondas compresionales, de corte y de Stoneley.

En las lutitas arcillosas, altamente laminadas, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson está en función de la orientación de medición con respecto a los planos de estratificación de la formación. Estas propiedades mecánicas anisotrópicas afectan el esfuerzo de cierre y por lo tanto el crecimiento vertical de la fractura hidráulica. Los datos de la plataforma Sonic Scanner se utilizan para estimar las propiedades mecánicas anisotrópicas y así proporcionar una definición realista de los esfuerzos locales de la roca.

Cuando se presenta una gran diferencia entre el módulo de Young medido en sentido vertical y horizontal, el esfuerzo de cierre será mayor que las rocas isotrópicas. Estos intervalos anisotrópicos generalmente están asociados con rocas que tienen altos contenidos de arcilla, así como también arcillas expandibles (e.j. esmectita). Estas rocas ricas en arcillas son malas candidatas tanto para el posicionamiento de pozos horizontales como para la estimulación por fracturamiento hidráulico. Por el contrario, la presencia de illita es favorable para el fracturamiento hidráulico, debido a que a menudo es un indicativo de rocas quebradizas que no reaccionan con el agua. El esfuerzo en estos intervalos será mayor, y será más difícil retener la conductividad de la fractura durante la producción, ya que el apuntalante tiende a incorporarse en la formación dúctil.

La porosidad sónica es otra medición acústica que facilita el análisis de las lutitas. Para las lutitas, la porosidad sónica es generalmente mucho menor que la porosidad neutrón. Es una función de los grandes volúmenes de agua ligada a las arcillas que se encuentran comúnmente en las lutitas. Cuando la porosidad sónica es mucho mayor que la porosidad neutrón, puede indicar la presencia de gas, en lugar de agua, en el espacio poroso. Cuando los valores de las porosidades sónicas y de neutrón son similares, la lutita puede ser propensa a la acumulación de aceite.

Otro tipo de herramientas también utilizadas son los registros de imágenes de fondo de pozo, como los del generador de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total (FMI), para identificar la presencia de fracturas naturales e inducidas por la perforación, y para definir su orientación y concentración. A partir estos datos, los intérpretes pueden determinar si las fracturas naturales están cerradas (mineralizadas) o abiertas. Los ingenieros utilizan esta información para optimizar el posicionamiento lateral y seleccionar los intervalos de disparo a lo

largo del pozo horizontal. Mediante el análisis de fracturas inducidas durante la perforación, también pueden inferir el estado de los esfuerzos en la zona vecina a la pared del pozo.

El servicio de generación de imágenes durante la perforación geoVISION puede proporcionar resistividades junto con imágenes para la identificación de estratificaciones y fracturas; la herramienta de registros sínicos multipolares durante la perforación SonicScope puede proporcionar las mediciones acústicas.

Las mediciones de las diferentes herramientas pueden combinarse en una vista integrada como el despliegue de registros combinados para lutitas. Las propiedades de la formación se presentan utilizando una plataforma común, y los geólogos pueden comparar directamente la calidad de las rocas. El gas libre y absorbido se calcula y se presenta en unidades de pc/ton (pies cúbicos por tonelada), una unidad común de medición en las operaciones de explotación de carbón. La concentración de los recursos de gas presentada en miles de millones de pies cúbicos/sección permite cuantificar el potencial total de un yacimiento de lutitas.

Algunos ingenieros prefieren que el gas absorbido, libre y total se muestre en miles de millones de pies cúbicos por milla cuadrada (MMMpc/mi²). La concentración de los recursos de gas presentada en dicha notación, MMMpc/mi², permite cuantificar el potencial total de un yacimiento de lutitas gasíferas prospectivas.

1.5 Zonas en desarrollo de gas en lutitas (shale gas) en México

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras del Jurásico y Cretácico Superior, recursos potenciales que se localizan en el noreste y zona centro-oriental de México, en la Cuenca del Golfo de México ancestral.

Las cinco principales cuencas con posible desarrollo de gas en lutitas (shale gas) son la de Burgos (Formación Eagle Ford del Cretácico y Formación Pimienta del Thitoniano), Sabinas-Burro-Picachos (Formación Eagle Ford del Cretácico y Formación la Casita del Thitoniano), Tampico (Formación Pimienta del Jurásico Superior), Tuxpan (Formación Pimienta del Jurásico Superior y Formación Tamaulipas del Cretácico) y Veracruz (Formación Maltrata del Cretácico) (Figura 1. 6).



Figura 1. 6 Ubicación geográfica de las cinco cuencas Geológicas de México con posible desarrollo de shale gas (Expo foro PEMEX, 2012).

Para estas cuencas Pemex estimó un recurso técnicamente recuperable de 150 a 459 mmmpc, con una media de 297 mmmpc (Figura 1. 7). El interés por las lutitas gasíferas (shale gas) en el área de Sabinas-Burro-Picachos inicia por una alineación al Plan de Negocios 2013-2027, y en

donde el objetivo principal de Pemex es evaluar y probar el potencial de hidrocarburos de los Plays no convencionales en el norte y noreste de México.

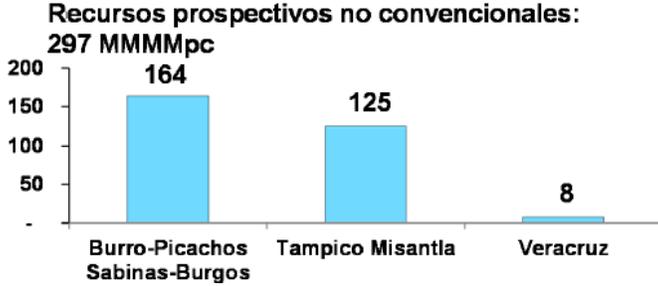


Figura 1. 7 Media del valor técnicamente recuperable para los recursos no convencionales de las cuencas de Sabinas, Burro-Picachos, Tampico-Misantla y Veracruz; el valor más alto se encuentra principalmente en la región noreste de México (Expo foro PEMEX, 2012).

Los objetivos con mayor potencial se encuentran en el norte de la república y corresponden a las lutitas Eagle Ford (Unidad Inferior) y Tithonianas de las cuencas de Burgos y Sabinas. En la Cuenca del Río Grande, al sur de Texas, la Formación Eagle Ford produjo tanto gas como aceite. Dado que esta formación se extiende a lo largo del límite fronterizo y penetra en las cuencas de Brugos y Sabinas, la producción exitosa de EUA en dicha formación promete la obtención de resultados similares para el lado mexicano. PEP (2011) anunció su reciente éxito con un pozo prueba de gas de lutita dentro de la Formación Eagle Ford en la Cuenca de Sabinas, el pozo E-1.

2 MÉTODOS Y TÉCNICAS DE EXTRACCIÓN Y PERFORACIÓN

2.1 Perforación vertical y navegación horizontal.

El uso del fracturamiento hidráulico, o también conocido como “fracking”, es un método utilizado en la industria del aceite desde mediados del siglo XX. Con el fin de producir gas económicamente, este método se acompaña de la navegación horizontal.

El primer paso a realizar en la construcción de un pozo no convencional según los expertos, es la perforación vertical del yacimiento, la cual tiene como objetivo llegar hasta una profundidad recomendada de 2,000 a 2,400 m. aproximadamente, distancia a la cual se localiza el yacimiento (Esquisto Gas, s/a). Una vez alcanzado el depósito de lutitas orgánicas se genera un punto de inflexión, donde con ayuda de la tecnología informatizada se reorienta la cabeza perforadora hacia una navegación horizontal, la cual puede llegar alcanzar hasta 10 km de longitud (Esquisto Gas, s/a).

Una vez culminado el proceso de perforación horizontal se retira la barrena iniciando la cementación del pozo. Para realizar la fracturación es necesario insertar una pistola de perforación a través de la sección horizontal del pozo, donde un destello de corriente eléctrica activa la pistola que perfora la pared del tubo. Es entonces que el yacimiento es estimulado a fracturarse por medio de la inyección de una mezcla de agua, arena y otros aditivos para liberar el gas atrapado.

Una práctica habitual usada para rentabilizar la explotación es la agrupación de varios pozos, separados de 5 a 8 m entre ellos, en una sola plataforma. Los pozos se perforan consecutivamente y se distribuyen de tal manera que permiten cubrir un área determinada del estrato de lutita sin dejar huecos. El número de plataformas por km² es de 1,5 a 3,5. Cada plataforma requiere una superficie de 1,5 a 2 hectáreas, que permita almacenar todo el fluido de fractura, los lodos de perforación, el equipo asociado a las operaciones de fractura hidráulica, el correspondiente a la perforación vertical y el correspondiente a la perforación horizontal

(diferente del anterior y muy numeroso), sin olvidar los restos de la perforación y el fluido de retorno y demás sustancias que emergen del pozo (Asamblea Contra la Fractura Hidráulica, 2011).

El proceso de perforación se lleva a cabo ininterrumpidamente las 24 horas del día durante semanas. A medida que se perfora el pozo, se van instalando una serie de tubos de revestimiento (“casing”) fabricados en acero que refuerzan el orificio de perforación. El espacio anular se suele cementar. A medida que aumenta la profundidad de perforación, la correcta realización del cementado resulta cada vez más complicada. Sin embargo, es de suma importancia puesto que en la fase de fractura hidráulica el pozo es sometido a múltiples cambios de presión. Una de las funciones fundamentales de las tuberías de revestimiento es proteger los acuíferos de posibles contaminaciones por lodos de perforación, el fluido de fractura, los aditivos químicos y del propio gas metano (Figura 2.1).

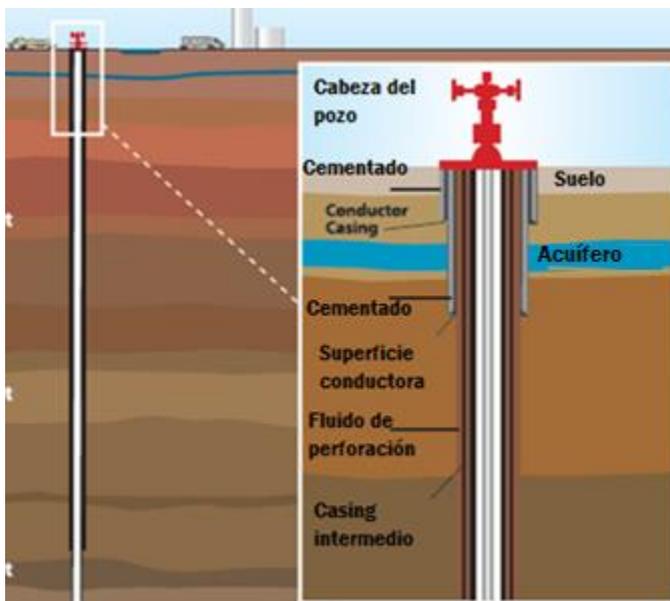


Figura 2.1 Representación de la tubería de revestimiento de un pozo de Shale Gas (Modificado de Ward, 2013).

2. 2 Fracturamiento hidráulico

También llamado “*slickwater*”, este método se conoce desde 1940 y es aplicado a la perforación horizontal de los pozos a inicios de los años 90’s. Básicamente el agua inyectada a través de los disparos en la formación rompe la estructura de las arcillas generando una serie de micro fallas a lo largo de todo el tramo horizontal teniendo un alcance vertical de aproximadamente 588 m a partir de la tubería, esto para lutitas como las de EUA, no obstante esta cifra varía según las condiciones del yacimiento (Asamblea Contra la Fractura Hidráulica, 2011).

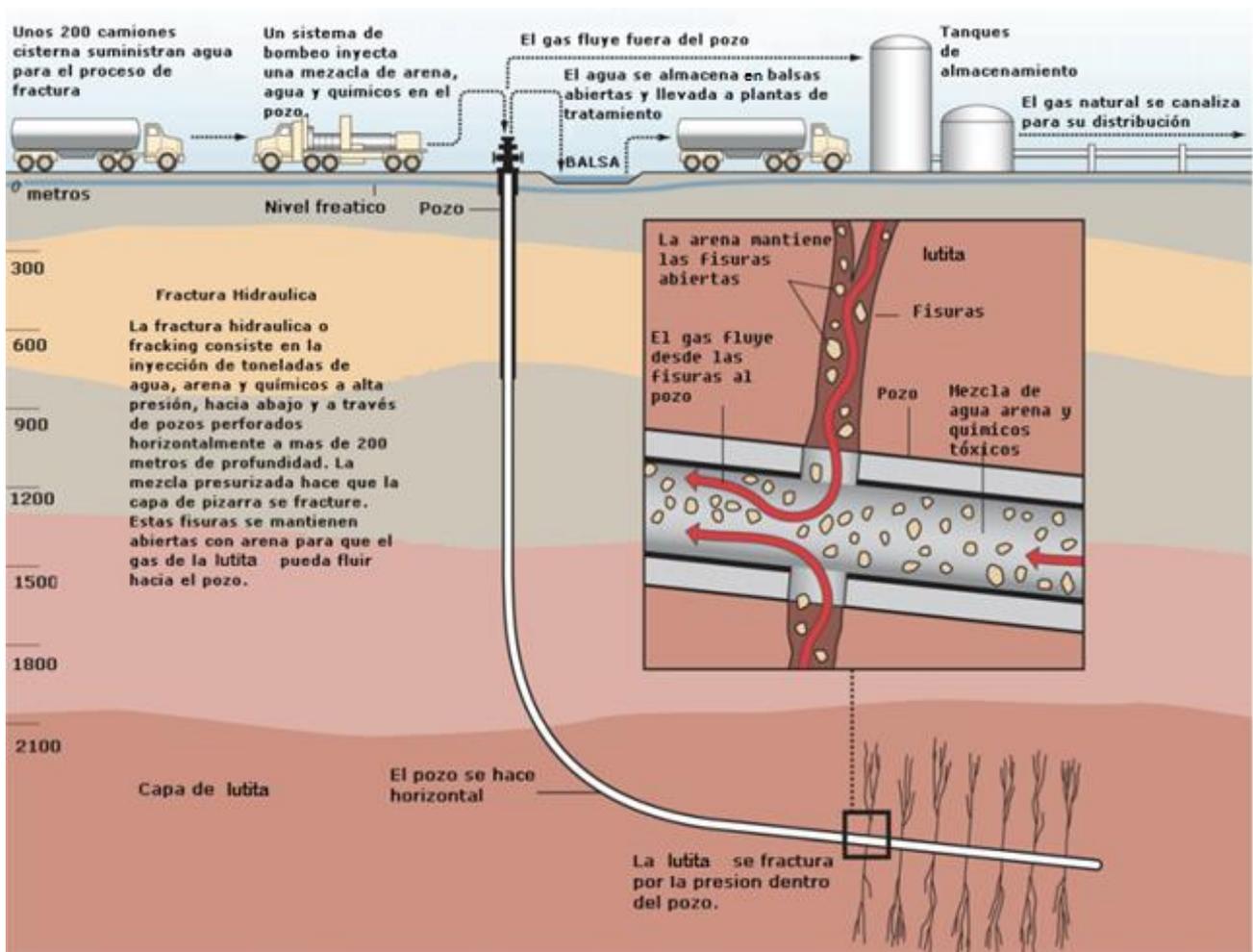


Figura 2. 2 Imagen de los procesos realizados en superficie de un yacimiento de Shale Gas y del movimiento del fluido fracturante en la formación (Asamblea contra la Fractura Hidráulica, 2011).

El fluido fracturante consiste en un 99.50% de su volumen total de agua y arena que actúan como agente de apuntalante para mantener abiertas las fisuras generadas en la roca, componentes que pueden ser acompañados por: ácido (clorhídrico o muriático) en un 0.123 %, el cual contribuye para mantener abiertas las fracturas; reductor de fricción (poliacrilamida) en un 0.088% cuya acción disuelve los minerales e inicia las fracturas en las rocas; surfactantes (como el isopropano) en un 0.085% cuyo propósito es incrementar la viscosidad del fluido fracturante; sal en un 0.06% la cual hace al fluido un transportador de salmuera; inhibidor de escala (glicol etileno) en un 0.043% para prevenir depósitos calcáreos en las tuberías; agente ajustador de pH (carbonato de sodio o potasio) en un 0,011 % para mantener la efectividad de los aditivos químicos; control férreo (ácido cítrico) en un 0.004% para evitar la precipitación de metales de óxido; inhibidor de corrosión (n,n-dimetil formamide) en un 0.002 % el cual previene corrosiones en las tuberías; biocida (glutaradeldhído) en un 0.001% que minimizan el crecimiento de bacterias que se producen por productos corrosivos y tóxicos; interruptor automático (persulfato de amonio) en un 0.01 % el cual produce un desglose retardado de cadenas de polímeros de gel; reticulante (boratos de sal) en un 0.007% para mantener la viscosidad del fluido como incremeto de la temperatura, agente gelificante (goma de guar y celulosa de hidroxetil) en un 0.056% y de manera casi imperceptible un eliminador de oxígeno (bisulfato de amonio) para eliminar el oxígeno del agua y prevenir corrosiones (Tabla 2.1).

Constituyente	Composición (% por volumen)	Ejemplo
Agua y arena	99.5	Arena en suspensión
Ácido	0.123	Ácido clorhídrico o muriático
Reductor de fricción	0.088	Poliacrilamida o aceite mineral
Surfactante	0.085	Isopropanol
Sal	0.06	Potasio clorhídrico
Inhibidor de escala	0.043	Glicol etileno
Agente ajustador de pH	0.011	Carbonato de sodio o potasio
Control férreo	0.004	Acido cítrico
Inhibidor de corrosión	0.002	n,n-dimetil
Biocida	0.001	Glutaraldelhído
Interruptor	0.01	Persulfato de amonio
Reticulante	0.007	Boratos de sal
Agente gelificante	0.056	Goma de guar o hidroxietilcelulosa
Eliminador de oxígeno	-	Bisulfato de amonio

Tabla 2. 1 Principales componentes químicos del fluido fracturante (Modificado de Ward, 2013).

Durante los procesos de fracturamiento hidráulico se ha observado que la composición del flujo de agua que retorna contiene materiales de las mismas operaciones de perforación y de la propia lutita orgánica, a su vez incluyen pequeñas cantidades de zinc, cromo, níquel, arsénico, sodio, calcio, magnesio, uranio, radio, cloro y radón, compuestos altamente peligrosos para cualquier forma de vida.

Otro motivo de preocupación con el fluido fracturante es la sensibilidad de la lutita al fluido debido a que algunos tipos de arcillas tienden a hincharse al entrar en contacto con el agua. En este caso, el gas y los fluidos a base de espuma ofrecen una alternativa ideal en comparación con los líquidos hasta ahora usados, no obstante, estos no son frecuentemente utilizados debido principalmente a su alto costo, poca disponibilidad y por el hecho de que se aplican en trabajos generalmente pequeños, de corto alcance. El mayor reto es encontrar el mejor sistema de explotación para cada depósito de lutita.

2. 2.1 Uso del agua durante el fracturamiento hidráulico/Problemas ambientales

Un tema de vital importancia durante el proceso del fracturamiento hidráulico de una secuencia de lutitas es el uso del agua, ya que este fluido es el componente principal para llevar a cabo el procedimiento, pero ¿Cuánta agua se necesita para fracturar las lutitas en un pozo? ¿Se puede utilizar cualquier tipo de agua? ¿Los países con un clima árido a semiárido de donde obtienen el agua a utilizar? ¿Alguien regula el uso de ésta? ¿Qué sucede con el agua una vez que es utilizada; se recicla? ¿Parte de esta agua mezclada con químicos, puede alcanzar por medio de las fracturas creadas acuíferos subterráneos?

Cada pozo puede requerir de 250 a 4 000 m³ de agua para ser perforados y de 7 000 a 23 000 m³ de agua para realizar el fracturamiento hidráulico, según estudios realizados por Groat y Grimshaw (2012). Parte del agua se extrae directamente de fuentes superficiales o subterráneas del lugar y es transportada en camiones o a través de tuberías. En el caso de México el agua viaja en pipas varias centenas de kilómetros desde su lugar de origen (Veracruz y Tampico) hasta el sitio de la perforación, en este caso Piedras Negras, Coahuila (Aguayo, comunicación personal) (Tabla 2.2).

Las variaciones en cada play reflejan la complejidad de la perforación, las condiciones geológicas del yacimiento y la profundidad total con respecto al número de etapas del “fracking”.

Shale Play	Perforación (m ³)	Fracturamiento Hidráulico (m ³)	Total (m ³)
Barnett (US)	950	14000	14950
Haynesville (US)	2300	19000	22300
Fayetteville (US)	250	19000	19250
Marcellus (US)	300	21000	21300
Eagle Ford (US)	500	23000	23500
Bowland Shale (UK)	900	8400	9300

Tabla 2. 2 Valores estimados de uso de agua (m³) durante el proceso de perforación para cada pozo ubicado en los principales Shale Play de EUA (Modificado de Groat and Grimshaw, 2012).

Para cumplir tan sólo un 10% de la demanda para perforar pozos y fracturar la lutita gasífera (shale gas) en Reino Unido sobre un periodo de veinte años, la demanda de agua proyectada es del orden de 25 a 33 millones de m³ (Broderick, 2011), lo que equivale a una demanda anual de 1.2 a 1.6 millones de m³ de agua. Mientras que un habitante de Reino Unido consume diariamente 155 litros de agua, según datos obtenidos por la BBC. Si esta persona tiene una esperanza de vida de entre 76.23 a 81.3 años (OCDE, 2013) lo que hace un promedio de 78.7 años, quiere decir que en toda su vida utilizara cerca de 4, 452,452.5 litros, es decir 4 452.452 m³. Lo que representa el 27.8% en comparación con la demanda anual estimada para el año 2043, para la explotación de gas en lutitas (shale gas).

Las cifras para Estados Unidos tienden a ser mayores en ambos sentidos. Y también es cierto que este país tiene la mayor experiencia en utilizar la técnica “fracking”, es por ello que llevó a cabo un estudio de los riesgos ambientales, geológicos y para la salud pública publicado en la revista *Proceedings of the National Academy of Sciences* (Allen et al, 2013). Dicho estudio revisa una de las mayores amenazas para la salud pública: la contaminación de aguas subterráneas (Figura 2.3).

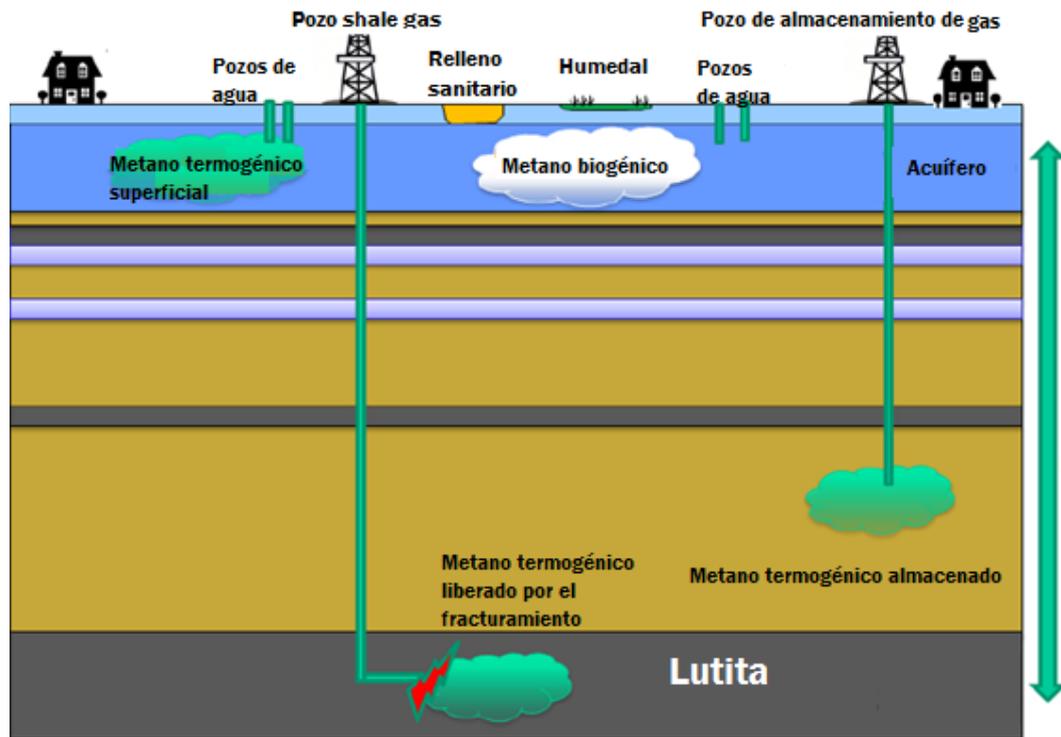


Figura 2.3 Representación de la contaminación de acuíferos y del subsuelo por gases como el metano durante la perforación de un pozo (Modificado de Ward, 2013).

El equipo de investigadores de la Universidad de Duke, analizó 81 pozos de agua cercanos a puntos de extracción de gas con la técnica “fracking” (los resultados fueron añadidos a otros resultados de 60 pozos obtenidos anteriormente). La suma de los resultados concluyó que la concentración de gas metano en el agua potable era seis veces mayor de lo normal y la del etano era hasta 23 veces superior en los pozos situados a un kilómetro de la prospección. El área de estudio de estos 141 pozos se localiza en la parte noreste de Pennsylvania, en el Play de Lutita Marcellus. Pese a ello se desato una polémica que aún sigue en curso, pues se quiere atribuir que la existencia de gas metano y etano en los acuíferos (no únicamente los de Pennsylvania) es producida por causas naturales o por defectos en la construcción del pozo (Figura 2. 4).

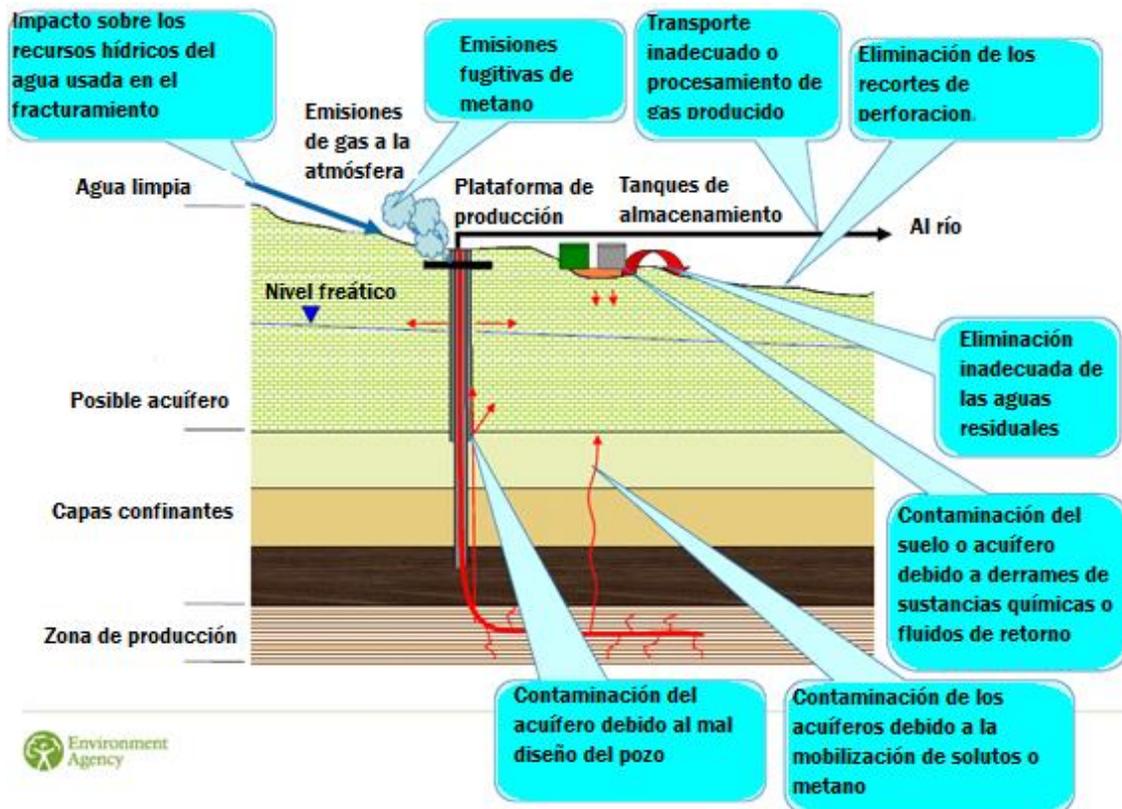


Figura 2. 4 Posibles riesgos ambientales que pueden ocurrir durante la explotación de gas en lutitas (shale gas) (Modificado de Grayling, 2012).

Entre el 10% y 40% del volumen de agua inyectada a un pozo retorna a la superficie, lavando las formaciones productoras. Esta agua contiene aditivos químicos (mercurio, plomo, arsénico, radio, torio, uranio, hidrógeno, helio, ácidos orgánicos, hidrocarburos aromáticos y policíclicos) metano, etano, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Cuando el fluido de retorno o, mejor conocido como “*flowback water*”, se dirige hacia la superficie puede contaminar las aguas subterráneas y el suelo a través de las fracturas generadas o por un mal diseño en el pozo (Sánchez, 2012).

Otros factores que influyen en el daño al medio ambiente son las emisiones de metano a la atmósfera (un gas invernadero), el tratamiento y vertido de “*flowback*” en ríos y arroyos que posteriormente terminan en zonas de cultivo, fugas de “*flowback*” a través del contacto tubería-cementación o cementación-formación, desbordamiento de las presas de

almacenamiento del fluido de retorno por lluvias o tormentas, contaminación de terrenos habitables debido a la ruptura de válvulas o de las mangueras de conexión, por juntas defectuosas o mal apretadas y por accidentes de camiones cisternas que transportan el fluido a plantas de depuración públicas. La alteración de los sistemas hidrogeológicos en aguas subterráneas por el descenso del nivel piezométrico y la disminución del caudal en ríos y arroyos ocasionados por el elevado consumo de agua, progresión de las fallas y fracturas en las formaciones confinantes (Figura 2. 5). Generación de sismos locales (menores a 3° en escala de Richter) están relacionados con el proceso en sí del fracturamiento hidráulico y con las operaciones de inyección subterránea del fluido retornante, incrementando la probabilidad de migración del fluido fracturante hacia acuíferos situados a menor profundidad.

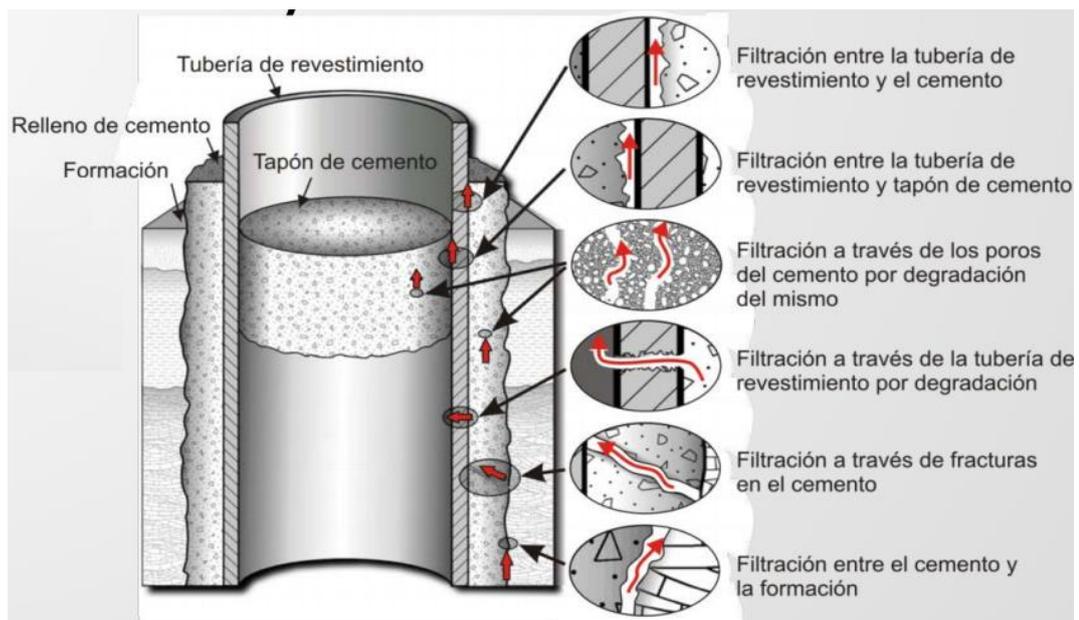


Figura 2. 5 Posibles fugas del fluido fracturante en la tubería de un pozo no convencional (Sánchez, 2012).

En ocasiones cuando la industria no puede inyectar los fluidos de retorno al subsuelo o almacenarlos en presas, se opta por enviar los “flowback” a plantas de depuración públicas, pasando el problema a la administración local. Normalmente las instalaciones públicas no están preparadas para recibir este tipo de desechos ya que son hipersalinos, con altas

concentraciones de metales y elementos radiactivos, culminando su paradero en ríos debido a su defectuoso tratamiento en las plantas de tratamiento.

Aunque la industria del gas tiende a minimizar estos riesgos, en Estados Unidos se han denunciado miles de casos de contaminación del suelo, agua y aire. Tan sólo en enero de 2003 y marzo de 2008 fueron registrados en Colorado 1,549 incidentes por fugas de gas, de las cuales el 20% contaminaron las aguas subterráneas. Otros casos de contaminación están los realizados en un estudio de varias muestras de aire realizados por agencias públicas y privadas, confirmando que en los últimos tres años las instalaciones de explotación de Shale Gas en Forth Worth están emitiendo concentraciones de contaminantes que exceden los niveles de seguridad (Sánchez, 2012).

Un estudio realizado por la Southern Methodist University (2009) concluyó que las actividades de perforación de Shale Gas del Barnett Shale generaban más smog que todos los coches, camiones y aviones de la región de Dallas-Forth Worth, un área metropolitana con más de 6 millones de habitantes. La publicación de estos estudios obligó a la Comisión para la Calidad Ambiental de Texas (TCEQ) realizar sus propias investigaciones confirmando la emisión de benceno, tolueno, etilbenceno, xileno y sulfuro de carbono, entre otros tantos químicos, con niveles peligrosos para la salud humana. Mientras que en Arkansas, la producción de gas en la región de Fayetteville Shale se estimó que es responsable por la emisión de 5000 toneladas de óxido de nitrógeno (NOx), contribuyendo a la formación de ozono (“smog”), que reduce la función pulmonar entre las personas sanas, provoca ataques de asma, y se ha relacionado con aumentos en las ausencias escolares, visitas al hospital y la muerte prematura (Environmental Protection Agency, 2012).

Pero no sólo el país líder en la exploración y explotación de estos yacimientos ha sufrido estragos y accidentes. España también ha tenido numerosos problemas de contaminación y riesgos a la salud en la Comarca de Campos de Hellín, provocando que sus pobladores realizaran huelgas y manifestaciones contra esta técnica. El 25 de julio de 2013

una comitiva de representantes de dicho movimiento presentó ante el gobierno local numerosas firmas de ciudadanos expresando su total desacuerdo, sin embargo no recibieron atención creando una polémica total en toda Europa.

En este sentido, debido al grado y a la cantidad de accidentes sucedidos en diferentes partes del mundo y como consecuencia del debate social producido alrededor de los riesgos para la salud humana y el medio ambiente, en Europa se han adoptado distintas posturas, destacando la postura francesa que en 2011 mediante la ley 835/2011 prohibió la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la técnica del “fracking”. De manera parecida Dinamarca, Bulgaria y la República Checa en 2012 también aprobaron moratorias a la explotación del gas de lutita, hasta que los impactos se estudien en profundidad y se evalúen sus riesgos (Asamblea contra la Fractura Hidráulica, 2011).

A pesar de que se sugieren algunas soluciones como la utilización de aguas saladas de la misma formación para el fracturamiento (realmente no se sabe porque no la utilizan), un sistema de monitoreo durante la sismicidad inducida, una red de control de metano en el subsuelo, empleo de aditivos verdes (los cuales son muy costosos) y un mayor conocimiento del “base line” del agua de la zona, no son suficientes para reducir los problemas hasta ahora generados, hace falta tecnología, concientización por parte de las empresas, medidas de seguridad durante la perforación que respalden esta técnica, la creación de mejores fluidos fracturantes que contengan menos elementos tóxicos y radiactivos que faciliten su tratamiento en cualquier lugar. Una vez logrado esos aspectos se podría decir que el fracturamiento hidráulico es la mejor opción para obtener gas natural de las formaciones de lutita.

2. 2.2 Marco regulatorio para la producción y exploración en Shale Gas.

Si bien el tan aclamado éxito en los recursos no convencionales como el gas en lutitas (shale gas) no son del todo cierto, muchos países, sobre todo los de la Unión Europea, han decidido frenar sus exploraciones y explotaciones. Debido a los diversos accidentes que se han presentado, se han creado diversas leyes con el fin de proteger las aguas subterráneas y, en general, al medio ambiente.

A nivel europeo se han creado un gran número de normas para las compañías que se encuentran trabajando en dicho continente. Algunas de las más importantes son las siguientes (Shale Gas España, s/a):

- **Directiva de hidrocarburos:** Establece un conjunto de normas comunes para garantizar un acceso no discriminatorio a las actividades de prospección, exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo el shale gas. Estas normas, objetivas y transparentes, contribuyen a reforzar la integración de mercado interior de la energía, a favorecer una mayor competencia en su seno y a aumentar la seguridad del suministro.
- **Marco directivo sobre el agua:** Establece los requisitos para la protección y la gestión de las aguas superficiales, las aguas subterráneas, las aguas de transición y las aguas costeras. Su objetivo es alcanzar un “buen estado” ecológico y químico de todas las aguas comunitarias para 2015.
- **Reglamento REACH (Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de Sustancias Químicas):** Garantiza una gestión eficaz de los riesgos asociados al uso de sustancias químicas a través de la presentación de información a lo largo de la cadena de suministro y la eliminación gradual de las sustancias peligrosas.
- **Conservación de hábitats y de las aves:** Establecen un sistema de rigurosa protección de los espacios naturales y especies animales aplicable a todas las actividades, incluyendo las industrias extractivas.

- **Protección de las aguas subterráneas contra la contaminación:** Cubre todas las fuentes potenciales de contaminación del agua. Los requisitos incluyen tanto medidas de evaluación del estado químico de las aguas como medidas para reducir la presencia de contaminantes.
- **Gestión de residuos de las industrias extractivas:** Establece medidas para prevenir o minimizar los efectos y los riesgos para el medio ambiente y la salud derivados de la gestión de los desechos de las industrias extractivas, como los residuos y los materiales desplazados.

Fuera de la Unión Europea existen moratorias en Sudáfrica y Québec (Canadá) a la espera de resultados de estudios medioambientales detallados. Y en Estados Unidos, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) presentó en 2013 un primer borrador de una investigación sobre los posibles impactos negativos del “fracking” sobre la calidad del agua y la salud pública. Mientras tanto en el estado de Nueva York se estableció una moratoria en 2011, donde el Departamento de Conservación Medioambiental de Nueva York presentó el borrador de un informe dónde se propone una regulación del “fracking”, dándose ésta únicamente de manera local sin tener una capacidad regulatoria sobre la industria del gas y el petróleo.

En otros países como Francia el parlamento y senado Francés prohibieron la explotación de hidrocarburos mediante la fractura hidráulica. En abril de 2011, en Suiza se suspendieron todas las autorizaciones para buscar gas en lutitas (shale gas) en su territorio.

Por el lado contrario se encuentra Polonia que muy pronto publicará una ley específica que regulará el desarrollo de esta actividad, ya que pretende ser el país pionero en la explotación de gas de lutita de la Unión Europea. De igual forma Gran Bretaña recientemente ha reanudado sus actividades en la exploración, después de

haber estado paralizadas durante un año a la espera de resolver dudas sobre la técnica del “fracking” (Poza, 2013).

Son muchos los países interesados en explotar sus posibles yacimientos de gas no convencional, mientras otros dudan. Es por ello que gobierno, industria y sociedad deben trabajar juntos para reducir y mitigar los posibles impactos sociales y ambientales. Se deben desarrollar y mejorar las tecnologías de explotación del Shale Gas para que su uso se haga de una manera sostenible para el medio ambiente.

2. 2.3 Monitoreo microsísmico

Durante el fracturamiento hidráulico se generan y propagan nubes de microsismos a nivel local a lo largo del yacimiento. Estas pequeñas fracturas son monitoreadas a través de un mapa 3D de eventos sísmicos para inferir la extensión espacial y la ubicación de la zona de red de fracturas, es decir que tan efectivo fue el tratamiento.

En la Formación Eagle Ford se utilizó un arreglo de geófonos en superficie, abarcando cerca de 15 condados en Texas, enterrados a poca profundidad para monitorear los microsismos. La superficie basada en los datos microsísmicos recoge muchos arreglos de apertura de pliegue pudiendo deducir los mecanismos de coordinación que revelan la orientación de fractura de la roca. De esta manera se evaluó un conjunto de datos de 87 tratamientos, obteniendo como resultado que 84 contienen datos de calidad suficiente para elegir los mecanismos de coordinación con alta confianza.

Es importante recalcar que el enfoque de onda completa para el monitoreo de la superficie basada en los microsismos permite recoger varias pausas para varios eventos durante un fracturamiento. La polaridad y la amplitud de la onda de llegada se trazan en un mapa de la matriz (Figura 2. 6). Un plano nodal de la forma de onda, donde

la interferencia destructiva es completa, delinea un pequeño conjunto de posibles patrones de radiación de energía sísmica que exponen potenciales orientaciones del fracturamiento preferencial de la roca. La selección final de una solución del plano focal se basa en la lógica, la geología y el ambiente tectónico.

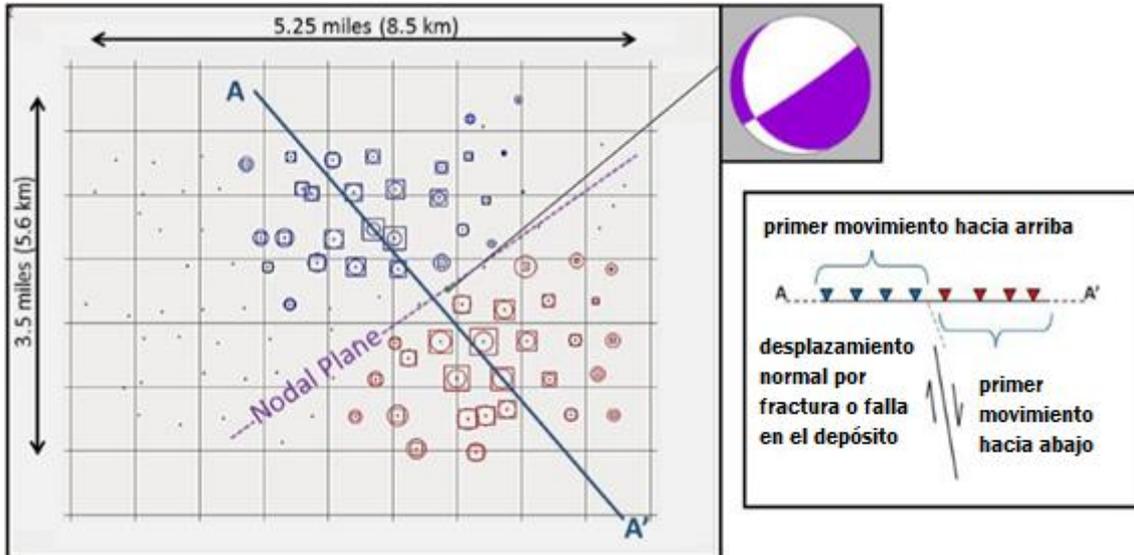


Figura 2. 6 Esquema que muestra la primera recolección de movimiento. El mecanismo focal mostrado se infiere de la orientación de los planos nodales (Railroad Comission Texas, 2013).

En dicho estudio, se realizó un análisis detallado de los mecanismos focales microsísmicos para determinar la dirección de la fractura de la roca para cada tratamiento. Los mecanismos de orientación dentro de cada condado se combinaron en un conjunto de 12 rosetas locales, los cuales fueron nuevamente combinados para mostrar una orientación general del fracturamiento preferencial de la roca a lo largo de la Lutita Eagle Ford (Figura 2.7).

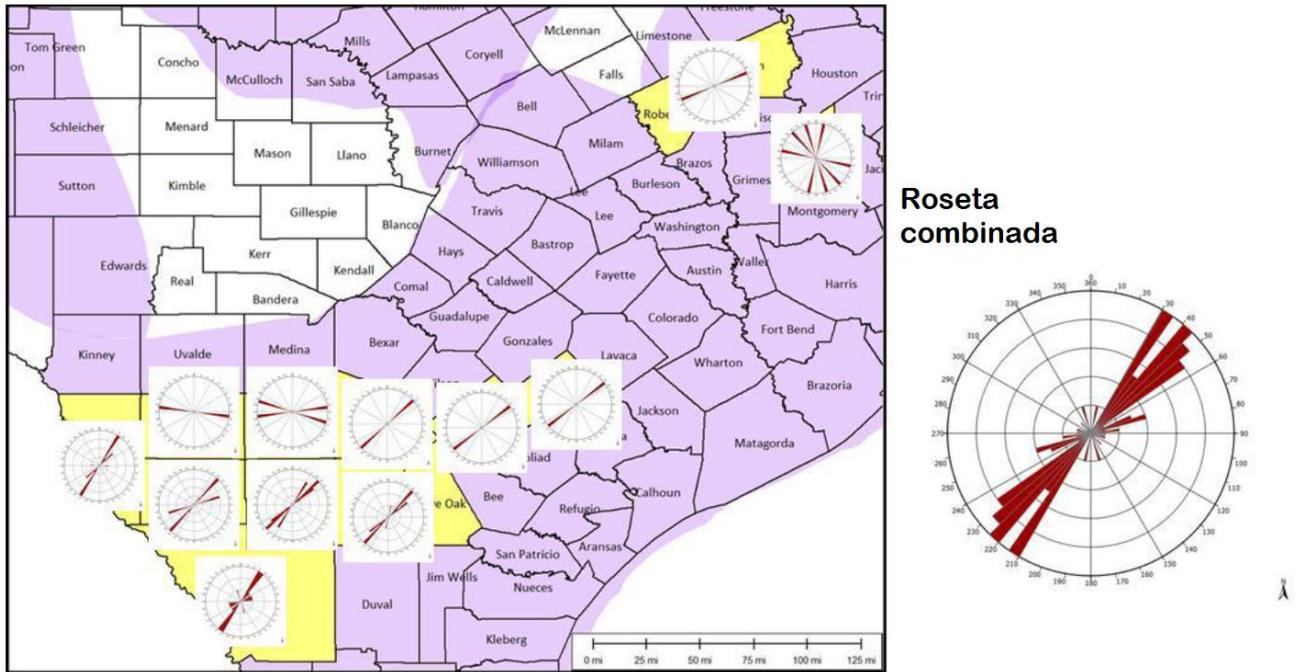


Figura 2. 7 Rosetas que muestran los resultados combinados de los análisis de mecanismo focal, mostrando el fracturamiento preferencial de la roca. La roseta combinada muestra un material compuesto de los 84 tratamientos (Telker, 2013).

Con la excepción de los resultados en el Condado de Walker (en la sección noreste de la base de datos), Zavala y los condados de Frío (en la sección suroeste de la base de datos), el 94% de los datos analizados mostraron un fracturamiento preferencial de la roca NE-SW con azimuth orientado entre 30° y 70° , representando estos tres condados la calidad de la señal más baja de todos los datos en el estudio.

El Mapa Mundial de Esfuerzos (WSM) en el Eagle Ford muestra una medición de ruptura de alta calidad (break out) (Figura 2.8) orientado a 29° .

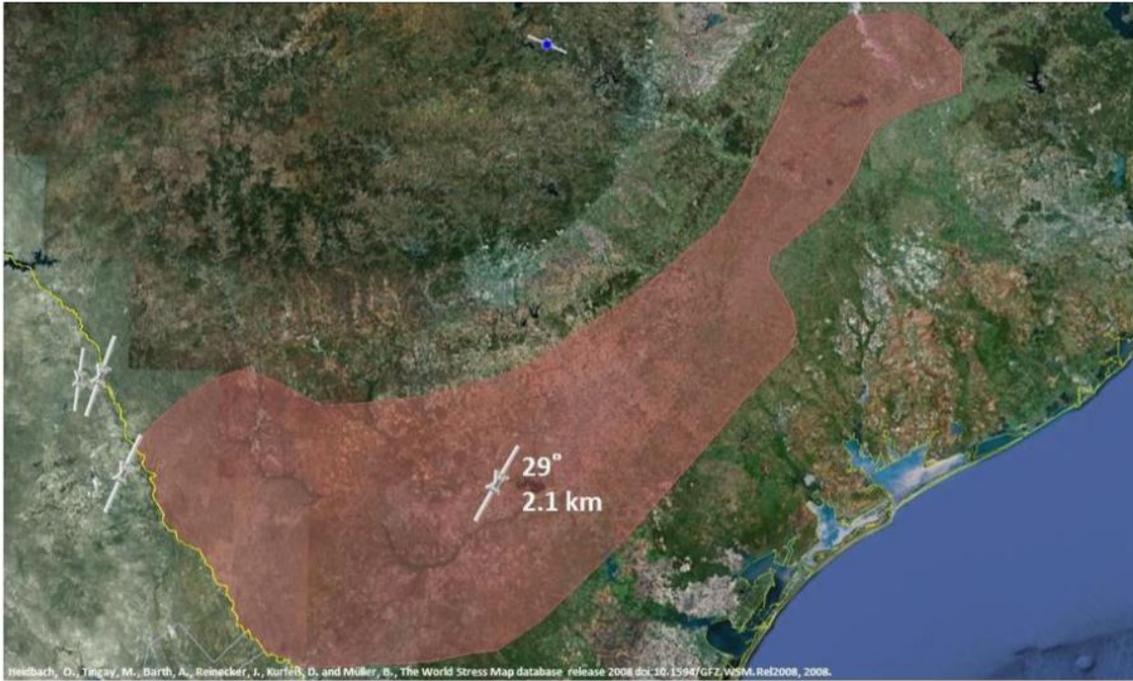


Figura 2. 8 Mapa Mundial de Esfuerzos mostrando una sola medición de orientación de ruptura en la lutita Eagle Ford (Telker, 2013).

La figura 2. 9 muestra la gama de orientaciones de fractura de la roca en tres lugares diferentes en todo Eagle Ford (color verde). La roseta en color azul en el mapa muestra el rango de la orientación prescrita por el WSM. La roseta en color azul representa el extremo de la gama septentrional de orientaciones de fractura de roca de la combinación de datos (WSM) (Telker, 2013).

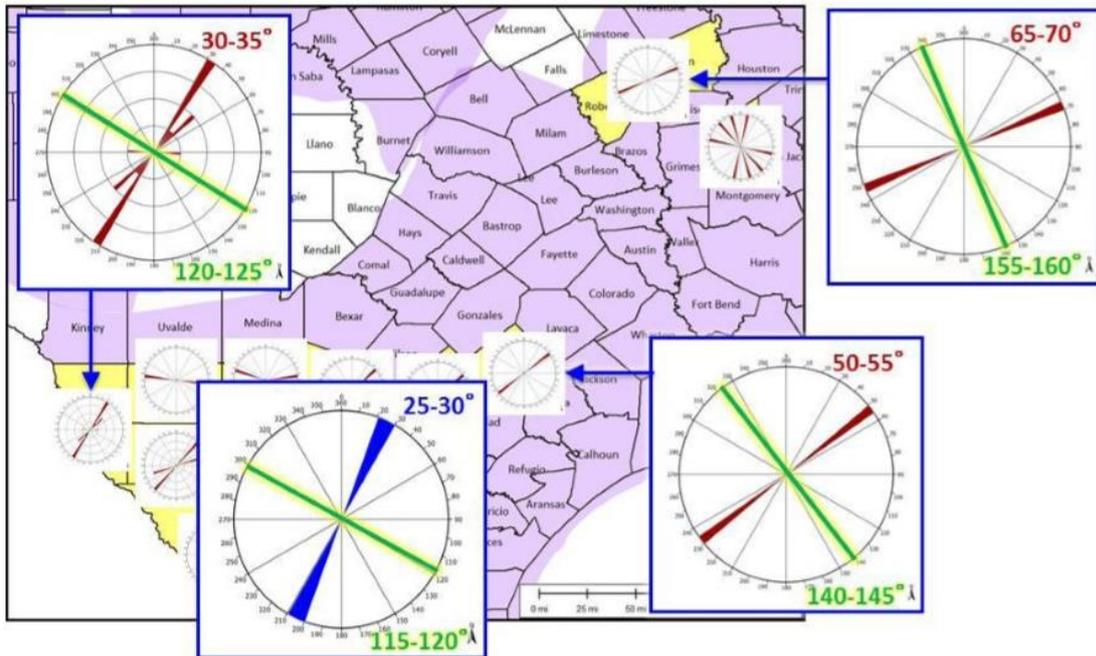


Figura 2. 9 Orientación de la configuración óptima de pozos (mostrada en color verde) para cada una de las tres áreas dentro del play Eagle Ford (Telker, 2013).

De las 12 rosetas resultantes, 9 muestran un rango de orientación de 30° a 70° de azimut. Una mayor y dos menores con valores atípicos, representan datos que tenían una calidad baja en la señal; también indican un cambio transicional en la geología del subsuelo hacia los bordes de la Formación Eagle Ford. Con base en el conjunto de datos presentados, las orientaciones de pozo óptimas para los lugares estudiados en el Eagle Ford son 120°-160° azimut, con algunas variaciones locales. El WSM se suele girar de 5° a 40° en sentido antihorario de la orientación principal de esfuerzo medida.

El monitoreo de la fracturas permite deducir la dirección preferencial y la extensión alcanzada por el fracturamiento hidráulico en el yacimiento, cuantificando su efectividad. Sin embargo, este tipo de estudios son muy costosos y requieren una tecnología específica, hechos que imposibilitan hasta ahora su aplicación en el lado mexicano; para el caso del pozo E-1 no se realizó ningún estudio detallado para el fracturamiento hidráulico.

3. CUENCA PETROLERA DE SABINAS-BURRO-PICACHOS.

3. 1 Ubicación

La Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos posee un área de 37,000 km², se localiza en el noreste de México, abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León (Eguiluz, 2007). Al sur limita con las Provincias Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y Parras-La Popa-Plataforma de Coahuila; al occidente con Chihuahua; al oriente y norte con los Estados Unidos de América, así como la Plataforma de Burro Picachos (Figura 3. 1).

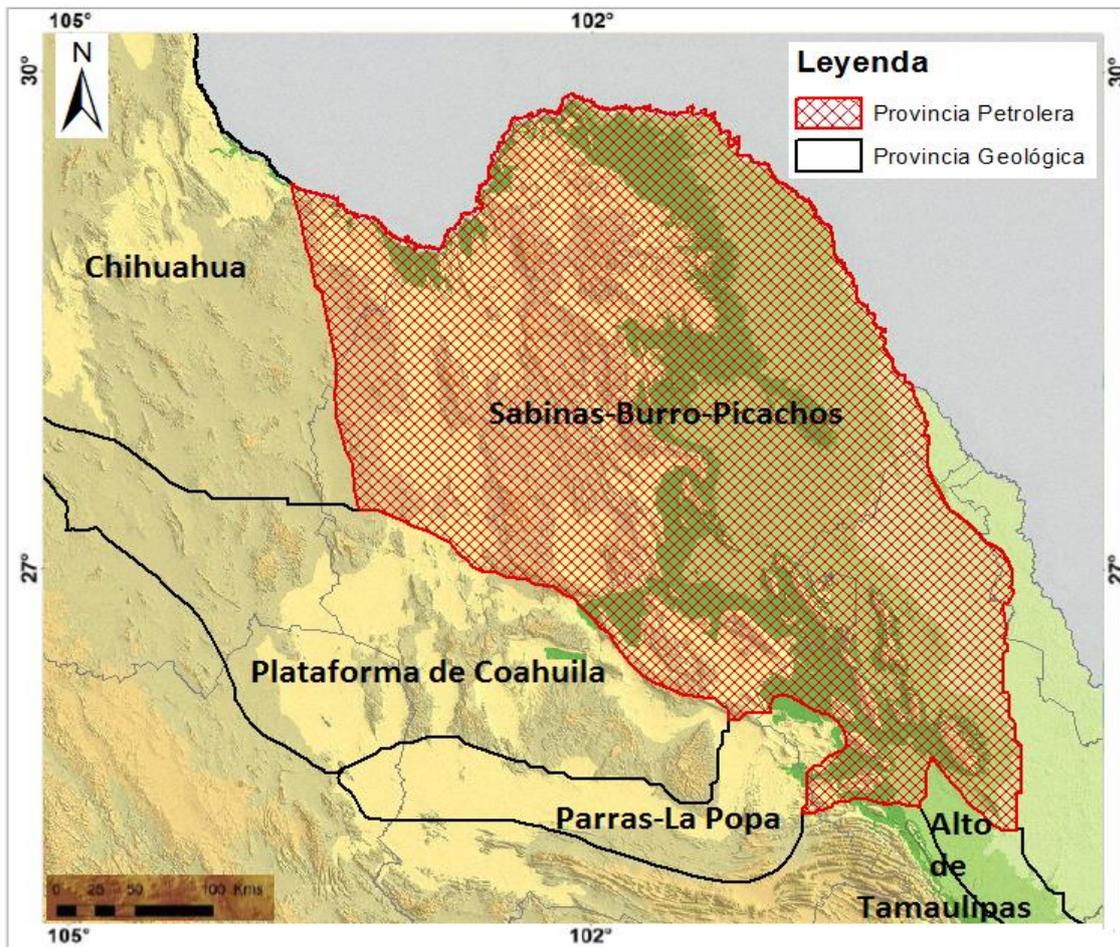


Figura 3. 1 Mapa de localización de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificado de PEMEX, 2010).

3.2 Marco estratigráfico y ambientes de depósito.

La columna estratigráfica descansa sobre los bloques altos del basamento cristalino (ígneo-metamórfico) del Permo-Triásico que son intrusiones graníticas que corresponden a los altos de la Isla de Coahuila, Península de Tamaulipas, altos de Picacho y San Carlos (Jones et al., 1984; Wilson, 1990 citado en PEMEX, 2010). 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 ya mencionados, así como rocas volcánicas producidas durante el proceso de “rifting”. El depósito de evaporitas de la Formación Minas Viejas a partir del Calloviano marca el inicio de la incursión marina en cuencas restringidas productos de la etapa de “rifting”. 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 (Figura 3.2).

Del Oxfordiano al Kimmeridgiano continuó el depósito de evaporitas pertenecientes a la Formación Olvido; en el Oxfordiano tardío, la sedimentación sufrió un cambio notable, el mar adquirió un carácter transgresivo ocasionando que en la mayor parte de la Cuenca de Sabinas se precipitaran rocas carbonatadas (lodos-peletoides). Al continuar la transgresión, durante el Kimmeridgiano temprano, se establecieron sobre las evaporitas rampas carbonatadas depositandose calizas de aguas someras de la Formación Zuloaga. Las calizas, evaporitas y capas rojas de la Formación Olvido retrocedieron a las partes más internas, mientras que hacia los bordes de la cuenca continuó la sedimentación de areniscas y conglomerados (lechos rojos) de la Formación La Gloria.

SISTEMA	SERIE	PISO	EDAD	FORMACIONES	ESPESOR m	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA COMPUESTA		
TERCIARIO	PALEOGENO	OLIGOCENO	33.7					
		EOCENO	54.8					
		PALEOCENO	65.5	GRUPO DIFUNTA-TAYLOR-NAVARRO	170			
CRETACICO	SUPERIOR	MAASTRICHTIANO	70.6	PARRAS	MENDEZ	ESCONDIDO	100 - 430	
			OLMOS			10 - 378		
			SAN MIGUEL			10 - 270		
			UPSON			50 - 620		
			AUSTIN			100 - 250		
			TURONIANO	88.6	EAGLE FORD		45 - 480	
		medio	CENOMANIANO	93.6	BUDA- DEL RIO		GRUPO WASHITA	70 - 500
			99.6	GEORGETOWN				
				KIAMICHI				
				TAMAULIPAS SUPERIOR		200 - 1150		
	inferior	APTIANO	112.0	LA PEÑA		5 - 210		
		BARREMIANO	125.0	LA VIRGEN		CUPIDO	300 - 1700	
		HAUTERVIANO	130	SAN MARCOS HOSSTON	LA MULA	TARAISES	140 - 1180	
		VALANGINIANO	133.9		PADILLA			
		BERRIASIANO	140.2		BARRIL VIEJO			
			145.5		MENCHACA			
		JURASICO	SUPERIOR	TITHONIANO	150.8	LA CASITA		100 - 2000
	KIMMERIDGIANO			155.6	LA GLORIA	OLVIDO	ZULOAGA	10 - 600
OXFORDIANO	161.2			MINAS VIEJAS		10 - 400		
MEDIO	CALLOVIANO		164.7	LECHOS ROJOS		30 - 510		
	BATONIANO		167.7					
	BAJOCIANO							

Figura 3.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificada de Cañipas *et al*, 2011).

Hacia el final del Jurásico y principios del Cretácico (Kimmeridgiano-Berriasiano), la cuenca recibió un fuerte aporte de sedimentos siliciclásticos provenientes de los elementos positivos, depositándose conglomerados, areniscas y lutitas carbonosas de la Formación La Casita (Figura 3. 3). Estas facies fueron cubiertas del Berriasiano al Barremiano por secciones conglomeráticas de las formaciones San Marcos y Hosston hacia los bordes de la cuenca, mientras que hacia la parte central se depositó una secuencia de terrígenos finos, rocas carbonatadas de cuenca y de borde de plataforma, así como evaporitas y calizas de alta energía de las formaciones Menchaca, Barril Viejo, Padilla, La Mula y La Virgen.

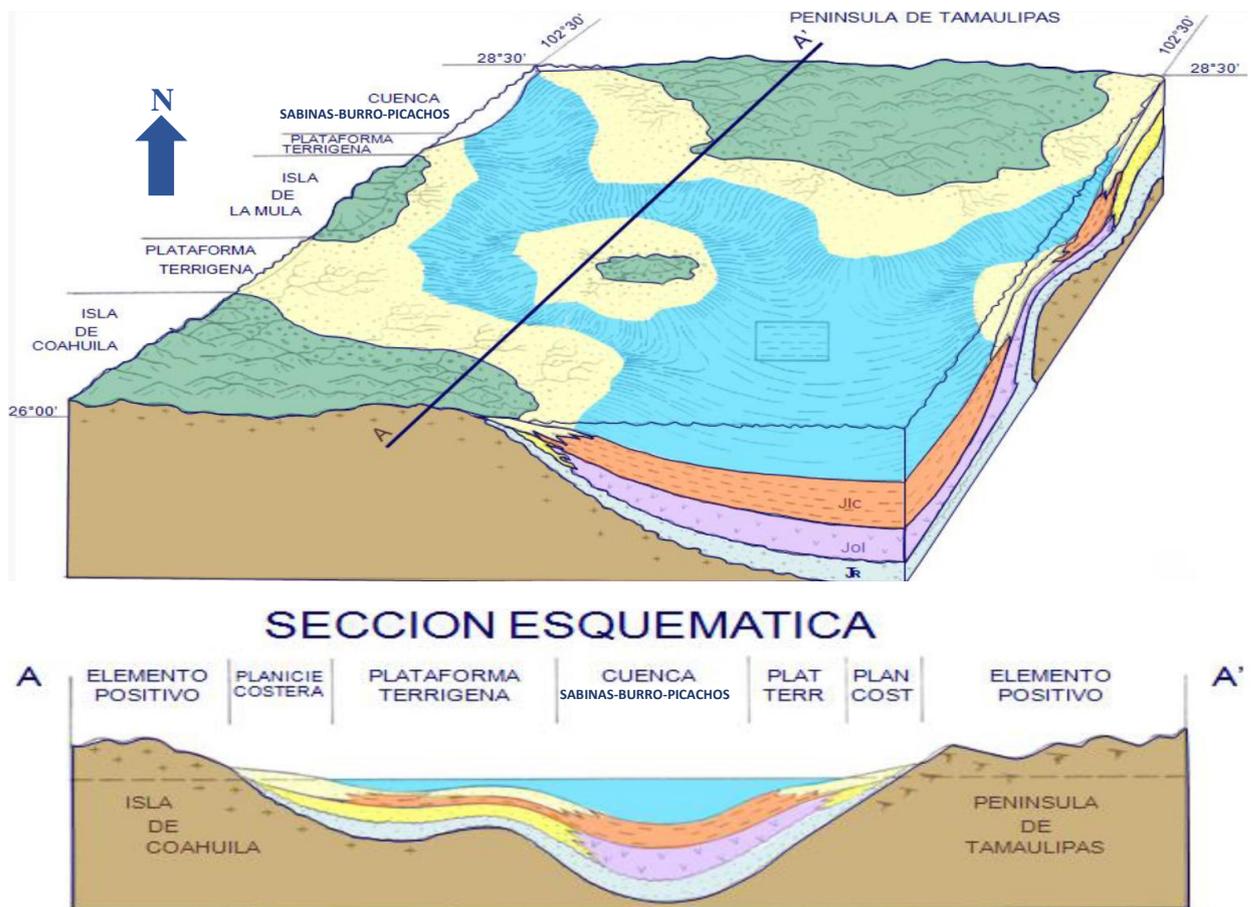


Figura 3. 3 Modelo sedimentario de la Formación La Casita, facies del Jurásico. Con una sección geológica representativa (PEMEX, 2010).

Durante el Cretácico temprano (Berriasiano-Barremiano) se depositaron dos facies pertenecientes a la Formación Menchaca; facies calcáreo-arcillosas y facies de clásticos. Dicha sedimentación continúa hasta el Hauteriviano temprano en la región occidental de la cuenca

(Formación Barril Viejo), interrumpiéndose en forma importante al crearse hacia la región centro-oriental del área condiciones apropiadas para la precipitación de rocas carbonatadas de plataforma de la Formación Padilla, que corresponden a un evento transgresivo del Hauteriviano tardío, sobre una extensa plataforma donde se desarrolló una zona lagunar con crecimiento de parches arrecifales progradantes hacia el sur y oriente de la cuenca, que impedían una libre circulación de las aguas en el área de la laguna.

A principios del Barremiano se depositó hacia la parte sur occidental, una secuencia de clásticos finos (lutitas y limolitas) correspondientes a la Formación La Mula, creándose para la etapa tardía de esta edad un ambiente propicio para la precipitación de rocas carbonatadas, dolomías y evaporitas de la Formación La Virgen (Figura 3. 4). La distribución de esta formación se restringe principalmente en la parte central de la Cuenca de Sabinas y está delimitada al norte y oeste por un cambio de facies de la Formación Hosston, al SW con las formaciones Patula y San Marcos y al este-sureste por la facies postarrecifal de la Formación Cupido (PEMEX, 2010).

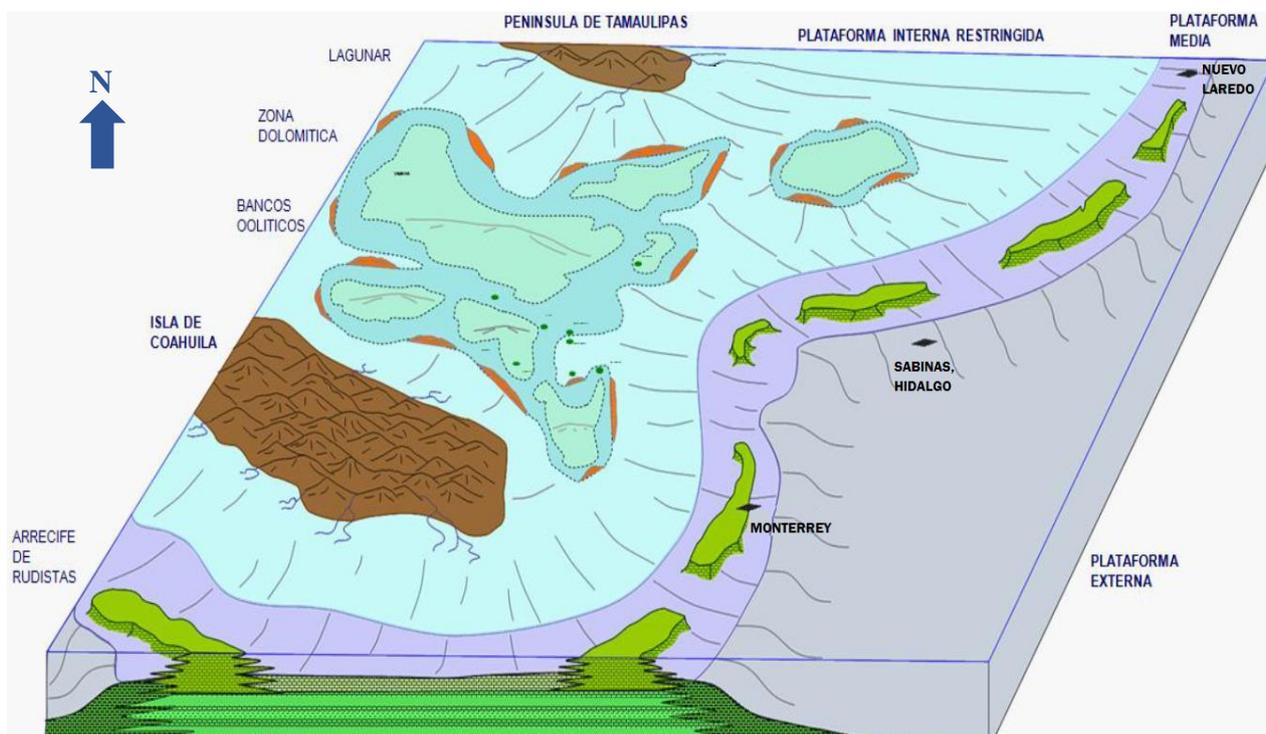


Figura 3. 4 Modelo sedimentario Cretácico Inferior, Formación La Virgen (PEMEX, 2010).

Durante el Aptiano temprano se depositaron rocas carbonatadas de la Formación Cupido con las cuales se define la presencia de una amplia plataforma, limitada hacia el oriente por el crecimiento del complejo arrecifal, desarrollándose una zona de aguas profundas hacia el sureste en donde se depositaron calizas de mar abierto de la Formación Tamaulipas Inferior. Para el Aptiano tardío se inició una transgresión que originó nuevamente condiciones de mar abierto y aguas relativamente profundas, depositándose las lutitas y calizas arcillosas de la Formación La Peña y facies terrígenas de la Formación Las Uvas en el área de la Plataforma de Coahuila.

Para el tiempo del Albiano continuó la subsidencia, depositándose calizas y lutitas de mar abierto de las formaciones Tamaulipas Superior, Kiamichi y Georgetown, las que gradúan a calizas de plataforma de las formaciones Aurora, Glenn Rose, Edwards y McNight hacia los elementos positivos.

Durante el Cenomaniano una nueva transgresión estableció condiciones de plataforma abierta en gran parte de la cuenca depositándose las formaciones Del Río y Buda. Hacia el Cenomaniano tardío-Santoniano se depositaron calizas de plataforma media a externa de las formaciones Eagle Ford y Austin.

A finales del Cretácico empezaron los levantamientos de las áreas continentales en la parte central de México como primeros efectos de la Orogenia Laramide ocasionando el incremento del material terrígeno y el depósito de facies deltaicas de las formaciones Upson, San Miguel, Olmos y Escondidos, como parte de un sistema regresivo. Estas formaciones son también conocidas como Grupo Navarro-Taylor.

En la Figura 3. 5 se muestra el modelo sedimentario para el Jurásico-Cretácico de la Cuenca de Sabinas, en donde se observan las unidades estratigráficas que la conforman, así como los principales paleoelementos topográficos involucrados y que controlaron la sedimentación.

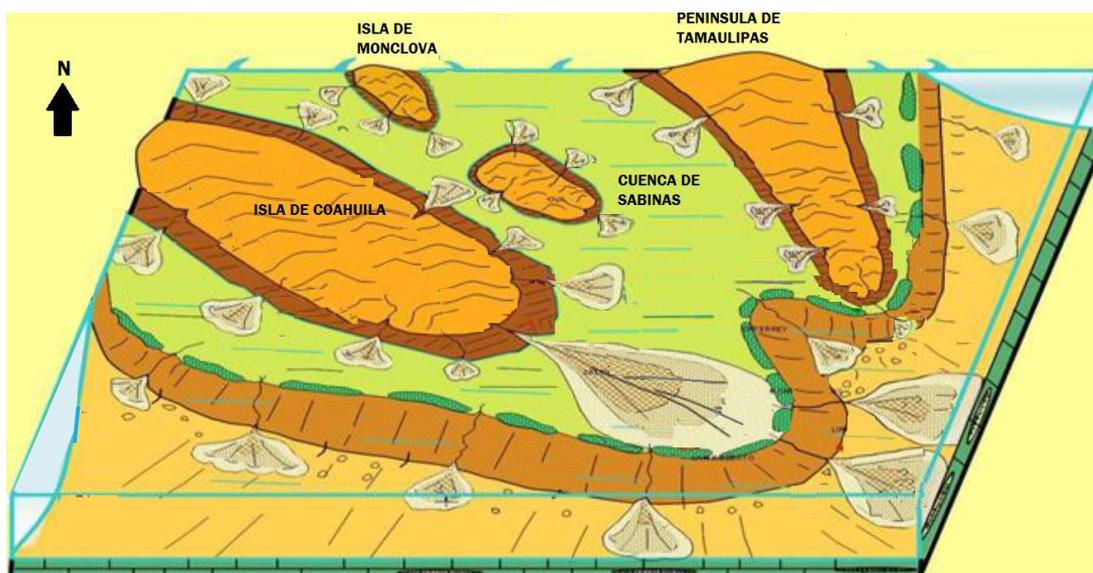


Figura 3. 5 Modelo sedimentario Jurásico-Cretácico de la Cuenca de Sabinas (PEMEX, 2010).

3. 3 Marco Tectónico

El origen y evolución de la Cuenca de Sabinas está relacionado con la apertura del Golfo de México detrás del arco Nazas y el sistema de rift que existió en el Triásico tardío al norte de México. Dicho sistema de frontera de rift asociado al arco magmático de Nazas actuó como “portal” en el suroeste de Norteamérica durante el Jurásico de una “bisagra” en California, creándose una depresión en el relieve que se amplió progresivamente hacia el este del ancestral Golfo de México. Posteriormente, este sistema de frontera del rift tuvo un hundimiento creando un dominio de extensa sedimentación a lo largo de la región fronteriza México-Estados Unidos (Figura 3.6). El análisis de subsidencia de la Cuenca de Sabinas implica un factor de estiramiento (β) de 1.6 a 1.8 (Cuevas, 1984; Dickinson y Lawton, 2001). Subsecuentemente, una transgresión marina del Jurásico tardío avanzó hasta el noroeste de la Cuenca de Sabinas proveniente del Golfo de México durante el Oxfordiano (164-157 Ma) hasta la depresión de Chihuahua durante el Kimmeridgiano (157-152 Ma) (Cuevas, 1984; Dickinson y Lawton, 2001).

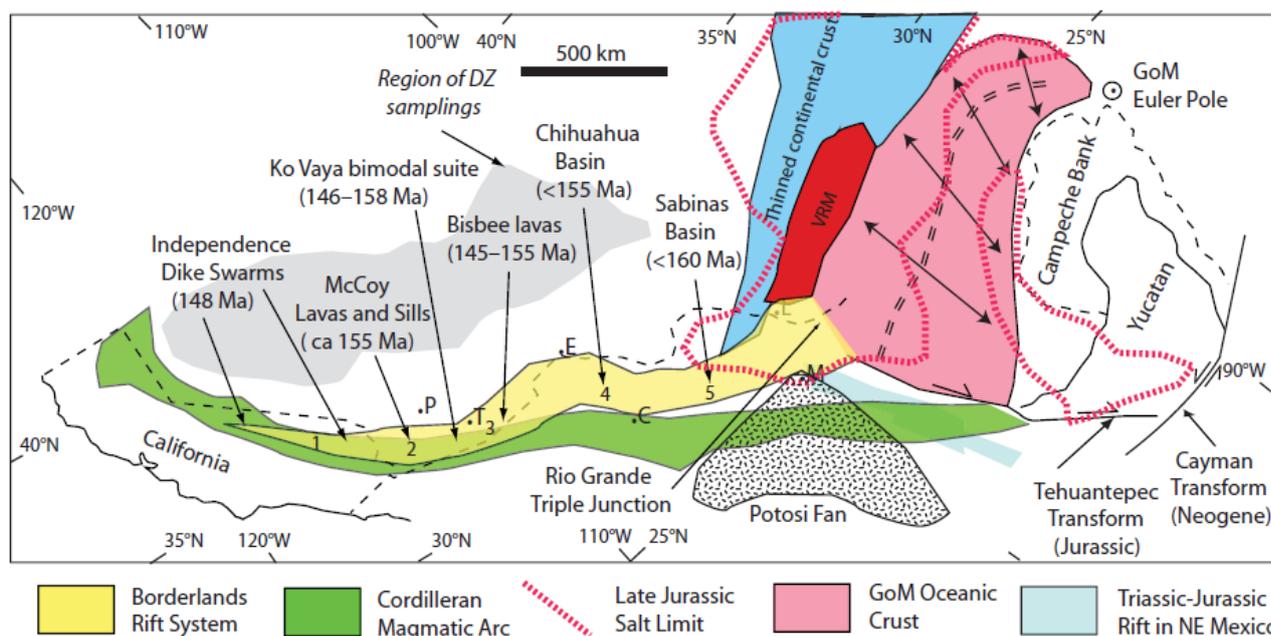


Figura 3. 6 Configuración del sistema fronterizo rift en el límite México-Estados Unidos para el Jurásico tardío. En color amarillo se muestra la depresión creada por la apertura y en verde el arco magmático de Nazas (Dickinson y Lawton, 2001).

Así mismo, durante el Jurásico tardío-Cretácico temprano existió un humbral intercuenca entre la Cuenca de Sabinas y la depresión de Chihuahua, así como en la plataforma de Aldama entre la depresión de Chihuahua y la Cuenca de Bisbee; se cree que estos segmentos negativos pudieron haber estado en forma escalonada durante la evolución del sistema de frontera del rift. La paleogeografía del Jurásico incluye levantamientos, bancos de arena e islas a lo largo del sistema fronterizo del rift. No existe evidencia de que hubiese habido expansión del piso oceánico en el sistema fronterizo, así que se cree actuó como aulacógeno, pero la presencia de sal del Oxfordiano indica que la extensión en el Jurásico tardío en su parte oriental era lo suficientemente grande para desaparecer bajo el nivel del mar permitiendo llenar y recargar la cuenca.

Durante el Barriasiano-Aptiano la Cuenca de Sabinas se extendió longitudinalmente al noroeste y se comunicó con la Cuenca de Chihuahua, mientras que al sureste se extendió hacia el ancestral Golfo de México. Posteriormente la cuenca tuvo subsidencia tectónica creando el

espacio necesario para acumular sedimentos erosionados de los bloques paleogeográficos (Bloque de Coahuila y Tamaulipas) (Eguiluz, 2011).

Para el mismo tiempo, en la Cuenca de Sabinas se formó una plataforma de tipo rampa (Eguiluz, 2011; Ahr, 1973) con variación de litofacies predominantemente silíceas en sus márgenes noreste y suroeste, mientras que en su parte central predominaron carbonatos y evaporitas. El depósito de litofacies evaporíticas y de carbonatos lagunares fueron favorecidos por el emplazamiento de montículos orgánicos (Murillo y Dorobeck, 2003) que limitaron la circulación de agua marina de salinidad normal. Los bloques paleogeográficos emergidos aportaron detritos y en sus márgenes quedaron evidencias claras de regresiones y transgresiones. Para el Aptiano desaparecieron esas condiciones y una transgresión mayor cubrió con sedimentos marinos a los bloques de Coahuila y de Tamaulipas.

Para el Cretácico tardío el máximo acortamiento de la corteza mexicana generado por la Orogenia Laramide creó sistemas deltaicos en el oriente de México, originando plegamiento y fallamiento que culminaría hasta el Eoceno, dando fin a la etapa de margen pasiva en toda la zona. Este evento tectónico es el responsable de la deformación contraccional en el área, de la reactivación de fallas de basamento producidas durante el sistema de frontera del rift y del movimiento de la sal oxfordiana (PEMEX, 2010). En las Figuras 3. 7A y 3. 7B se ilustran los eventos geológicos mencionados anteriormente, los cuales dieron origen y formación a la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos.

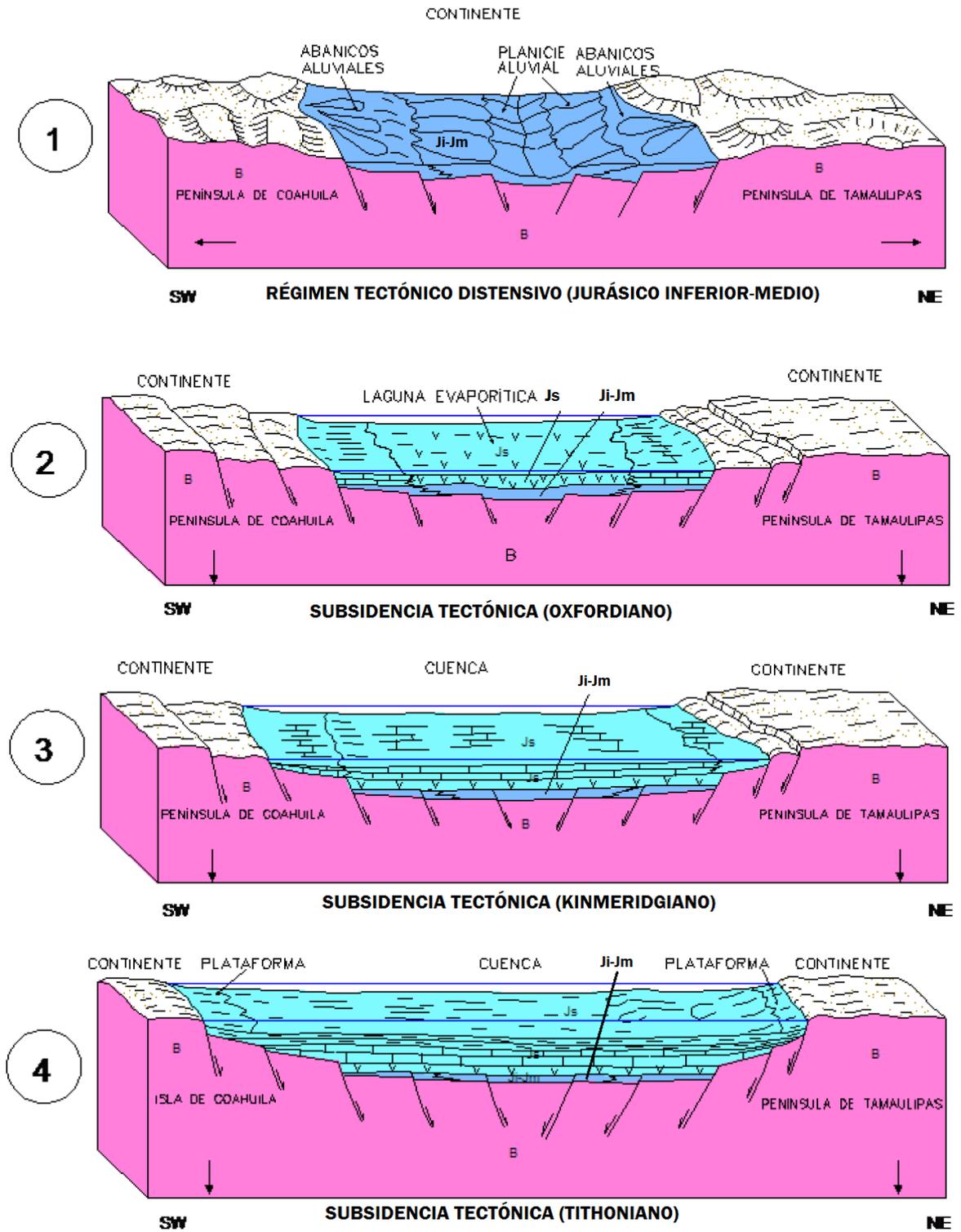


Figura 3. 7A. Esquemas de la evolución tectónica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificado de PEMEX, 2010).

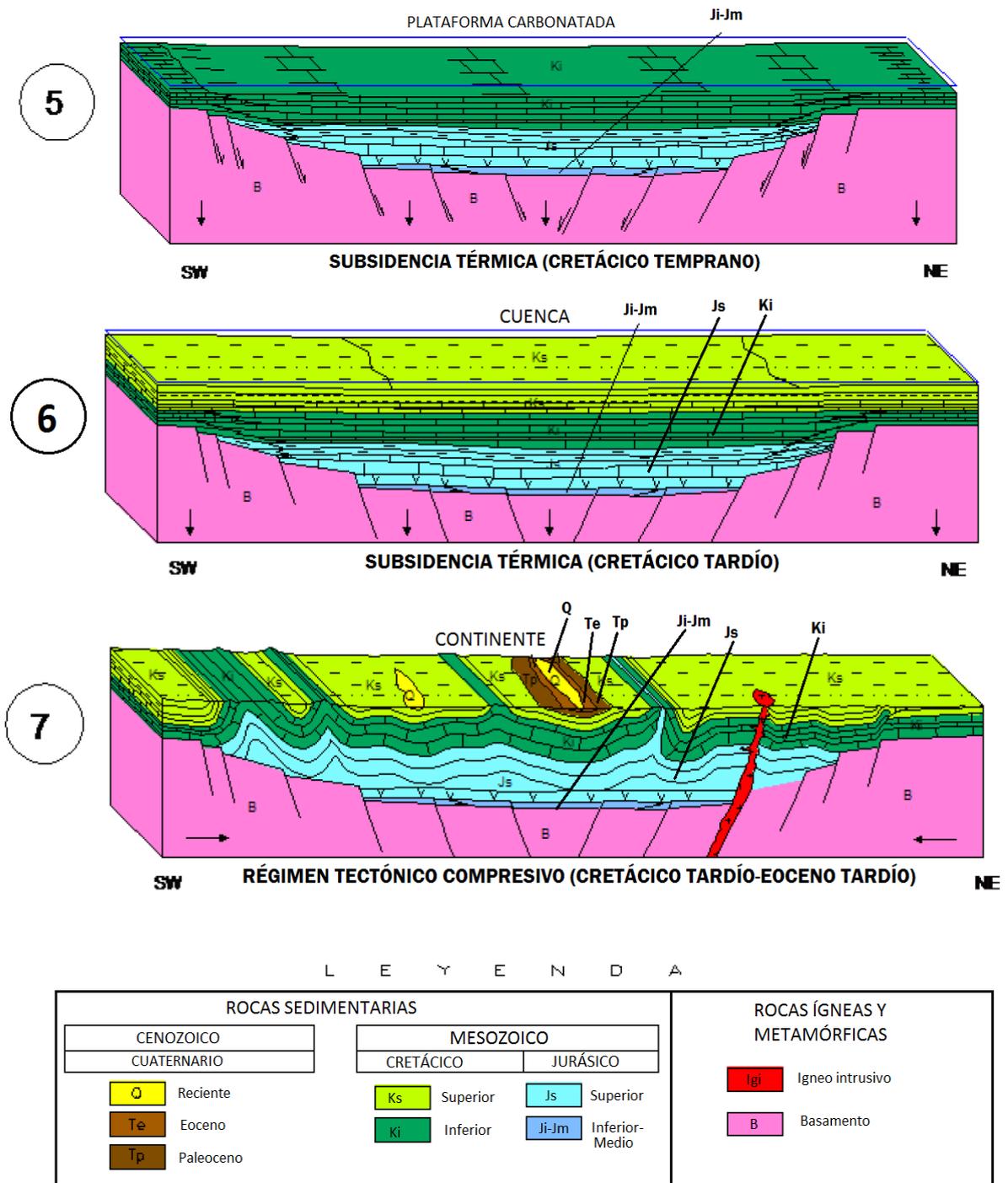


Figura 3. 7B Esquemas de la evolución tectónica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificado de PEMEX, 2010).

3. 4 Formación Eagle Ford

Según Sellards (1952) la primera mención de los equivalentes de la Formación Eagle Ford, fue dada por Ferdinand Roemer, quien en 1852 incluyó en sus formaciones de la región

de New Braunfels las lutitas negras de Eagle Ford. La localidad tipo está en Eagle Ford, condado de Dallas, donde la parte superior se encuentra aflorando.

De acuerdo a las características que la Formación Eagle Ford presenta en las áreas de la Plataforma de Tamaulipas y la Cuenca de Sabinas, así como a las condiciones análogas identificadas en la Cuenca de Maverick y extrapoladas hacia el área de Sabinas, esta formación fue dividida de manera informal en dos unidades denominándolas de la más antigua a la más reciente, *Unidad Inferior* y *Unidad Superior* (Téllez *et al*, 2011).

Esta subdivisión fue extendida hacia el sur-sureste, hasta el área de San José de Las Rusias donde se presenta correlación, pese a que como resultado de la profundización del paleorelieve hacia esa área, después de la zona de las plataformas del Hauteriviano-Aptiano Inferior y Albiano Inferior-Medio, las condiciones de depósito y las características litoestratigráficas se hacen más profundas, dando lugar a que las dos unidades referidas para la Formación Eagle Ford cambien hacia el sur a una secuencia un tanto rítmica, constituida por calizas que varían de mudstone a packstone, que constituyen la Formación Agua Nueva.

Estos cambios de facies fueron mapeados en ambas unidades a partir de las correlaciones regionales con registros de pozos y calibrados con muestras de canal y núcleos, apoyándose adicionalmente con la información de afloramientos de estas unidades estratigráficas, medidos y documentados en trabajos anteriores.

De acuerdo a estas secciones de correlación estratigráfica, calibradas con información de subsuelo y afloramientos, se interpretaron y mapearon los espesores y cambios de facies que se presentan a nivel de cada una de las dos unidades identificadas para el Cenomaniano – Turoniano. A continuación son descritas ambas unidades, así como las litofacies identificadas en cada una de ellas.

Unidad Inferior

Asignada a la porción basal de la secuencia estratigráfica del Cenomaniano Superior-Turoniano, en la región norte del área se caracteriza por una secuencia predominante de lutitas calcáreo carbonosas de estratificación laminar con abundante micro fauna planctónica y escasos *inoceramus*. De manera subordinada, esta unidad presenta delgadas intercalaciones de caliza wackestone-packestone microfossilífera de color gris oscuro a negro en estratificación laminar. Al microscopio electrónico la lutita se aprecia calcárea, negra, de aspecto carbonoso, micro laminar, con abundantes foraminíferos planctónicos y otros bioclastos, con presencia de calcita, abundante pirita y escasos cristales de dolomía (Figura 3. 8).

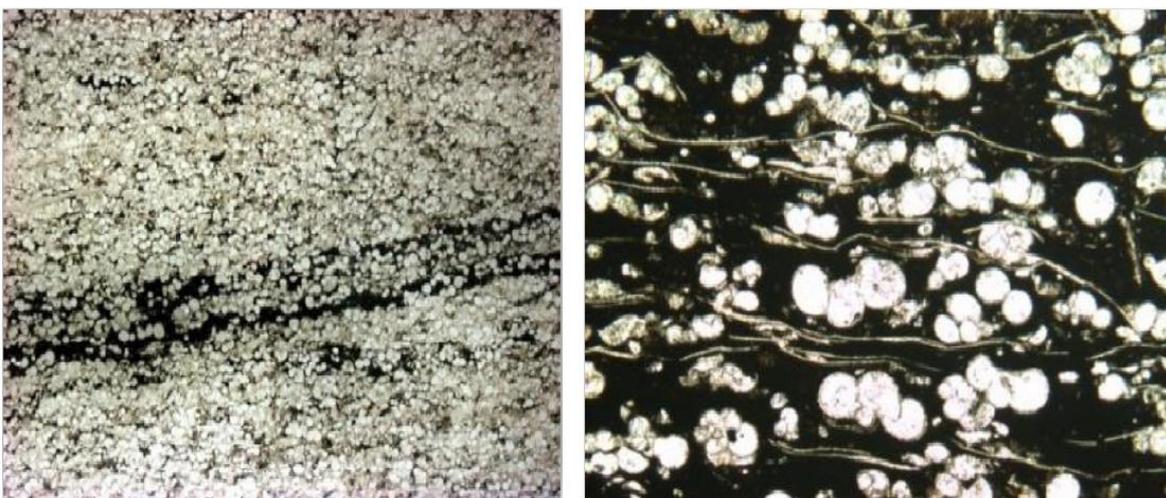


Figura 3. 8 Micrografías de láminas delgadas de los núcleos 1 y 2, de los tramos 2482-2500 y 2501-2519 m de profundidad respectivamente del pozo E-1, mostrando microfacies identificadas para la Formación Eagle Ford. La imagen izquierda muestra un grainstone de foraminíferos pelágicos, mientras que la derecha es un wackestone arcillosos microlaminar negro (PEMEX, 2011).

La cima de esta unidad es fácilmente identificable en registros inductivos, por las lecturas más altas de la curva de rayos gamma, presentando algunos intervalos lecturas relativamente más bajas, asociadas a la presencia de calizas packestone-grainstone constituidas por micro fósiles planctónicos, depositados a manera de finas laminaciones o en delgados estratos.

En la región norcentral de la Cuenca de Sabinas, su contacto inferior con la Formación Buda es brusco y concordante en casi toda el área donde se distribuye, excepto en las inmediaciones del Pozo E-1 (Campo Hidalgo), donde este contacto también es concordante, pero transicional. Para esta unidad se identificaron tres facies principales, mismas que se describen a continuación.

Lutitas Calcáreo Carbonosas/Calizas Arcillosas

Constituida esencialmente por lutitas calcáreas de color negro, carbonosas, de estratificación delgada a laminar, quebradizas, con una gran cantidad de *inoceramus* y restos de bioclastos; al microscopio se observan abundantes foraminíferos planctónicos, calcita espática, piritita y algunos cristales de dolomía, alternando de manera regular, y subordinada a la anterior litología, delgadas capas de wackestone-packstone microfósilífero y calizas arcillosas de color gris oscuro a negro.

El depósito de esta facies se realizó prácticamente en toda el área de la Plataforma de Tamaulipas y la Cuenca de Sabinas, pudiendo identificarla al norte desde el área donde se ubican entre otros, los pozos Jiménez-1, Acuña-1, Trilobite-1, Atila-1 y Moral-1, en tanto que hacia el sur su límite queda definido por una línea prácticamente W – E, que va desde la porción sur del Campo Monclova Buena Suerte hasta el Río Bravo, pasando en las inmediaciones de los pozos Oro-1, Cartujanos-1, Patricio-1, Salinillas-1, Angel-1 y Novillo-1. Al occidente la presencia de esta facies se restringe hasta la región en donde se ubican los pozos Tordillo-1 al sur y Hamburgo 1-A al norte, en donde cambia a las facies denominadas como *Calizas/Calizas Arcillosas/Lutitas Calcáreo Carbonosas*, mientras que al oriente su mapeo se limita hasta las márgenes del Río Bravo, aunque se cree se extiende más allá del mismo (Téllez *et al*, 2011).

Según la Coordinación de proyectos y caracterización inicial, PEMEX (2011), la distribución actual de estas facies se ve afectada en su porción NNW por una importante zona de afloramientos, permitiendo conocer en superficie sus características estratigráficas y sedimentológicas. En diferentes localidades de esta zona se han reportado varios afloramientos pudiendo citarse entre otras: Potrero Arriba, en el área de Lomerío de Peyotes, Sierra del Tulillo o la Chicharra y Sierra de La Rata.

Calizas Arcillosas/Lutitas Calcáreo Carbonosas

La litología predominante son calizas que varían de mudstone a packstone, arcillosas, de estratificación delgada a media, de color gris oscuro a negro, de aspecto carbonoso, con abundante presencia de *inoceramus* y foraminíferos planctónicos, escasas microfracturas selladas por calcita. Esta secuencia, alterna en forma regular con intervalos de lutitas calcáreo carbonosas de color negro, en estratificación delgada a laminar.

Su distribución abarca dos áreas;

- a) La primera de éstas se ubica en la porción norcentral del área de la cuenca y queda delimitada al norte por la traza referida para la porción sur de la facies de *Lutitas Calcáreo Carbonosas*, y al sur su límite está dado por la línea que se describe desde la región sur de Monterrey, N. L., hasta la porción norte del Campo Arcos, en las inmediaciones del Río Bravo. Al occidente su presencia se ve afectada de manera importante por una zona de afloramientos relacionados con las sierras de Pájaros Azules, Bustamante, Lampazos, Vallecillos, La Higueras y Picachos, mientras que al oriente, su distribución queda limitada por una línea curva, que va desde la región occidental del Campo Jade hasta la parte norte del Campo Explorador.
- b) La segunda área corresponde a la región ubicada al SW del Campo Lerma. En afloramientos ha sido reportada en localidades como Sierra de Pájaros Azules, Sierra

de Lampazos, Sierra de Vallecillos y Sierra de las Higueras, siendo en la última localidad donde se presenta el cambio de facies de la Formación Eagle Ford a la Formación Agua Nueva. Los espesores medidos para esta facies fluctúan entre los 26 m. en el área de los pozos Bota-1 y Creta-1, hasta los 50 m. en el área de los pozos Don Martín-1 y 101, Don Parreño-1 y Escalera-1 (Téllez *et al*, 2011) a manera de una franja, que se alinea en forma aproximada con el borde suroccidental de la paleo-isla de Tamaulipas.

Calizas/ Calizas Arcillosas

Se caracteriza por una secuencia bastante uniforme de calizas y calizas arcillosas que varían de mudstone a packstone en estratificación media a delgada de color gris oscuro a negro, en ocasiones gris verdoso, con presencia de nódulos de pedernal y escasas laminaciones de bentonita de color verdoso, que alterna de manera rítmica con delgados intervalos de lutitas, carbonosas en ocasiones fisiles, de color gris oscuro a negro.

Al norte se extiende desde el límite sur de la facies *de Calizas Arcillosas/Lutitas Calcáreo Carbonosas*, en tanto que al sur cubre hasta la región de San José de Las Rusias; a excepción del área suroccidental del Campo Lerma, en donde como ya fue referido, se tienen presencia de las facies de *Calizas Arcillosas/Lutitas Calcáreo Carbonosas*.

Al occidente su presencia se ve restringida por una importante zona de afloramientos definida por el alineamiento de estructuras anticlinales orientadas sensiblemente NNW-SSE (Téllez *et al*, 2011), que dan forma a la imponente orografía de la Sierra Madre Oriental, en tanto que al oriente su presencia se ve restringida por una discordancia regional que hacia esa área afectó la columna sedimentaria del Cretácico Superior, incluyendo la secuencia del Cenomaniano-Turoniano.

Unidad Superior

Corresponde a la parte alta de la secuencia estratigráfica del Cenomaniano Superior-Turoniano, y está compuesta de manera general por una alternancia de calizas wackestone-packestone de microfósiles, de color gris oscuro a negro, calizas arcillo carbonosas de igual coloración, dispuestas en estratos que varían de delgados a medios, con abundante presencia de micro fauna planctónica, y delgadas capas de lutitas calcáreo carbonosas, laminares, de color gris oscuro a negro.

La cima de esta unidad no es fácilmente identificable en registros de pozos ya que en la región norte, sus características litológicas son muy similares a la sobreyacente Formación Austin, en tanto que en la región sur su contacto con la sobreyacente Formación San Felipe también es transicional y poco contrastante, por lo que para definir esta cima, además de la correlación de registros, se integró la información bioestratigrafía de muestras de canal y núcleos. La base de esta unidad es clara y transicional con la unidad inferior de esta misma formación.

Calizas Arcillosas/ Lutitas Calcáreo Carbonosas

Compuesta por calizas densas, compactas, que varían de mudstone a packestone, arcillosas, de aspecto carbonoso, en estratificación delgada a laminar de color gris oscuro a negro, en ocasiones gris, gris claro, con abundante presencia de *inoceramus* y foraminíferos planctónicos, escasas fracturas selladas por calcita, alternando en forma regular con delgados intervalos de lutitas con laminación planar, en ocasiones undulantes, calcáreo carbonosas ricas en materia orgánica, de color gris oscuro a negro. Existen intervalos en donde estas lutitas se ven interdigitadas con horizontes laminares de packstone hasta grainstone con *inoceramus* y restos de bioclastos.

De acuerdo a la interpretación de isopacas a partir de registros de pozos, esta unidad presenta los espesores más potentes en el área sureste del Campo Monclova - Buena Suerte, en donde éstos alcanzan hasta los 400 m., en tanto que hacia la Plataforma de Tamaulipas o Área Piedras Negras su espesor promedio oscila alrededor de los 200 m. (Téllez *et al*, 2011).

Calizas/ Calizas Arcillosas

Caracterizada por una secuencia de calizas y calizas arcillosas que varían de mudstone a packstone, compactas de textura micro cristalina, en estratos que varían de gruesos a medios de color gris claro a gris oscuro, con presencia de nódulos de pedernal, escasas laminaciones de bentonita de color verdoso, esta litología alterna en forma regular con delgados intervalos de lutitas, fisiles, carbonosas de color gris oscuro a negro, que intemperizan color ocre. De la porción media hacia el sur del área en donde se distribuye, se presentan ocasionalmente delgadas y escasa capas de areniscas arcillosas laminares de color gris, gris verdoso, y el fracturamiento afecta de manera más importante a esta facies.

Sus espesores más potentes alcanzan alrededor de los 200 m. y se presentan en la porción norte del área donde se distribuye y los más delgados oscilan alrededor de los 60 m. en la parte sureste del área de su distribución (Téllez *et al*, 2011).

Su distribución cubre prácticamente tres cuartas partes del área de la cuenca, extendiéndose desde al norte hasta el límite sur de la facies anterior, como una línea sinuosa en sentido SW-NE que va desde la porción media de la Sierra de Pájaros Azules hasta la localidad del pozo E-1, tanto que hacia el sur abarca el resto del área.

Los afloramientos de las sierras de Pájaros Azules, Lampazos, Bustamante, Vallecillos y la cadena montañosa de la Sierra Madre Oriental, ponen fin a su distribución hacia el occidente, mientras que al oriente su límite lo constituyen la discordancia del Cenomaniano-Turoniano.

3. 5 Play Eagle Ford (Cretácico)

La formación más importante de shale gas que comenzó a explorarse en México fue Eagle Ford, esto debido a que se registraba una gran producción en toda la parte sur de Estados Unidos de América hasta los límites con México.

El área destinada inicialmente a la delimitación y configuración del Play Eagle Ford cubre una extensión de 72, 283 km² situándose parcialmente en los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Abarca geográficamente al norte, desde el límite internacional con Estados Unidos, colindante con la región de la Cuenca de Maverick hasta la zona de San José de la Rusias, en el área de Tampico, Tamaulipas; al oeste cubre una zona hasta las estribaciones de la Sierra Madre Oriental y hacia el este hasta la costa con el Golfo de México (Téllez *et al*, 2011).

En esta área un gran número de pozos exploratorios han tenido manifestaciones a nivel de Cenomaniano - Turoniano, no obstante pocos han sido probados, debido primordialmente a que la Formación Eagle Ford había sido considerada como roca generadora y no como yacimiento.

Durante los años 2008-2009 Pemex tuvo como principal objetivo una caracterización geológica, geofísica y geoquímica de las lutitas gasíferas de las Cuencas de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos para definir su potencial generador y de producción. Sin embargo, los bajos gastos iniciales y la poca productividad, así como la falta de técnicas apropiadas para su terminación y explotación en México hacen poco rentable su desarrollo.

Para poder realizar la caracterización de este play, los equipos de laboratorio de campo de Pemex interpretaron un total de 256 pozos convencionales; 200 fueron correlacionados, en 162 pozos se realizaron estudios bioestratigráficos, 51 núcleos integrados (29 pozos), así como 19 secciones estratigráficas, definiendo en ellas mediante registros e información bioestratigráfica, la cima y la base de la secuencia. Esta secuencia a su vez fue

dividida, como ya se mencionó en dos unidades estratigráficas con características propias; Unidad Superior y Unidad Inferior. A partir de dichas correlaciones, se interpretaron mapas de espesores y de litofacies para ambas unidades estratigráficas, definiendo las tres facies principales para la Unidad Inferior y las dos para la Unidad Superior.

La interpretación geoquímica permitió definir el potencial generador de ambas unidades, concluyendo que la Unidad Inferior es la que mayor potencial ofrece como Shale Gas, con valores por encima del 4% de COT en el área de la porción SW de la Cuenca de Maverick y entre 1 y 4 % en la Cuenca de Sabinas y la porción NW de la Cuenca de Burgos (PEMEX, 2011).

Por lo que respecta a la madurez de las rocas, las zonas inmaduras se encuentran asociadas al Arco el Burro Salado y al Archipiélago de Tamaulipas, mientras que las áreas aledañas a dichas zonas fueron interpretadas como maduras y las áreas correspondientes a la porción suroriental de la Cuenca de Maverick y toda la Cuenca de Sabinas corresponden a zonas de sobre-madurez.

En la Unidad Superior Pemex propone 9 sectores para prospección de gas seco y 2 para gas húmedo, condensado y aceite. De estos sectores, fueron seleccionados 5 para probar los conceptos de Shale Gas y Shale Oil en toda el área de estudio.

Adicional a esto, Pemex construyó 6 mapas que reflejan diferentes tópicos de interés, que permitieron delimitar y configurar el play Eagle Ford de la Unidad Inferior, y los cuales son mostrados a continuación en orden de importancia (Figura 3. 9, 3. 10, 3. 11, 3. 12, 3. 13, 3. 14 y 3. 15).

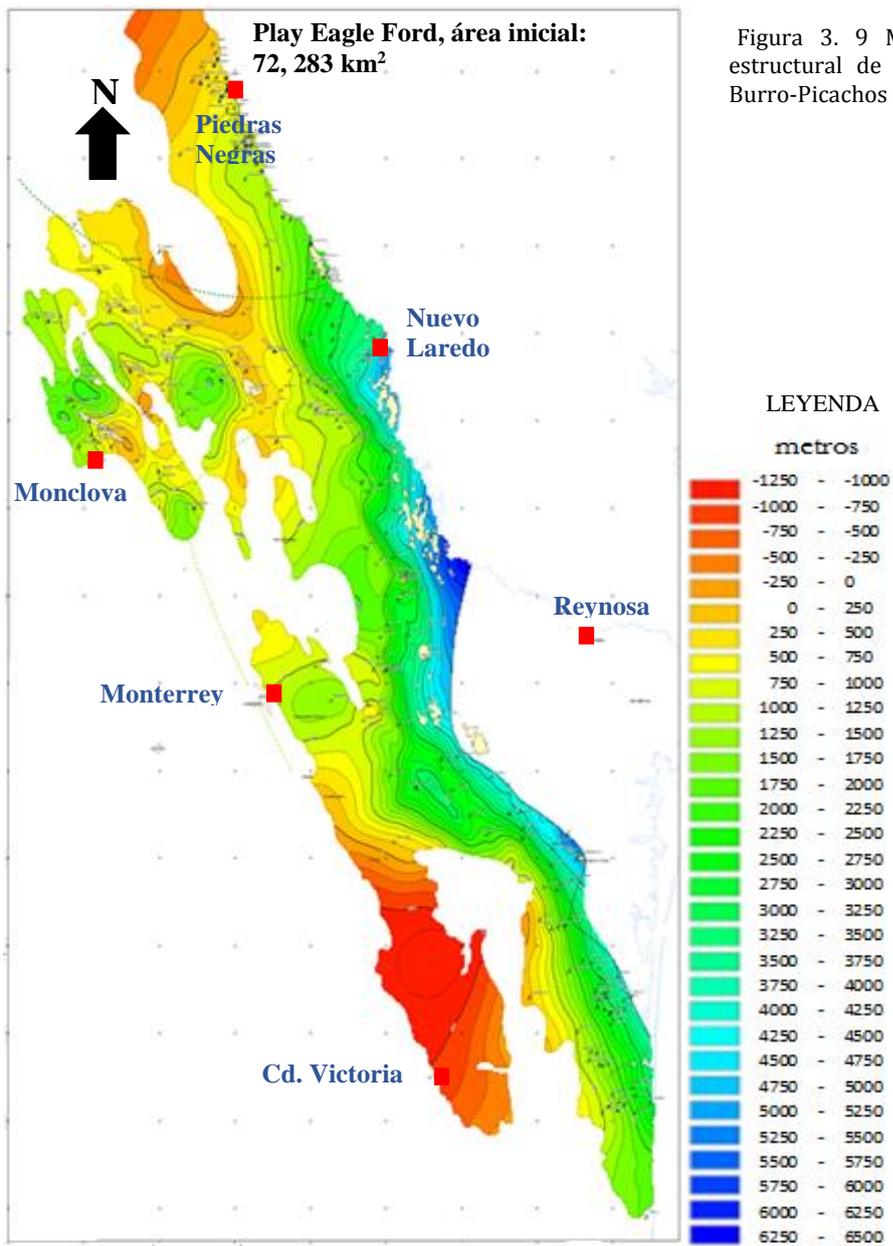


Figura 3. 9 Mapa de configuración estructural de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012).

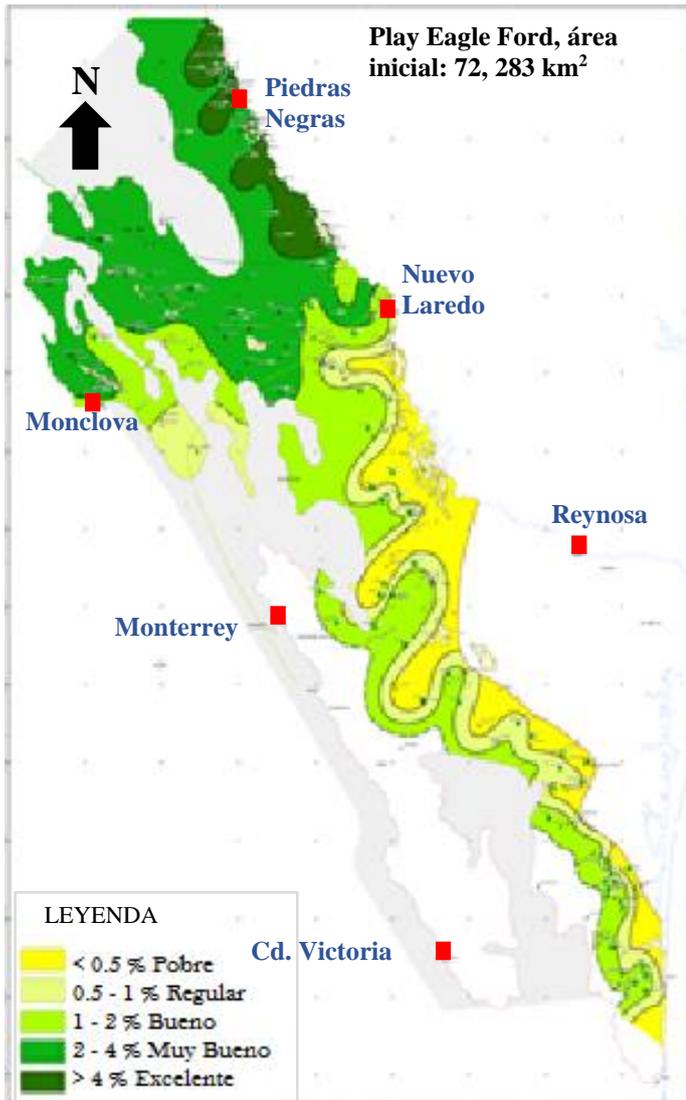


Figura 3. 10 Mapa de distribución de Carbono Orgánico Total (COT) de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012).

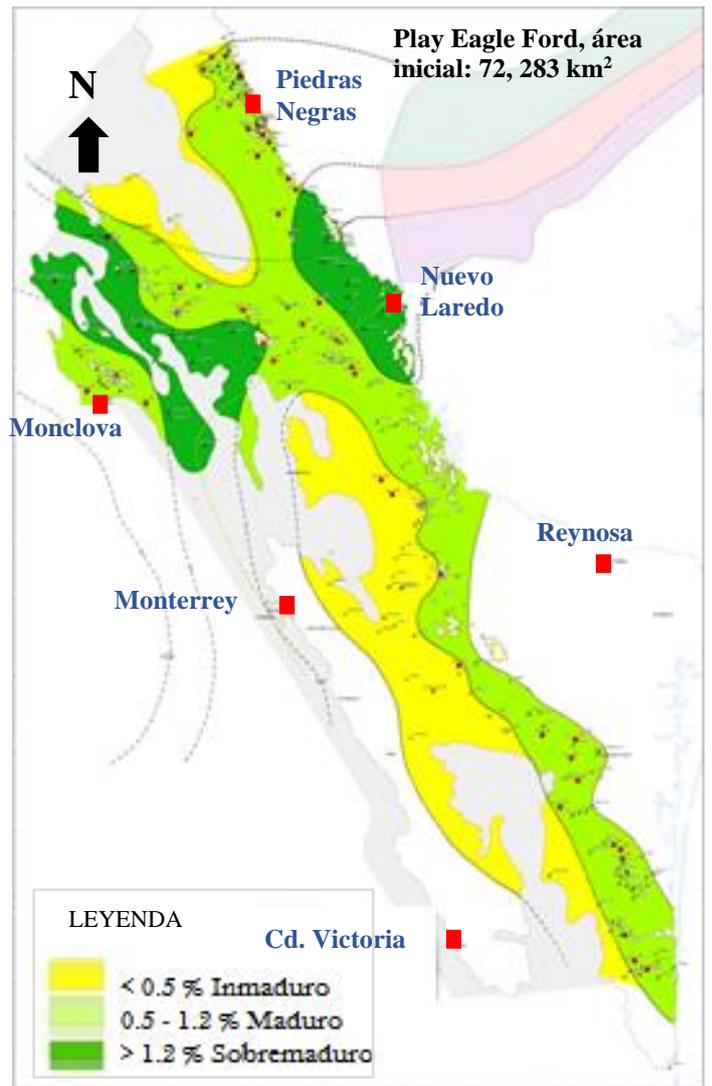


Figura 3. 11 Mapa de Madurez Térmica de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012).

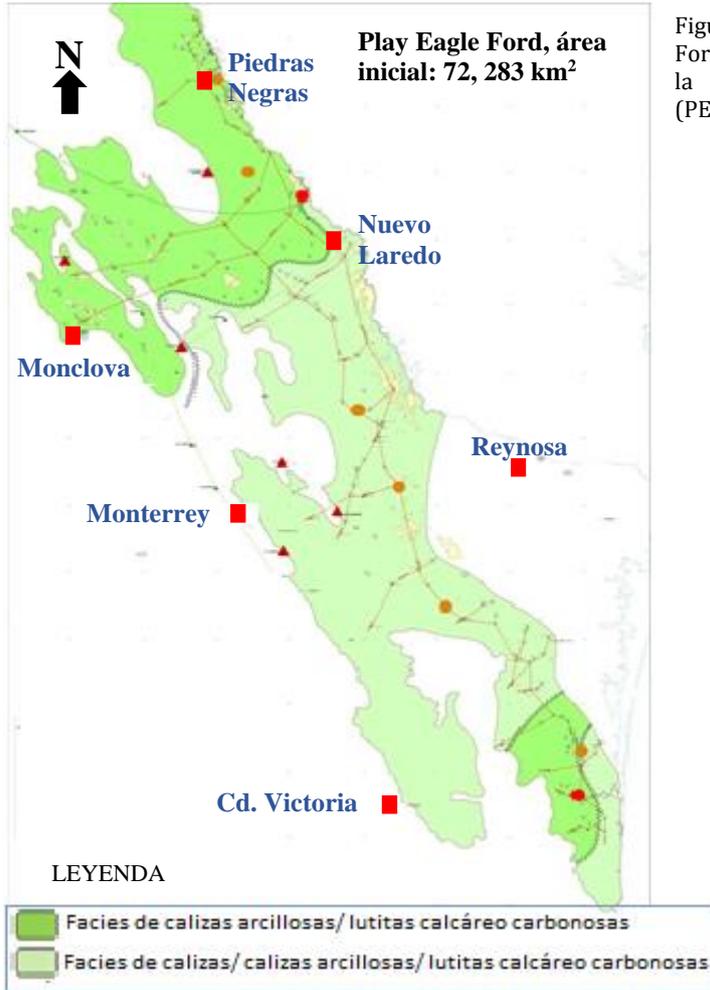


Figura 3. 12 Mapa de litofacies de la Formación Eagle Ford Unidad Inferior, de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (PEMEX, 2012).

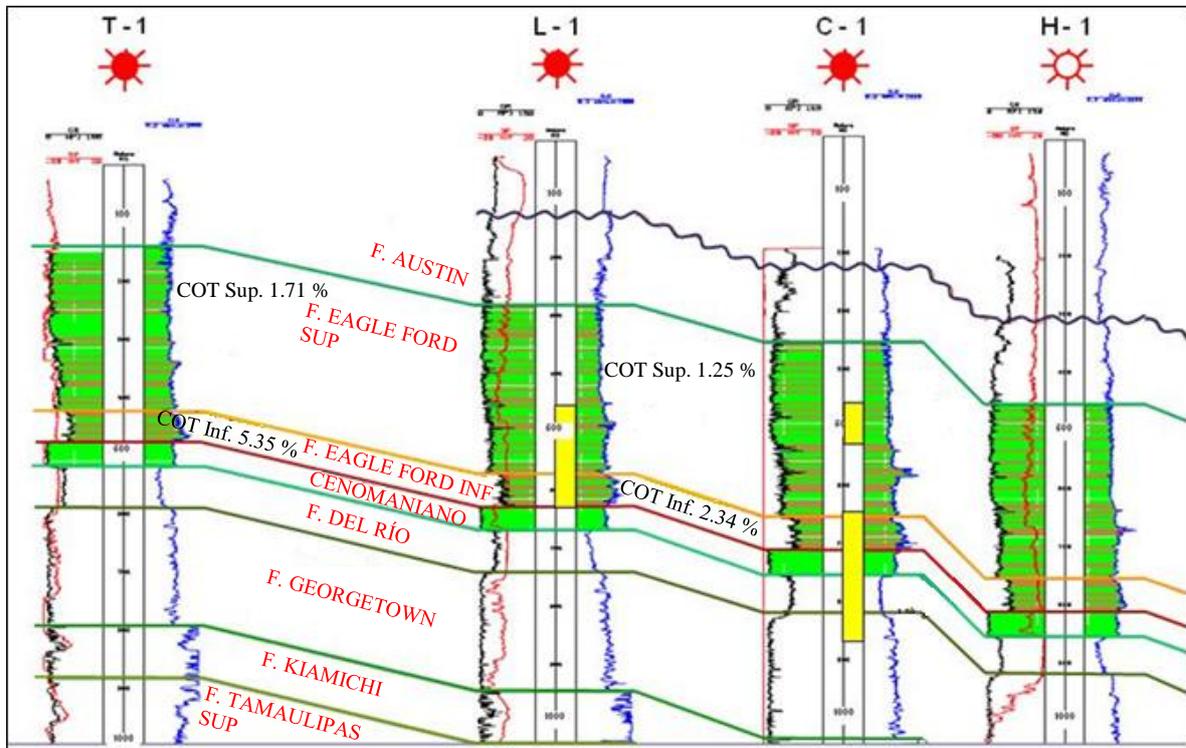


Figura 3. 13 Correlación litoestratigráfica de pozos ubicados dentro de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos. La Unidad Eagle Ford Inferior tiene un contenido de COT de 5.3%, mientras que la Unidad Eagle Ford Superior, a pesar de tener mayor espesor, está por debajo del 1.7% de COT (PEMEX, 2012).

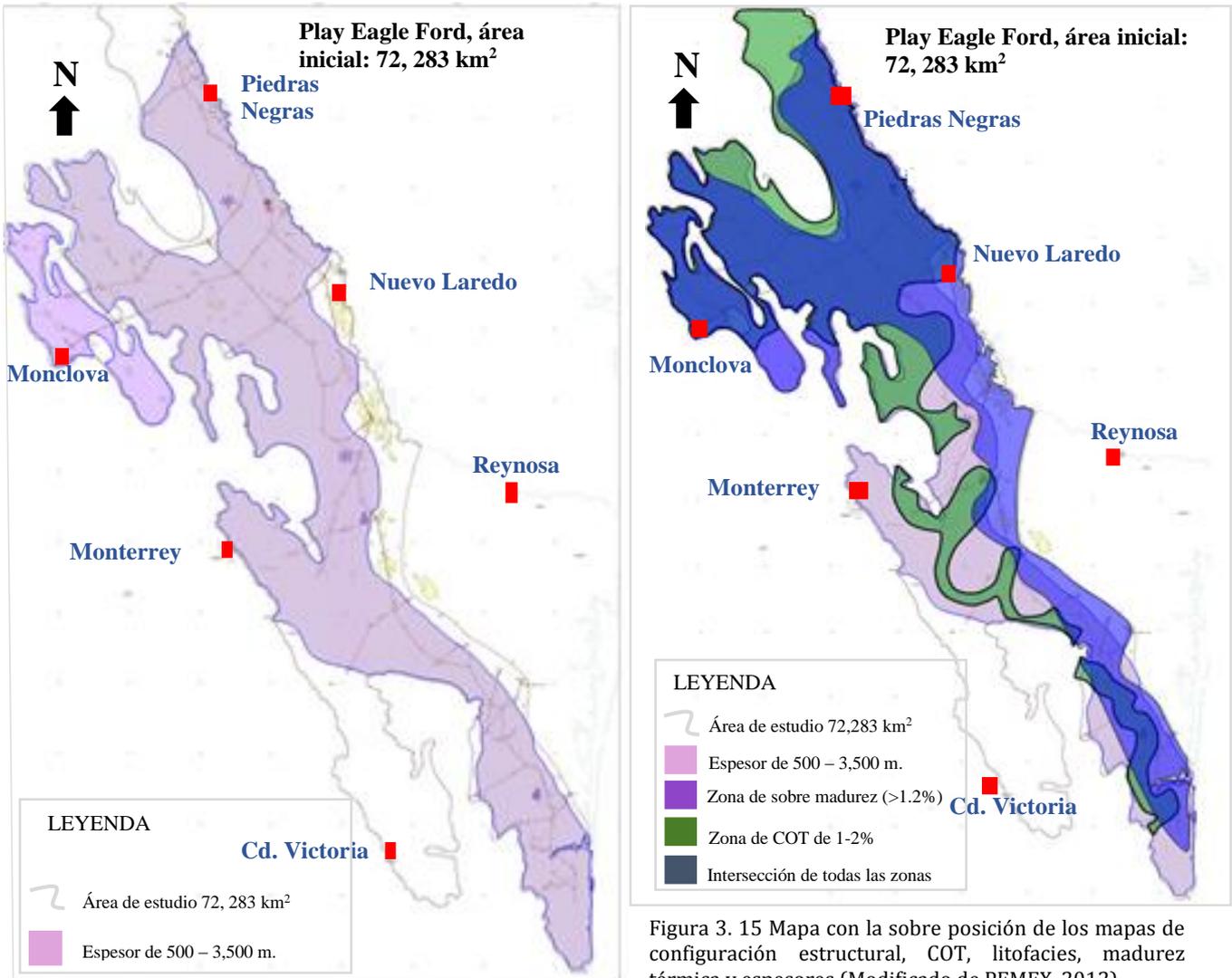


Figura 3. 14 Mapa de espesores de la Unidad Inferior Eagle Ford; la profundidad máxima es de 3,500 m (PEMEX, 2012).

Figura 3. 15 Mapa con la sobre posición de los mapas de configuración estructural, COT, litofacies, madurez térmica y espesores (Modificado de PEMEX, 2012).

Una vez concluida la caracterización geológica, geoquímica y geofísica del área inicial, los equipos de laboratorio de campo de Pemex determinaron los dos plays con mayor probabilidad de desarrollo shale gas en un área de 34, 620 km² para el play Cretácico Inferior Eagle Ford (Figura 3. 16), siendo la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos la que mayor potencial de gas seco posee (PEMEX, 2012).

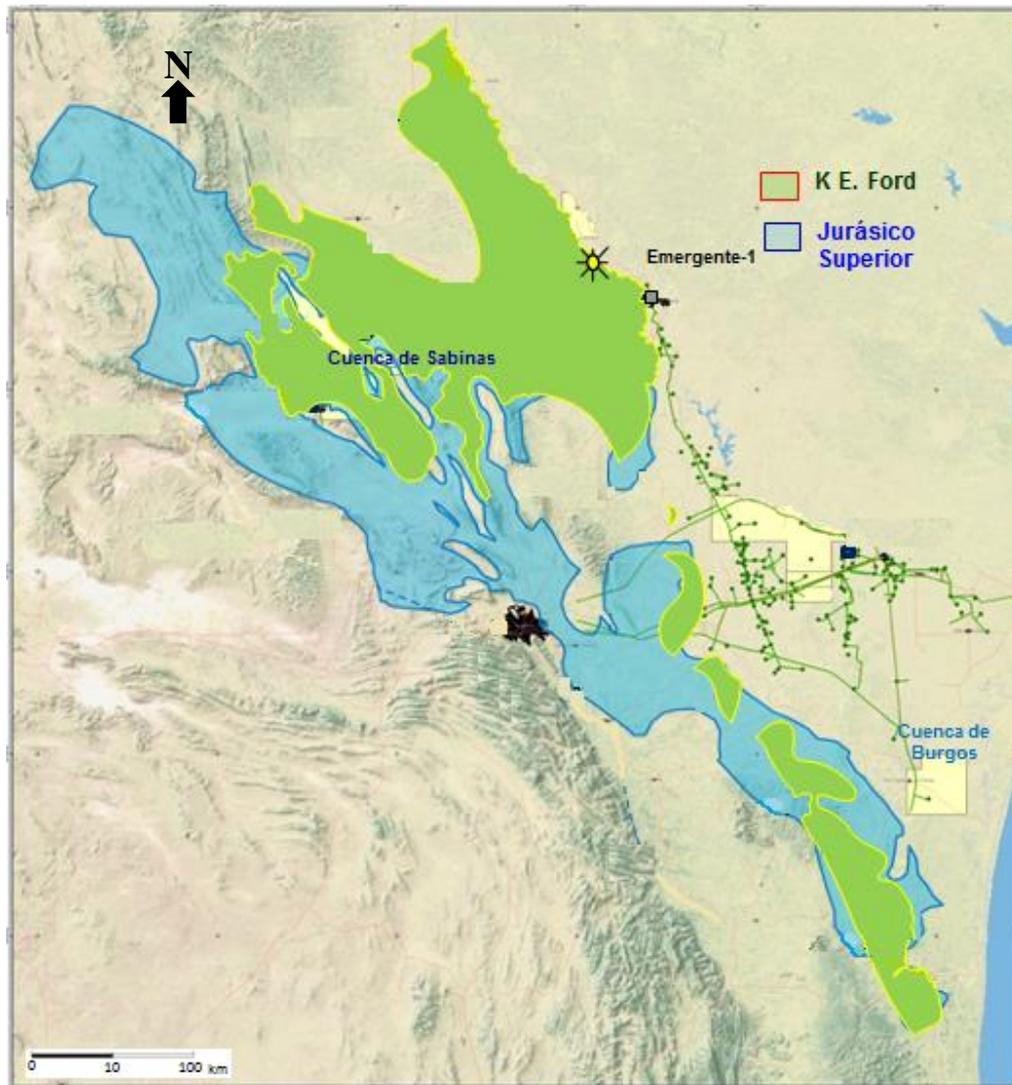


Figura 3. 16 Área Prospectiva de 34, 620 km² con mayor posibilidad de desarrollo shale gas en la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos (Modificado de PEMEX, 2012).

3.5.1 Pozo E-1

Este pozo comenzó a perforarse el 13 de septiembre de 2010 y su perforación finalizó el 17 de febrero de 2011. El pozo E-1 se encuentra localizado dentro del Bloque Olmos a 63 km de Nuevo Laredo, Municipio de Hidalgo, Coahuila. Su objetivo era valorar el concepto del Play No Convencional de la Formación Eagle Ford del Cretácico Superior. Para su perforación se consideró la construcción de un pozo piloto a una profundidad vertical inicial de 2,600 m con 1,300 m de sección horizontal y un azimuth de 179° sobre la cima de la Unidad Inferior de la Formación Eagle Ford (PEMEX, 2011). A través de este pozo observador se tomó la información

necesaria para determinar el porcentaje de COT, la orientación de los esfuerzos y con ello diseñar la trayectoria más óptima de la geonavegación del pozo dentro de la formación.

La profundidad vertical programada fue de 2539.91 (m.v.b.m.r) y una profundidad desarrollada de 4071 (m.d.b.m.r).

El diseño del pozo se llevó a cabo en cinco etapas. En la primera se utilizó una barrena con un diámetro de 22" y un diámetro TR de 16", la profundidad vertical perforada fue de 150 m, el objetivo en esta etapa es cubrir acuíferos someros e instalar conexiones superficiales de control; para la segunda etapa se perforaron 900 m verticalmente utilizando una barrena y un Tr de 14 ½ y 11 ¾ pulgadas respectivamente, el objetivo en este tramo es aislar las zonas de baja presión como son la Formación Wilcox y Wilcox Inferior. La tercera etapa cubre una profundidad vertical de 1950 m, utilizando una barrena de 10 5/8" y un TR de 9 5/8", el objetivo es aislar las zonas de presión anormal como las formaciones Escondido, Olmos y San Miguel. Para la cuarta etapa se perforaron 2475 m.v y 2600 m.d usando una barrena y un TR de 8 ½" y 7 5/8" respectivamente, con el objetivo de cubrir posibles zonas fracturadas con pérdidas de circulación en la Formación Austin. La quinta etapa alcanzó una perforación vertical de 2539.9 m y una profundidad desviada de 4071 m utilizando una barrena de 6 ½" y un TR de 5 ½", para aislar la zona productora (Unidad Inferior de Eagle Ford) y posteriormente explotarla (Figura 3.17) (PEMEX, 2011).

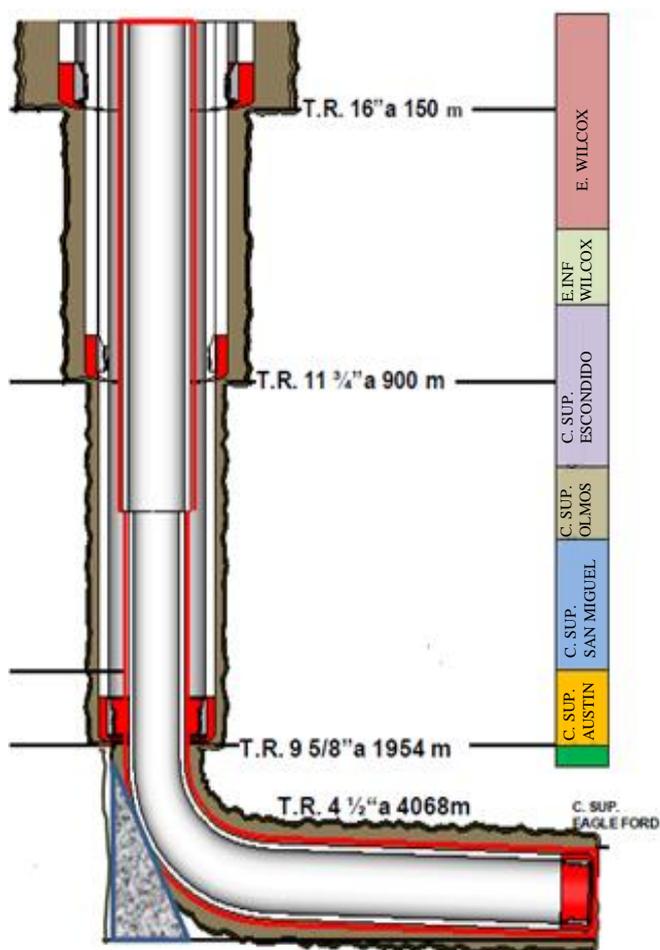


Figura 3. 17 Estado mecánico del Pozo E-1, diseñado en 5 etapas, perforando las formaciones Wilcox, Wilcox Inferior, Escondido, Olmos, San Miguel y Austin (PEMEX, 2011).

En la primera etapa de perforación se utilizó un lodo bentonítico de 1.10 gr/cc, mientras que para las etapas restantes se usaron lodos base aceite con rangos de 1.15 hasta 1.55 gr/cc. Cabe mencionar que la primera etapa estuvo a cargo de Pemex y las cuatro etapas restantes fueron realizadas por la empresa Halliburton.

Durante la perforación del pozo E-1 no se encontraron fallas, pliegues, domos salinos u otras estructuras geológicas relevantes. La trampa es estratigráfica del Cenomaniano Superior-Turoniano, no hay complejidad estructural. Enseguida se describe la columna geológica que se realizó a partir de los recortes de perforación y de muestras de canal del pozo E-1 (Figura 3.18).

Formación	Profundidad Vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollo (m.d.b.m.r.)	Litología
Eoceno Superior Fm. Wilcox	Aflora	Aflora	Arenisca con intercalaciones de lutita.
Eoceno Inferior Fm. Wilcox	724	724.0	Arenisca con intercalaciones de lutita.
Cretácico Superior Fm. Escondido	964	964.0	Arenisca gris claro y gris oscuro, de granos muy finos a finos de cuarzo, subredondeados a subangulosos, bien clasificados, consolidada en matriz arcillosa y cementante calcáreo con intercalaciones de lutita gris claro a gris oscuro, arenosa y calcárea con presencia de pirita diseminada.
Cretácico Superior Fm. Olmos	1547	1547.0	Arenisca gris claro, de granos finos, medios y gruesos de cuarzo, subredondeados a subangulosos, mal clasificados, consolidada, en matriz arcillosa y cementante calcáreo con intercalaciones de lutita gris claro a gris oscuro, arenosa y calcárea con presencia de pirita diseminada y glauconita.
Cretácico Superior Fm. San Miguel	1784	1784.0	Arenisca gris claro de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, consolidada, en matriz arcillosa y cementante calcáreo con intercalaciones de lutita gris oscuro, arenosa y calcárea. Traza de marga color café grisáceo, calcárea con presencia de pirita diseminada.
Cretácico Superior Fm. Austin	2216	2222.0	Marga color café claro, gris oscuro, arcillosa y calcárea. Trazas de lutitas gris verdosa. Mudstone a wackestone gris claro de intraclastos y bioclastos indeterminados con presencia de pirita diseminada.
Cretácico Superior Fm. Eagle Ford	2465	2584.0	La parte superior esta constituida por mudstone arcilloso-carbonoso de color gris oscuro y la parte inferior por lutita gris oscuro a negra, de aspecto carbonoso, ligeramente calcárea.
Cretácico Superior Fm. Buda	2545		Wackestone microcristalino, de bioclastos e intraclastos indeterminados, con fracturas selladas con calcita y pirita diseminadas.
Cretácico Superior Fm. Del Río	2568		Wackestone microcristalino, de bioclastos e intraclastos indeterminados, con fracturas selladas con calcita y pirita diseminadas.
Cretácico Superior Fm. Georgetown	2582		Wackestone a wackestone de aspecto carbonoso, de bioclasto e intraclasto indeterminados.
Perforación Total	2539.91	4071.0	Wackestone microcristalino, de bioclastos e intraclastos indeterminados, con fracturas selladas con calcita y pirita diseminadas.

Figura 3. 18 Columna geológica cortada durante la perforación del pozo E-1 (PEMEX, 2011).

Durante la etapa del fracturamiento hidráulico se diseñaron 17 segmentos a fracturar en la zona de navegación horizontal, de los cuales 12 se llevaron a cabo en la zona frágil y 5 fracturamientos híbridos en la zona dúctil. La longitud que abarco cada fracturamiento fue de

72 m, cada fracturamiento es iniciado y finalizado por un tapón; entre tapón y tapón se colocaron 4 clúster, cada uno separado entre sí 17.3 m, y 10 m antes y después de cada tapón. La longitud de disparo que alcanza un clúster es de 0.6 m (Figura 3. 19). El diámetro del agujero es de 30" (PEMEX, 2011). El pozo E-1 quedó oficialmente productor de gas seco en el intervalo 3,382-2826 m., correspondiente a 12 de las 17 etapas de fractura, lo anterior debido a que se dejó como "pescado" la herramienta de molienda a la profundidad de 3,372m., lo cual impidió moler los 5 tapones ubicados hacia el fondo del pozo, y probar el potencial de los restantes intervalos fracturados (Téllez *et al*, 2011).

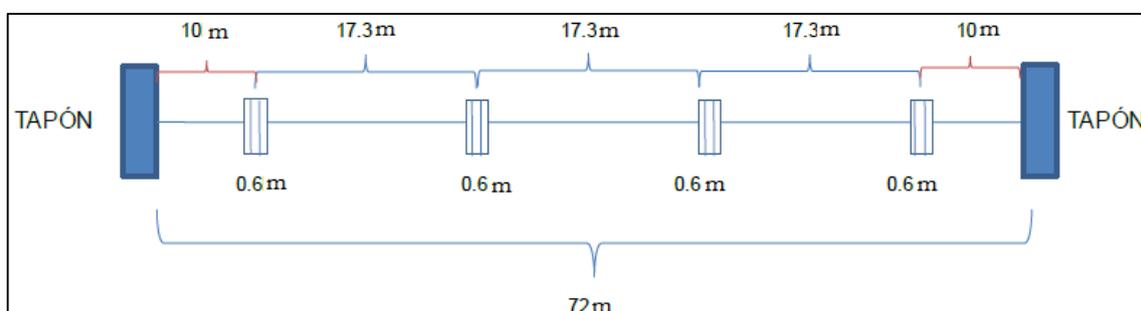


Figura 3. 19 Programa de diseño de la etapa de fracturamiento en el pozo E-1 (PEMEX, 2011).

Para los 17 fracturamientos hidráulicos se utilizaron 42,563 sacos de apuntalante cuarcítico de resistencia hasta 4000 psi (arena blanca) en mallas 40/70, 30/50 y sílica malla 100, con aproximadamente 8,000,000 galones de fluido (en su mayor parte agua con reductor de fricción), gasto de inyección promedio de 72 bpm y una presión de inyección de 7500 psi, en concentraciones de 1.5 a 2.0 lb/gal en las primeras 12 fracturas, y de 3.0 a 4.0 lb/gal en las últimas 5 (híbridas), el gradiente de fractura varió de 0.96 a 1.05 psi/p. Se calcula que la cantidad de agua destinada para el fracturamiento hidráulico es de aproximadamente 262, 000 bls (PEMEX, 2011).

3.5.2 Petrografía del pozo E-1

Catorce muestras fueron seleccionadas del pozo E-1, de los núcleos 1 y 2, para ser analizadas en un estudio petrográfico y diagenético. En la Tabla 3. 1 se incluyen el nombre de las muestras seleccionadas para el estudio petrográfico.

NÚCLEO-1				
MUESTRA	PROFUNDIDAD (M)	LÁMINA DELGADA	SEM	DRX
2	2491.94	X	X	X
5	2493.75	X	X	X
7	2495.11	X	X	X
11	2497.12	X	X	X
15	2499.99	X	X	X
NÚCLEO-2				
17	2501.2	X	X	X
21	2503.16	X	X	X
23A	2504.8	X	X	X
28A	2507.6	X	X	X
32	2511.17	X	X	X
34	2513.07	X	X	X
36	2514.73	X	X	X
38	2516.23	X	X	X
41	2518.73	X	X	X

Tabla 3. 1 Programa de análisis efectuado en los núcleos 1 y 2 del pozo E-1. Donde SEM (Sonda Electrónica Microscópica) y DRX (Difracción de Rayos X) (PEMEX, 2011).

Las muestras, 5 y 28 A, son calizas arcillosas y lutitas calcáreas. Mientras que las muestras 2, 7, 21, 23 A, 36, 38 y 41 son calizas arcillosas ricas en material orgánico, y las muestras 11, 15, 17, 32 y 34 son lutitas calcáreas ricas en materia orgánica. Se encontró que diez muestras: 2, 5, 7, 11, 15, 17, 28 A, 32, 34 y 38 contienen foraminíferos planctónicos, fragmentos de calcita, material orgánico, micrita y de arcilla. Cuatro muestras: 21, 23 A, 36 y 41, al parecer son masivas (Figura 3. 20, 3.21, 3. 22).

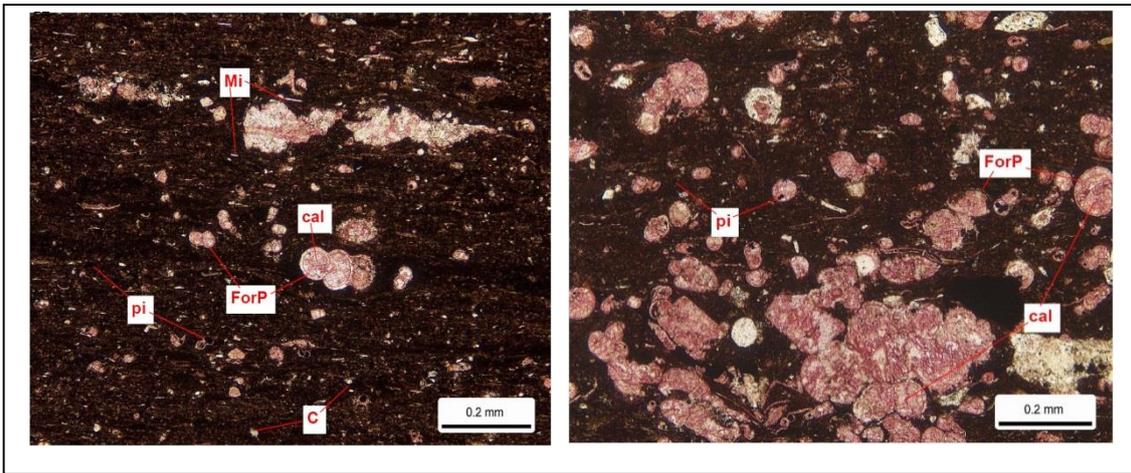


Figura 3. 20 Imágenes de lámina delgada de las muestras 5 y 28 A; caliza arcillosa y lutita calcárea respectivamente. Mi: mica, ForP: foraminíferos planctónicos, cal: calcita y pi: pirita. La dominancia de aloquímicos en la muestra 28 A es notable (PEP, 2011).

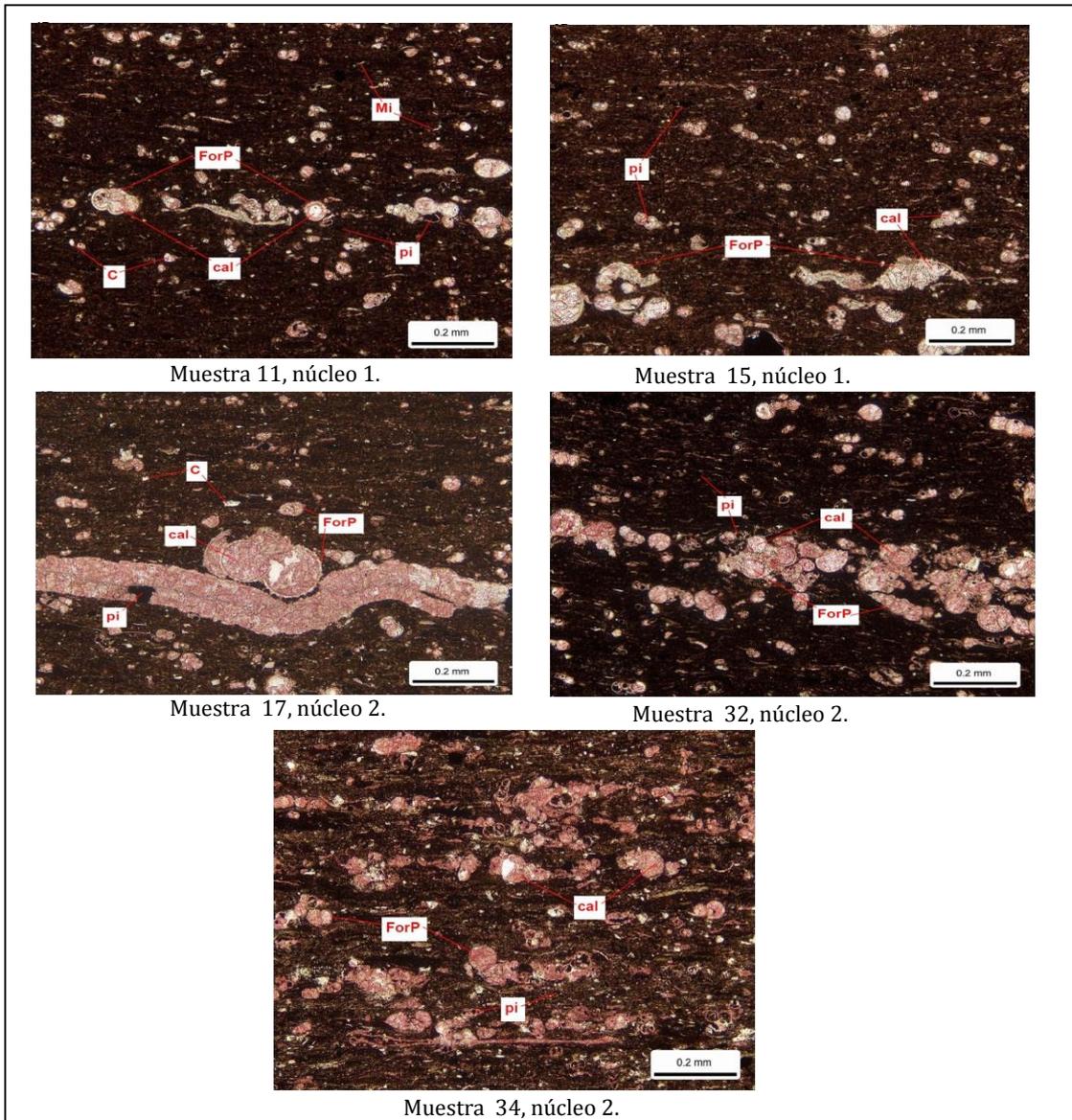


Figura 3. 21 Presentación de cinco muestras en lámina delgada de los núcleos 1 y 2, todas ellas son lutitas calcáreas ricas en materia orgánica. ForP: foraminíferos planctónicos, c: cuarzo, cal: calcita, pi:pirita autógena, Mi: mica (PEP, 2011).

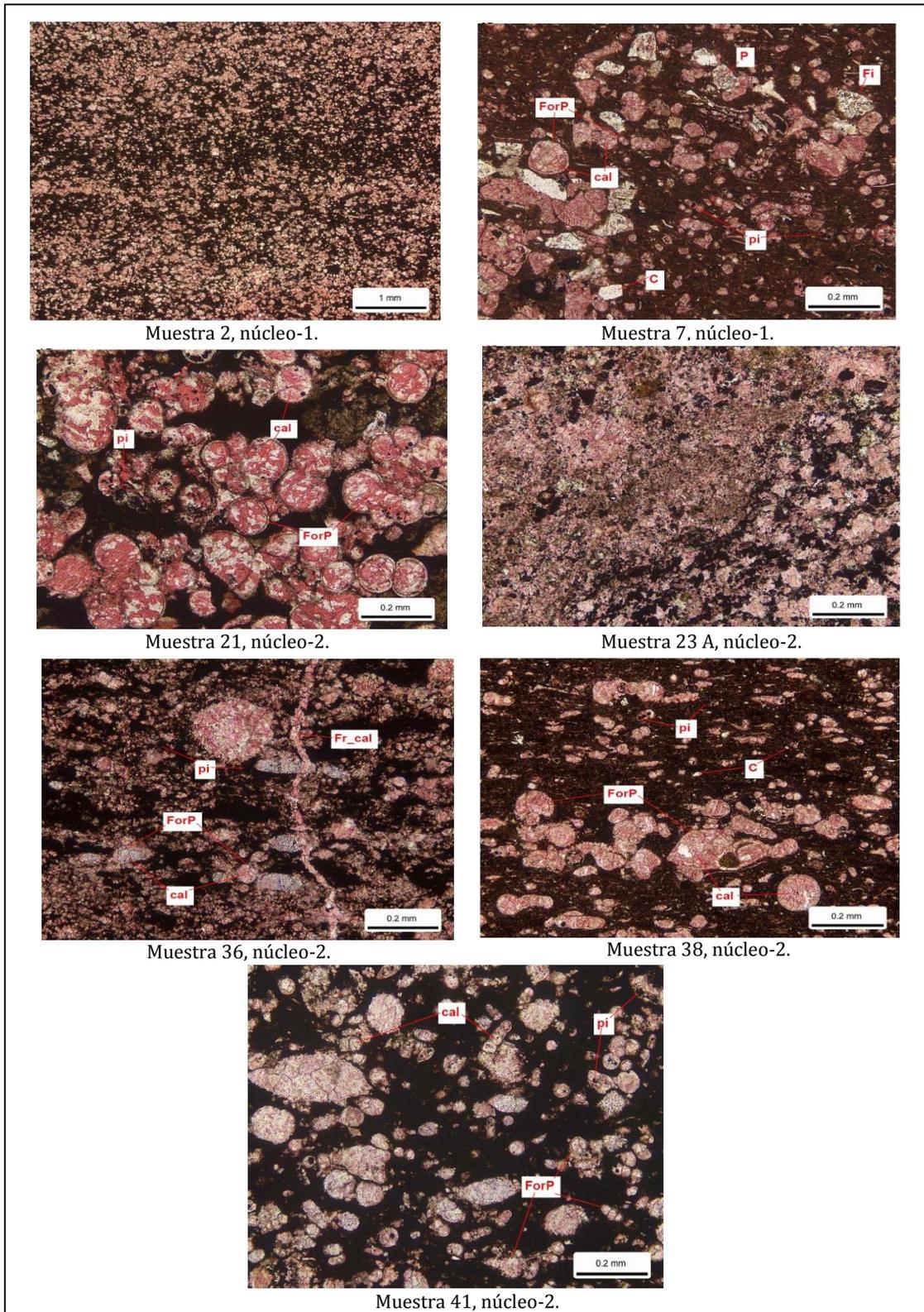


Figura 3. 22 Láminas delgadas de calizas arcillosas ricas en materia orgánica de los núcleos 1 y 2. P: plagioclasa, ForP: foraminíferos planctónicos, c: cuarzo, cal: calcita, pi:pirita autógena (PEP, 2011).

Los foraminíferos planctónicos se presentan en su mayoría como restos bioclásticos. Otros aloquímicos comunes incluyen bivalvos y fragmentos de equinodermo. El cuarzo, feldespato potásico y los granos de plagioclasa están presentes en todas las muestras, así como cantidades variables de granos orgánicos. Fragmentos de plantas, micas y minerales pesados también están presentes.

Matriz

Estas muestras consisten en su mayoría de calcita micrítica/microesparítica con cantidades variables de arcilla detrítica y de material orgánico indeterminado. Más arcilla fue observada durante el análisis de microscopio electrónico y por los resultados en lámina delgada del estudio de difracción de rayos X.

Diagénesis

Esta ha tenido un efecto de menor importancia sobre estas rocas calizas arcillosas y lutitas calcáreas. La diagénesis marina temprana consiste predominantemente en la micritización y recristalización del grano. Las trazas de las cantidades de menor importancia de pirita se observan en todas las muestras; asociándose a los foraminíferos y al material orgánico alterado en la matriz. Los cementos tempranos de la calcita se formaron rellenando las cavidades y paredes de los esqueletos de los foraminíferos. Algunas muestras, como la número 36 del núcleo 2, muestran fracturas y cementación posterior de la calcita.

Características del sistema de poro

Los microporos asociados a la matriz son del tipo primario, debido a la naturaleza del sedimento original. Delgadas fracturas paralelas al echado se observan en algunas muestras.

El principal factor que controla la calidad de yacimiento es la presencia de abundante micrita en la matriz. Estas muestras carecen de macroporos visibles y las zonas interpartícula

se encuentran rellenas de micrita. En general, la calidad de yacimiento es deficiente para los hidrocarburos líquidos.

4. PERSPECTIVA ECONÓMICA PARA LA EXPLOTACIÓN DE “SHALE GAS” EN MÉXICO.

El plan de negocios de Pemex para el periodo 2012-2016 establece un objetivo estratégico: incrementar las reservas de hidrocarburos del país a través de nuevos descubrimientos y la reclasificación de los recursos prospectivos. Uno de los planes estratégicos para lograr dicho objetivo es intensificar la evaluación del potencial shale gas de México, definiendo claramente las provincias geológicas donde Pemex espera encontrar reservas de gas en lutitas y de la misma forma identificar la cantidad de las reservas que posee el país (PEP, 2011).

Con ello, Pemex Exploración y Producción inició actividades de exploración de recursos shale a inicios del 2010, identificando las provincias geológicas de Chihuahua, Burro-Picachos, Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz como regiones prospectivas para aceite y gas en lutitas (shale oil y shale gas).

De las seis áreas señaladas como prospectivas la Cuenca Tampico-Misantla es la de mayor potencial en shale oil, con 30.7 billones de recursos aceítíferos prospectivos (bbl). No obstante, la Cuenca de Sabinas y Burgos con 49 y 44.3 tcf (trillones de pies cúbicos) respectivamente (México Oil & Gas Review, 2013), constituyen las regiones prospectivas más importantes de gas seco. Privilegiando la zona de menor riesgo y con mayores probabilidades, debido a su cercanía geográfica con Estados Unidos, a finales del 2010 Pemex inició la perforación del primer pozo de shale gas del país, el E-1, el cual permitió confirmar la continuidad del Play Eagle Ford dentro de México. Este play se encuentra distribuido entre las cuencas de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos.

El desarrollo de dichas áreas depende fundamentalmente de seis factores diferentes: El primero y más importante, el precio de venta del gas, el cual es muy bajo debido a la sobre

producción que hubo en la década pasada. El segundo, las tecnologías de diseño y perforación de pozos, las cuales tienen un costo elevadísimo, ya que la explotación de los recursos de shale gas al ser “recientes” son caros, únicos y muy poco desarrollados. En general sólo en Estados Unidos y Reino Unido, líderes en el desarrollo de estas herramientas tecnológicas y con mayor experiencia en el tema, son ligeramente más accesibles de comprar y desarrollar. El tercero, el desarrollo de una adecuada infraestructura para la colección, transporte y distribución, ya que cualquier escape de los fluidos fracturantes y del mismo gas en el suelo y/o subsuelo crea un enorme impacto ambiental negativo. El cuarto, un régimen fiscal adecuado debe también ser desarrollado para este tipo de proyectos; si bien en el caso de México es necesaria la participación de compañías privadas que sepan del tema, capaces de afrontar la magnitud del proyecto y sus múltiples obstáculos que se encuentran en el camino, además de la enorme inversión de capital que se necesita, de la cual Pemex carece; hoy en día PEP realiza una producción y explotación sin tomar en cuenta todas las variables y riesgos del shale gas, sin mencionar que ridículamente se ha dejado llevar por una publicación de la Administración de Información de Energía (EIA) que salió al mundo en el 2011 donde aseguraba que México poseía 681 mil millones de pies cúbicos en reservas de gas de lutitas, pero realmente México posee aproximadamente 81 mil millones de pies cúbicos certificadas (PEP, 2011). Quinto, una inversión oportuna asignada a acelerar el ritmo de desarrollo de este tipo de depósitos en el país. Finalmente el sexto y uno de los dos más importantes, ¿De dónde piensa obtener Pemex la superficie de agua necesaria para seguir perforando y fracturando los yacimientos de lutitas? Si bien, México no cuenta con una política energética capaz de afrontar los retos científicos, tecnológicos y monetarios, mucho menos una que englobe un proyecto ambiental-monetario. Si comparamos a Pemex con otras compañías petroleras de diferentes países podemos observar que la paga de impuestos es excesivamente alta. Mientras PDVSA (Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima), Statoil de Noruega y Petroil de Colombia pagan 39.9

%, 19.0% y 11.0% respectivamente, Pemex paga 68.6 % de impuestos, es decir, la Secretaria de Hacienda se apropió de facto en 2012 de 107 litros por cada barril, lo que se traduce en aproximadamente 273 millones de litros de petróleo por día, representando 2 mil millones de litros por semana y más de 8 mil millones por mes. Haciendo cuentas, si de los 100 dólares en que se vende 1 barril Hacienda se queda con 69 dólares, pero 1 barril vendido representa 107 litros y tan solo en el año 2012 fueron más de 96, 000, 000,000 de litros entonces ésta recaudó alrededor de 61, 906, 542,056.07 de dólares, cifra con la cual PEP hubiese podido haber re-invertido hasta 3 veces en instalaciones de shale gas (Alarcón, 2013).

El problema económico se incrementa si se considera que las tasas de declinación de los yacimientos de shale gas son muy altas; alrededor del 65 al 80 % en el primer año de acuerdo a Berman (2010). Al observar los resultados de sus análisis en los yacimientos americanos encontró que Eagle Ford presenta una caída del 42 % anual, por lo cual serían necesarios mil pozos, equivalentes a unos 10 mil millones de dólares para mantener la producción que hoy en día lleva (Berman, 2010).

El shale gas solo compensa la baja en la producción de gas convencional. Los campos prospectivos nuevos alcanzan su máxima producción a los tres o cinco años y luego declinan, y con el precio de venta que actualmente es muy bajo, muchas compañías ven afectadas considerablemente sus finanzas.

Otro factor muy importante, con su correspondiente implicación económica, es la cantidad de agua que se necesita para estimular el yacimiento en un pozo, como se sabe en la zona norte y noreste del territorio nacional se tiene un clima seco a semiárido, en donde las principales fuentes de agua provienen en su mayoría de acuíferos que recargan a ríos, arroyos y manantiales que se encuentran muy cerca del Río Bravo. Hasta ahora la mayoría de los pozos no convencionales

perforados en la cuenca de Sabinas se localizan sobre los únicos acuíferos confinados de Cerro Colorado-La Partida, Palestina, Presa La Amistad, Allende-Piedras Negras e Hidalgo, cuyos valores específicos de recarga total media anual (RT), volumen de concesión (VCAS) (volumen anual que se extrae) y disponibilidad de aguas subterráneas (DAS), se presentan en la Tabla 4.1 (CONAGUA, 2011).

Acuífero	Recarga Total Media Anual (RT) (m3)	Volumen de Concesión (VCAS) (m3)	Disponibilidad de Aguas Subterráneas (DAS) (m3)
Cerro Colorado-La Partida	6,500	628.446	5,571.55
Palestina	10,300	2,103	8,196.04
Presa La Amistad	22,600	1,461.06	10,338.94
Allende-Piedras Negras	457,700	148,224.98	18,675.02
Hidalgo	3,800	2,652.51	1,147.49

Tabla 4. 1 Valores estimados de RT, VCAS y DAS de los cinco acuíferos principales donde se encuentran ubicados los pozos no convencionales dentro de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (CONAGUA, 2011).

Como se puede observar, el acuífero más importante es el Allende-Piedras Negras y también es uno de los más explotados según datos de la CONAGUA. La pregunta más inquietante por ahora es ¿de dónde se han sacado los miles de metros cúbicos de agua necesarios para haber perforado y fracturado hasta ahora los nueve pozos en la cuenca de Sabinas? Si nos basamos en los parámetros de Estados Unidos de la cantidad de agua que utilizan en sus pozos en diferentes plays, es de aproximadamente 15 000 a 23 500 m³ (Grayling, 2012) para la perforación y fracturamiento. Haciendo el promedio, el resultado es de 19 250 m³, casi el volumen anual de concesión que se mantiene en el acuífero Allende-Piedras Negras, sólo para un pozo.

La cantidad de agua requerida para mantener la producción de shale gas es muy elevada; México tiene problemas de agua en la mayor parte del país, problemas que siguen sin resolverse. Si el tipo de agua que se utiliza para estos recursos no fuera potable no existiría problema porque se utilizaría la misma agua de las formaciones, agua salada, pero al parecer las lutitas y los

procesos químicos relacionados exigen cierta calidad en las aguas. Esta tendencia causa todavía más polémica en la explotación de los recursos no convencionales. Y más para los estados de Coahuila, Nuevo León y la parte noroeste de Tamaulipas donde las poblaciones dependen 99 % de los acuíferos y sus recargas en épocas de lluvia. Aunado a esto están los problemas técnicos que pueden ocurrir durante el “fracking” existiendo una probabilidad muy alta de contaminar estos cinco acuíferos con metano y componentes químicos a través de las microfracturas generadas.

De este modo, al menos para la región de la Cuenca de Sabinas, el shale gas no es negocio para Pemex de acuerdo a las consideraciones mencionadas; por lo que las exploraciones y perforaciones podrían realizarse hacia la parte noroeste de la cuenca, ya que hacia esa dirección el tipo de gas es condensado y aceite (Figura 4. 1).

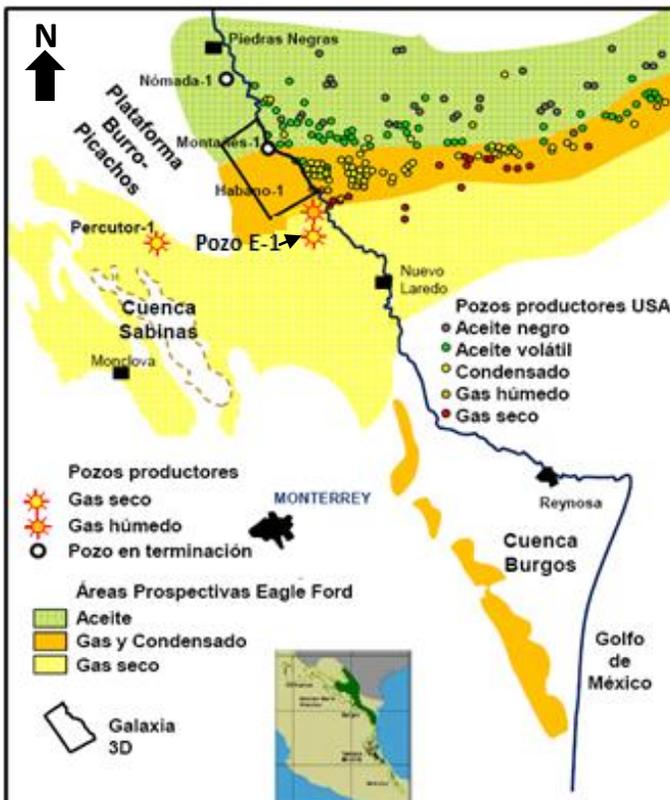


Figura 4. 1 Área noroeste de la región Sabinas-Burro-Picachos. El color verde indica la zona en donde se produce aceite. La zona naranja indica contenido de gas y condensado. La zona en color amarillo; donde se encuentra localizado el pozo E-1; produce únicamente gas seco (Expo foro PEMEX, 2012).

Además de que del pozo E-1 se extrajeron 2.9 millones de pies cúbicos de gas seco entre 2011 y 2012 sin tener producción de gas condensado; no logrando esta cifra compensar los \$109, 948, 600 M.N. que se invirtieron por costos de perforación, operación de equipo y margen operativo (PEP, 2011).

Para el 2011 se comenzó a trabajar con el pozo Montañez-1 declarado no comercial, seguido por el pozo Nómada-1 que fue un fracaso total al resultar seco, seguido del pozo Percutor-1 en Progreso, Coahuila que ha arrojado 2.8 millones de pies cúbicos de gas y 27 barriles diarios de condensados en 2012. Otro pozo es el Arbolero-1 que genera diariamente 3.2 millones de pies cúbicos de gas diarios. Estas cifras representan un fracaso total en comparación con la producción de los pozos no convencionales en Eagle Ford, Texas, donde la producción inicial en el 2008 era de 358 barriles de crudo por día y para el 2012 llegó a ser de casi 300,000 barriles por día (García, 2012). Si bien a principios del año 2013 la perforación del pozo Anhelido-1 creó nuevas esperanzas, aportando 400 barriles de aceite por día, aunque su producción parece ser más alta que los pozos anteriores, ésta sigue siendo baja. La inversión en cada una de esas localizaciones supera los 635 millones de pesos y aunque se ha logrado disminuir a siete millones de dólares por cada pozo, el precio continúa siendo muy alto en comparación con los costos que se manejan en Estados Unidos (Alarcón, 2013).

Si los obstáculos logran ser superados y se genera un marco de exploración y producción atractivo – que involucre suficientes partes privadas y desde luego la parte mexicana- el mercado mexicano de gas de lutitas posiblemente desencadene las inversiones necesarias que el país necesita, las cuales se verán favorecidas una vez que Pemex logre adquirir la experiencia y conocimiento suficiente para realmente iniciar una producción y explotación esperada sin perder miles de millones de dólares en aciertos y errores como hasta ahora ha venido sucediendo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- Las secuencias limo-arcillosas formadas en ambientes oceánicos y lacustres bajo condiciones anóxicas, altos niveles de materia orgánica y un proceso de sepultamiento rápido, pueden generar hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- En los yacimientos de gas de lutitas (shale gas) los hidrocarburos quedan atrapados en la matriz de la roca de ultra-baja permeabilidad, de 0,001 a 0,0000001 milidarcies, sin poder migrar hacia una roca almacenadora; arenisca o caliza, fungiendo al mismo tiempo como roca generadora y almacenadora.
- La perforación del pozo E-1 en la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos permitió evaluar la continuidad del Play Eagle Ford (Cretácico Superior) en el territorio mexicano al resultar productor de gas seco, abarcando un área aproximada de 34,620 km² distribuidos en la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos.
- Las zonas con mayor potencial se ubican en la región noroeste de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos en donde su contenido es aceite y gas condensado, ya que en la zona donde se ubica el pozo E-1 únicamente hay gas seco, siendo este último de menor venta comercial.
- El desarrollo de los yacimientos de shale gas tiene un costo muy elevado, cifras que no logran ser compensadas por el precio de venta del gas, a ello se suman los riesgos ambientales en la contaminación del agua subterránea, suelo y subsuelo, así como la elevada cantidad de agua requerida para fracturar las lutitas, situación que dificulta su desarrollo en la región norte del país donde el clima es seco a semiárido.

Recomendaciones:

- Se sugiere que los trabajos de exploración y explotación continúen hacia la parte noroeste de la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos, ya que en ese sector se ha estimado presenta un mayor potencial de aceite y gas condensado.
- Para reducir los riesgos ambientales se propone utilizar un monitoreo microsísmico durante el fracturamiento hidráulico, permitiendo deducir la dirección preferencial y la extensión alcanzada en el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahr, W.M., 1973, The carbonate ramp: An alternative to the shelf model: Transactions – Gulf Coast Association of Geological Sciences, 23, 221–225.
- Aizenshtat Z., Stoler A., Cohen Y. y Nielsen H., 1981. “The Geochemical Sulphur Enrichment of Recent Organic Matter by Polysulfides in the Solar-Lake” Advances in Organic Geochemistry. Wiley. Pp. 279-288.
- Alarcón Fluvio, 2013. Alto a la Sangría Fiscal. Revista Petróleo & Energía. Tomo 69, Junio-Julio. Pp. 26- 36.
- Allen David T., Torres Vincent M., James Thomas, Sullivan David W., Harrison Matthew, Hendler Al, Herndon Scott C., Kolb Charles E., Fraser Matthew P., Colina A. Daniel, Cordero Brian K., Miskimins Jennifer, Sawyer Robert F. y Seinfeld John H., 2013. Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. Proceedings of the National Academy of Sciences.
- Ambrose R.J., Hartman R.C., Díaz-Campos M., 2010. Akkutlul.Y. y Sondergeld C.H., “New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations” Artículo SPE 131772 presentado en la Conferencia de Gas No Convencional de la SPE, EUA.
- Armendariz Al, 2009. Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements. Department of Environmental and Civil Engineering. Southern Methodist University.
- Asamblea contra la Fractura Hidráulica, 2011. La extracción de Gas No Convencional y la Fractura Hidráulica, Permisos en Burgos. Visto en <http://proyectourraca.files.wordpress.com/2012/02/informe-asamblea-burgos-2011.pdf>
- Baskin D.K., 1997. “Atomic H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion”, Boletín de la AAPG Vol. 81, No. 9. Pp. 1437-1450.
- BBC, s/a. Visto en http://www.bbc.co.uk/spanish/flash/swf/water_calculator/water_calculator2.swf

- Berman, 2010. Citado en Ramírez Peniley, 2013. Shale gas: Una Aventura peligrosa. Revista Reporte Indigo. Pp. 12-15.
- Bernard B.B., Bernard H. y Brooks J.M., 2011. "Determination of Total Carbon, Total Organic Carbon and Inorganic Carbon in Sediments" College Station, Texas, EUA. TDI-Brooks International and B&B Laboratories Inc.
- Boyer C., Clark B., Jochen V., Lewis R. y Miller K. C., Otoño de 2011. "Gas de Lutitas: Un recurso global" Oilfield Review Vol. 23, No. 3.
- Boyer C., Kieschnick J., Suárez-Rivera R., Lewis R.E. y Waters G, 2006/2007. "Producción de gas desde su origen" Oilfield Review, Vol. 18, No. 3. Pp. 36-49
- Broderick J., 2011. Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts. A report commissioned by The Co-operative and undertaken by researchers at the Tyndall Centre, University of Manchester.
- Cañipas Morales Katia N., Ortuño Arzate Felipe, Rocha Legorreta Francisco, Escudero Badillo Manuel, Ramírez Gordillo Leopoldo S., Pérez Ortiz José A. 2011. Proyecto D.00493 "Desarrollo Metodológico y de Protocolos Analíticos para la Caracterización Geoquímica y Genética del Gas Metano". Instituto Mexicano del Petróleo.
- CONAGUA, 2011. Determinación de la disponibilidad de agua en el Acuífero 0501, 0503, 0514, 0522, 0513, 0526.

Visto en <http://www.conagua.gob.mx/disponibilidad.aspx?n1=3&n2=62&n3=94>
- Cuevas Lee J.A., 1984, Análisis de subsidencia e historia térmica en la Cuenca de Sabinas, noreste de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 34, 56–100.
- Demaison G. J. y Moore G. T., 1980. "Anoxic Environments and Oil Source Bed Genesis", Boletín de la AAPG, Vol. 64, No. 8.
- Dickinson, W.R., and Lawton, T.F., 2001. Carboniferous to Cretaceous assembly and fragmentation of Mexico: Geological Society of America Bulletin, V. 113, p. 1142–1160.

- Eguiluz de Antuñano Samuel, 2007. Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de los Estudios de Plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México”. Servicio Geológico Mexicano.
- Eguiluz de Antuñano Samuel, 2011. “Secuencias estratigráficas del Berriasiano–Aptiano en la Cuenca de Sabinas: su significado en el entendimiento de la evolución geológica del noreste mexicano”. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Vol.63, No.2.
- Environmental Protection Agency, 2012. Ozone and Your Patients’ Health Care Providers. Visto en <http://www.epa.gov/apti/ozonehealth/population.html>
- Esquist Gas, s/e. Visto en: esquistogas.com
- Expo foro, PEMEX. 2012. Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México. Activo Integral Burgos.
- García-Solórzano Roberto, 2012. Eagle Ford continúa Aumentando su Producción e Iluminación. Visto en: <http://www.nejasayoil.com/2012/12/eagle-ford-continua-aumentando-su.html>
- Grayling Tony, 18 de Junio de 2012. Regulation of shale gas extraction in Great Britain. Geological Society briefing.
- Groat Charles G., Grimshaw Thomas W., 2012. Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development, Energy Institute. University of Texas.
- Klemme H.D., y Ulmishek G.F., Diciembre de 1991. “Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors”, Boletín de la AAPG, Vol. 75, No. 12. Pp. 1809-1851.
- Lueschen H., 2011. “Black Sea Sediments” Visto en : www.mbgc.icbm.de/HolgerL/BlackSea.html
- México Oil & Gas Review, 2013. New Energy Collection LLC.
- Murillo–Muñetón, G. y Dorobek, S.L., 2003, Controls on the evolution of carbonate mud mounds in the Lower Cretaceous Cupido Formation, northeastern Mexico: Journal of Sedimentary Research, 73, 869–886.

- OCDE, 2013. Espérance de vie à la naissance, population totale. Visto en http://www.oecd-ilibrary.org/social-issues-migration-health/esperance-de-vie-a-la-naissance-population-totale_20758499-table8
- Pemex Exploracion y Producción (PEP), 2011. Informe Interno. Activo Integral Burgos.
- PEMEX, 2010. Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos. Subdirección Técnica de Exploración.
- PEMEX, 2011. Coordinación de proyectos y caracterización inicial. Activo Integral Burgos.
- PEMEX, 2011. Programa de perforación de pozos de desarrollo. Activo Integral Burgos.
- PEMEX, 2012. Seminario Dirección General de Pemex Exploración y Producción (DGPEP). Llevado a cabo en el Activo Integral Burgos.
- PEP, 2011. Informe final: Análisis Petrográfico. Activo Integral Burgos, elaborado por CORE LAB, S.A. de C.V.
- Peters K.E., Walters C.C. y Moldowan J.M., 2004. The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. Segunda Edición. Cambridge University Press.
- Poza Cano David. Estrategia Energética: Planteamientos y Tendencias del Futuro. Instituto Español de Estudios Estratégicos. 31 de julio de 2013. Visto en http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_marco/2013/DIEEEM142013_SectorEnergeticoEspanol_DavidPoza.pdf
- Railroad Commission of Texas, 2-13, Eagle Ford information, January 2013: Website accessed June 4, 2013. Visto en <http://www.rrc.state.tx.us/eagleford/>
- Roemer Ferdinand, 1852 citado en Téllez Avilés Mariano H., Alvarado Céspedes Adalberto, González García Víctor A., Leyva Bautista Elba N., Lara Rodríguez Joel y Robles Anzures Juan P., 2011. Evaluación Geológica-Geoquímica de las Lutitas Gasíferas del Play K. Eagle Ford-Agua Nueva, en la Plataforma de Tamaulipas y las cuencas de Sabinas y Burgos. Coordinación de Prospectos y Caracterización inicial. PEMEX.

- Sánchez M., Yolanda. Gas no convencional y Fractura Hidráulica, Abril de 2012. Grupo de Medio Ambiente y Energía.
- Sellards (1952) citado en Téllez Avilés Mariano H., Alvarado Céspedes Adalberto, González García Víctor A., Leyva Bautista Elba N., Lara Rodríguez Joel y Robles Anzures Juan P., 2011. Evaluación Geológica-Geoquímica de las Lutitas Gasíferas del Play K. Eagle Ford-Agua Nueva, en la Plataforma de Tamaulipas y las cuencas de Sabinas y Burgos. Coordinación de Prospectos y Caracterización inicial. PEMEX.
- Shale Gas España, s/a. Plataforma española sobre la exploración y desarrollo de shale gas. Visto en: www.shalegasespana.es
- Telker Cherie, 2013. Source Mechanism Analysis to Determine Optimal Wellbore Orientation in the Eagle Ford Play. Adapted from extended abstract prepared in conjunction with oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania.
- Téllez Avilés Mariano H., Alvarado Céspedes Adalberto, González García Víctor A., Leyva Bautista Elba N., Lara Rodríguez Joel y Robles Anzures Juan P., 2011. Evaluación Geológica-Geoquímica de las Lutitas Gasíferas del Play K. Eagle Ford-Agua Nueva, en la Plataforma de Tamaulipas y las cuencas de Sabinas y Burgos. Coordinación de Prospectos y Caracterización inicial. PEMEX.
- Tissot B.P., Mayo de 1984. "Recent Advances in Petroleum Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration" Boletín de la AAPG, Vol. 68, No. 5. Pp. 545-563.
- Tourtelot H.A., Octubre de 1979. "Black Shale-Its Deposition and Diagenesis", Clays and Clays Minerals, Vol. 27, No. 5. Pp. 313-321.
- Vandenbroucke M., 2003. "Kerogen: From Types to Models of Chemical Structure", Oil and Gas Science and Technology" Revista del Instituto Francés del Petróleo, Vol. 58, No. 2. Pp. 243-259.

Visto en: http://energy.utexas.edu/images/ei_shale_gas_regulation120215.pdf
- Ward Rob, 2013. Can shale gas be extracted safely? Groundwater, well integrity, use of water. Head of Groundwater Science. British Geological Survey. Visto en:

<http://www.geolsoc.org.uk/Policy-and-Media/Policy-Related-Meetings/Shale-Gas-in-the-UK/Extraction-Groundwater-Usage>

- Wilson, 1990 citado en Téllez Avilés Mariano H., Alvarado Céspedes Adalberto, González García Víctor A., Leyva Bautista Elba N., Lara Rodríguez Joel y Robles Anzures Juan P., 2011. Evaluación Geológica-Geoquímica de las Lutitas Gasíferas del Play K. Eagle Ford-Agua Nueva, en la Plataforma de Tamaulipas y las cuencas de Sabinas y Burgos. Coordinación de Prospectos y Caracterización inicial. PEMEX.